Índice

1. Atividades do emissor
1.1 Histórico do emissor 1
1.2 Descrição das principais atividades do emissor e de suas controladas 11
1.3 Informações relacionadas aos segmentos operacionais 15
1.4 Produção/Comercialização/Mercados 17
1.5 Principais clientes 30
1.6 Efeitos relevantes da regulação estatal 31
1.7 Receitas relevantes no país sede do emissor e no exterior 60
1.8 Efeitos relevantes de regulação estrangeira 61
1.9 Informações ambientais sociais e de governança corporativa (ASG) 62
1.10 Informações de sociedade de economia mista 65
1.11 Aquisição ou alienação de ativo relevante 66
1.12 Operações societárias/Aumento ou redução de capital 67
1.13 Acordos de acionistas 70
1.14 Alterações significativas na condução dos negócios 71
1.15 Contratos relevantes celebrados pelo emissor e suas controladas 72
1.16 Outras informações relevantes 73
2. Comentário dos diretores
2.1 Condições financeiras e patrimoniais 74
2.2 Resultados operacional e financeiro 99
2.3 Mudanças nas práticas contábeis/Opiniões modificadas e ênfases 103
2.4 Efeitos relevantes nas DFs 104
2.5 Medições não contábeis 110
2.6 Eventos subsequentes as DFs 116
2.7 Destinação de resultados 117
2.8 Itens relevantes não evidenciados nas DFs 119
2.9 Comentários sobre itens não evidenciados 120
2.10 Planos de negócios 121
2.11 Outros fatores que influenciaram de maneira relevantes o desempenho operacional 126
3. Projeções
3.1 Projeções divulgadas e premissas 131
3.2 Acompanhamento das projeções 133

Índice

4. Fatores de risco
4.1 Descrição dos fatores de risco 135
4.2 Indicação dos 5 (cinco) principais fatores de risco 164
4.3 Descrição dos principais riscos de mercado 165
4.4 Processos não sigilosos relevantes 168
4.5 Valor total provisionado dos processos não sigilosos relevantes 178
4.6 Processos sigilosos relevantes 179
4.7 Outras contingências relevantes 180
5. Política de gerenciamento de riscos e controles internos
5.1 Descrição do gerenciamento de riscos e riscos de mercado 181
5.2 Descrição dos controles internos 187
5.3 Programa de integridade 190
5.4 Alterações significativas 193
5.5 Outras informações relevantes 194
6. Controle e grupo econômico
6.1/2 Posição acionária 196
6.3 Distribuição de capital 206
6.4 Participação em sociedades 207
6.5 Organograma dos acionistas e do grupo econômico 209
6.6 Outras informações relevantes 212
7. Assembleia geral e administração
7.1 Principais características dos órgãos de administração e do conselho fiscal 213
7.1D Descrição das principais características dos órgãos de administração e do conselho fiscal 216
7.2 Informações relacionadas ao conselho de administração 217
7.3 Composição e experiências profissionais da administração e do conselho fiscal 219
7.4 Composição dos comitês 250
7.5 Relações familiares 261
7.6 Relações de subordinação, prestação de serviço ou controle 262
7.7 Acordos/seguros de administradores 270
7.8 Outras informações relevantes 271
8. Remuneração dos administradores
8.1 Política ou prática de remuneração 278

Índice

8.2 Remuneração total por órgão 284
8.3 Remuneração variável 288
8.4 Plano de remuneração baseado em ações 290
8.5 Remuneração baseada em ações (Opções de compra de ações) 292
8.6 Outorga de opções de compra de ações 293
8.7 Opções em aberto 294
8.8 Opções exercidas e ações entregues 295
8.9 Diluição potencial por outorga de ações 296
8.10 Outorga de ações 297
8.11 Ações entregues 298
8.12 Precificação das ações/opções 299
8.13 Participações detidas por órgão 301
8.14 Planos de previdência 302
8.15 Remuneração mínima, média e máxima 303
8.16 Mecanismos de remuneração/indenização 306
8.17 Percentual partes relacionadas na remuneração 307
8.18 Remuneração - Outras funções 308
8.19 Remuneração reconhecida do controlador/controlada 309
8.20 Outras informações relevantes 310
9. Auditores
9.1 / 9.2 Identificação e remuneração 312
9.3 Independência e conflito de interesses dos auditores 314
9.4 Outras informações relevantes 315
10. Recursos humanos
10.1A Descrição dos recursos humanos
10.1 Descrição dos recursos humanos 316
10.2 Alterações relevantes 317
10.3 Políticas e práticas de remuneração dos empregados 318
10.4 Relações entre emissor e sindicatos 319
10.5 Outras informações relevantes 320
11. Transações com partes relacionadas
11.1 Regras, políticas e práticas 321

Índice

11.2 Transações com partes relacionadas 324
11.2 Itens 'n.' e 'o.' 330
11.3 Outras informações relevantes 331
12. Capital social e Valores mobiliários
12.1 Informações sobre o capital social 332
12.2 Emissores estrangeiros - Direitos e regras 333
12.3 Outros valores mobiliários emitidos no Brasil 334
12.4 Número de titulares de valores mobiliários 352
12.5 Mercados de negociação no Brasil 353
12.6 Negociação em mercados estrangeiros 354
12.7 Títulos emitidos no exterior 355
12.8 Destinação de recursos de ofertas públicas 356
12.9 Outras informações relevantes 357
13. Responsáveis pelo formulário
13.1 Identificação dos Responsáveis pelo Conteúdo do FRE 393
13.1 Declaração do diretor presidente 394
13.1 Declaração do diretor presidente/relações com investidores 395
13.2 Identificação dos Responsáveis pelo Conteúdo do FRE, em caso de alteração dos Responsáveis após a Entrega Anual

1.1 Histórico do emissor

1.1 – Breve histórico: descrever sumariamente o histórico do emissor

Histórico

A Centrais Elétricas do Sul do Brasil S.A. (Eletrosul) foi criada em 1968 como terceira subsidiária regional da Centrais Elétricas Brasileiras S.A. (Eletrobras), então empresa estatal, destinada ao abastecimento energético dos estados do Paraná, de Santa Catarina e do Rio Grande do Sul (tendo sua área de atuação ampliada, em 1980, com a inclusão do estado do Mato Grosso do Sul). A Eletrosul e as demais empresas da Eletrobras foram incluídas no Programa Nacional de Desestatização (PND), por meio do Decreto n° 1.481, de 03 de maio de 1995. Em 23 de dezembro de 1997, a Eletrosul foi parcialmente cindida, sendo que o patrimônio relativo à atividade de geração de energia elétrica foi vertido para a constituição de uma nova sociedade, denominada Centrais Geradoras do Sul do Brasil S.A. (Gerasul). O patrimônio vertido à Gerasul, à época da cisão, representava cerca de 70% do patrimônio líquido cindido.

Após a cisão de 1997, a Eletrosul continuou responsável exclusivamente pelas atividades relacionadas à transmissão de energia elétrica e a Gerasul passou a atuar exclusivamente na geração e comercialização de energia elétrica, ficando as duas companhias sob o controle da Eletrobras.

Em janeiro de 1998, o controle acionário da Gerasul passou a ser da Eletrobras Geração S.A. (Eletroger), companhia que teve origem na cisão parcial do patrimônio da Eletrobras. Em abril do mesmo ano, a Eletroger incorporou sua controlada Gerasul, passando a utilizar a denominação social até então utilizada pela incorporada.

Em 28 de maio de 1998, a Companhia, conforme abaixo definida, foi registrada como companhia aberta na CVM sob n° 1732-9.

Em leilão realizado em 15 de setembro de 1998, na Bolsa de Valores do Rio de Janeiro, a ENGIE Brasil Participações Ltda. (atual denominação da GDF SUEZ Energy Latin America Participações Ltda.), que atualmente pertence ao Grupo Econômico ENGIE (nova denominação da GDF SUEZ), adquiriu o controle acionário da Gerasul, representado, na época, por 227.095.639.468 ações ordinárias, correspondentes a 50,01% do capital social votante da Gerasul, pelo preço de R$ 946 milhões (valor histórico).

Em fevereiro de 2002, a Gerasul alterou sua razão social, passando a ser denominada Tractebel Energia S.A.

A Companhia participa da carteira do Índice de Sustentabilidade Empresarial (ISE) da B3 desde o seu 1° ano de listagem no Novo Mercado, em 2005.

Em julho de 2016, a denominação social foi alterada para ENGIE Brasil Energia S.A. (“ENGIE” ou “Companhia”), com o objetivo de adotar o mesmo nome do grupo econômico controlador da Companhia na Europa, o qual foi alterado de GDF SUEZ para ENGIE S.A. Em virtude de tal alteração, as ações da Companhia passaram a ser negociadas na B3 sob o novo nome de pregão ENGIE BRASIL e o código “EGIE3”, em substituição ao antigo código “TBLE3”. No balcão norte-americano o código passou a ser “EGIEY”.

Com a estratégia de acelerar a transição para uma economia neutra em carbono, estimulando a descarbonização dos clientes da Companhia, a ENGIE se transformou em uma plataforma de investimentos em infraestrutura em energia, diversificando seus negócios e priorizando crescimento por meio de fontes renováveis de geração de energia.

A diversificação da Companhia começou a se materializar mais significativamente quando foi arrematado o Lote 1 do Leilão de Transmissão n° 02 de 15 de dezembro de 2017, promovido pela Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel), que inclui a construção, a montagem, a operação e a manutenção das instalações de transmissão com cerca de 1.000 quilômetros de extensão e cinco subestações, no Estado do Paraná (PR), com prazo de concessão de 30 anos.

1.1 Histórico do emissor

Outro passo importante foi dado a partir de janeiro de 2018, quando a Companhia, visando assumir as posições de mercado relacionadas à variação do preço da energia elétrica, dentro dos limites de risco e de contrapartes pré-estabelecidos, passou a realizar operações de *trading* de energia.

A confirmação que a ENGIE, em conjunto com uma outra subsidiária da ENGIE S.A. e o fundo canadense Caisse de Dépôt et Placement du Québec (CDPQ), sagrou-se vencedora do processo competitivo, ocorrido no início de abril de 2019, para a venda da maior transportadora de gás natural do país, constituiu-se no verdadeiro marco na diversificação de seus negócios. A Transportadora Associada de Gás S.A. – TAG ("TAG") possui aproximadamente 4,5 mil km de gasodutos de alta pressão, que atravessam 10 estados do Norte, Nordeste e Sudeste do país, com capacidade firme contratada de movimentação de mais de 70 milhões de m^3 de gás por dia.

Com a TAG, a Companhia consolidou sua posição como uma plataforma de investimentos em infraestrutura de energia, alinhados à proposta de diversificar sua atuação.

Agregou-se a esse movimento, em março de 2020, outra aquisição importante: a Novo Estado Energia, detentora de concessão para construção, operação e manutenção de 1.800 quilômetros de linhas de transmissão de energia nos estados do Pará e Tocantins.

Alinhada à estratégia de negócios do Grupo, a ENGIE Brasil Energia vem, desde 2015, direcionando as suas atividades para a geração de energia renovável, gás natural e infraestrutura e, em outubro de 2021, concluiu a venda do Complexo Termelétrico Jorge Lacerda, responsável por cerca de 75% das emissões de gases de efeito estufa da Companhia.

Em continuidade ao processo de descarbonização, a ENGIE Brasil Energia adquiriu, em fevereiro de 2022, os Conjuntos Fotovoltaicos Paracatu e Floresta. O processo exigiu a instauração do Comitê Especial Independente para Transações com Partes Relacionadas que, após as devidas avaliações, enviou relatório com sua recomendação para aquisição dos ativos ao Conselho de Administração da Companhia.

Em setembro de 2022, a Companhia deu mais um passo importante para a descarbonização com a assinatura do contrato de venda da Usina Termelétrica Pampa Sul, último ativo a carvão do portfólio, avançando assim na estratégia de se tornar uma geradora de energia vindas de fontes 100% renováveis. A conclusão da operação de venda ocorreu em 31 de maio de 2023.

Novo Mercado

Em 16 de novembro de 2005, a Companhia aderiu ao Novo Mercado, segmento de listagem da B3 (atual denominação da BM&FBOVESPA), destinado à negociação de ações emitidas por companhias que se comprometam, voluntariamente, com a adoção de práticas de governança corporativa além das exigidas pela legislação aplicável. Em dezembro do mesmo ano, realizou uma oferta secundária de 71 milhões de ações para promover maior valorização e liquidez de suas ações em atendimento aos requisitos do Novo Mercado.

Em outubro de 2017, houve uma revisão do regulamento do Novo Mercado, aumentando exigências para as Companhias nesse segmento, com o qual a Companhia está *compliant* na data deste Formulário de Referência. Como principal aspecto relacionado às novas exigências, na 202ª RCA ocorrida em 14 de maio de 2020, ocorreu a instalação do Comitê de Auditoria Estatutário, estrutura de assessoramento ao Conselho de Administração na avaliação das demonstrações contábeis, em gestão de riscos, temas éticos, controles internos, *compliance* e auditorias interna e externa, composto por três membros, sendo dois deles membros do Conselho de Administração sem relação com o controlador (independentes).

1.1 Histórico do emissor

Linha do tempo – 1998 a 2022

Ano	Acontecimentos
1998 – 15/09	• Aquisição da Gerasul através de leilão (3.719 MW de capacidade instalada).
1999	• Início da operação da Usina Termelétrica William Arjona (80 MW) - óleo diesel.
2000	• Início da operação da Usina Hidrelétrica Itá (1.450 MW). • Assinatura do 1º contrato de venda de energia a consumidor livre.
2001	• Operação da Usina Termelétrica William Arjona com gás natural (120 MW).
2002	• Início da operação da Usina Hidrelétrica Machadinho (1.140 MW). • Início da operação da Usina Hidrelétrica Cana Brava (450 MW). • Expansão da Usina Termelétrica William Arjona em 70 MW, totalizando 190 MW. • A Companhia passa a se chamar Tractebel Energia S.A.
2003	• Início da operação da Unidade de Cogeração Lages com biomassa de madeira (28 MW e 25 t/h de vapor).
2004	• Certificação de sete usinas nas normas NBR ISO 9001 e ISO 14001. • Consolidação da participação no mercado livre com venda superior a 700 MW médios.
2005	• Novo Mercado da Bovespa. • ISE – Índice de Sustentabilidade da BM&FBovespa (atualmente denominada B3 S.A. - Brasil, Bolsa, Balcão. • Venda de 200MWmédios no 1º leilão de energia nova (usinas hidrelétricas Itá e Machadinho). • Venda de 150MWmédios no 2º leilão de energia existente.
2006	• Certificação de mais seis usinas nas normas NBR ISO 9001 e ISO 14001, contemplando todas as 13 usinas da Companhia, à época.
2007	• Aquisição da Cia. Energética São Salvador. • Aquisição da participação da Celesc na Usina Hidrelétrica Machadinho. • Certificação CODIS.
2008	• Incorporação da Companhia Energética Meridional. • Aquisição da Usina Hidrelétrica Ponte de Pedra (176 MW). • Aquisição das pequenas centrais hidrelétricas Rondonópolis (26,6 MW) e Eng° José Gelazio da Rocha (23,7 MW). • Aquisição das Usinas Eólicas Beberibe (25,6 MW) e Pedra do Sal (18 MW) e da PCH Areia Branca (19,8 MW). • Fusão GDF SUEZ.
2009	• Início da operação da Usina Hidrelétrica São Salvador (243,2 MW). • Aquisição da Usina Hidrelétrica Estreito (40,07% de 1.087 MW).
2010	• Início da operação da Pequena Central Hidrelétrica Areia Branca (19,8 MW) e da Usina Termelétrica Destilaria Andrade (18,28 MW), que utiliza biomassa de bagaço de cana como combustível. • Obtenção de rating AA+ (bra) pela Fitch Ratings.

1.1 Histórico do emissor

Ano	Acontecimentos
	• Certificação de 15 usinas nas normas NBR ISO 9001, ISO 14001 e BS OHSAS 18001. • Fusão parcial da controladora indireta GDF SUEZ e da International Power. • Incorporação da Ponte de Pedra Energética S/A – PPESA.
2011	• Início da operação da Usina Hidrelétrica Estreito. • Aprovação da implantação dos projetos eólicos do Complexo Trairí e Porto do Delta (145,4 MW). • Obtenção do 1° *investment grade* internacional (BBB- pela Fitch Ratings).
2012	• Elevação de ratings, sendo: i) internacional, de BBB- para BBB, e ii) em moeda nacional de longo prazo da 2ª emissão de debêntures, de 'AA+(bra)' para 'AAA(bra)' (Fitch Ratings); e iii) em moeda local, de 'brAA+' para 'brAAA'(Standard & Poors).
2013	• Início da operação das usinas eólicas Trairí (25,4 MW) e Guajiru (30 MW). • Aquisição da Usina Termelétrica Ferrari (65,5 MW + 15 MW ampliação) – que utiliza biomassa de bagaço de cana como combustível. • Aprovada a implantação do Complexo Eólico Santa Mônica (97,2 MW). • Início das obras de modernização das usinas hidrelétricas Passo Fundo e Salto Santiago. • Reestruturação dos Consórcios Estreito e Itasa.
2014	• Início da operação das usinas eólicas Fleixeiras I (30 MW) e Mundaú (30 MW). Início da operação da Usina Fotovoltaica Cidade Azul (3MWp), projeto de P&D Solar. • Aquisição do Complexo Eólico Campo Largo (620 MW). • Aquisição do Complexo Eólico Santo Agostinho (600 MW). • Conquista da Certificação ISO 50001 pelo CTJL. • Aprovação da implantação da Usina Termelétrica Pampa Sul (340 MW) e do Complexo Eólico Campo Largo – fase 1 (326,7 MW), com venda no leilão A-5.
2015	• O Grupo GDF SUEZ passa a se chamar ENGIE e a Companhia, ENGIE Tractebel Energia. • Início da operação comercial do 5° turbo gerador da Usina Termelétrica Ferrari (15 MW). • Conclusão das obras de modernização da Usina Hidrelétrica Passo Fundo. • Venda de 46 MW médios no leilão A-3 (Complexo Eólico Santa Mônica). • Rebaixamento do R*ating* Internacional em moeda estrangeira da EBE, de BBB para BBB-, com perspectiva negativa (Fitch Ratings). • Venda de 9,2 MW médios no 2° leilão de energia de reserva (Complexo Fotovoltaico Assú).
2016	• A Companhia passa a se chamar ENGIE Brasil Energia S.A. • Aumento do Capital Social, sem emissão de novas ações. • Rebaixamento dos ratings de crédito corporativo de longo prazo em escala nacional de 'brAAA' para 'brAA' (Standard & Poor's). • Rebaixamento do Rating Internacional em moeda estrangeira de BBB- para BB+ (Fitch Ratings). • Implantação do Centro de Operação da Geração, em Florianópolis (COG), localizado na Sede da Companhia, em Florianópolis. • Descomissionamento da Usina Termelétrica Charqueadas (36 MW).

1.1 Histórico do emissor

Ano	Acontecimentos
	• Aquisição de 50% da ENGIE Geração Solar Distribuída. • Firmado contrato com a Celesc para instalação de sistemas fotovoltaicos em 1.000 residências (2.600 kWp). • Início da operação da Conjunto Eólico Santa Mônica (18,9 MW). • Autorizada a venda das usinas eólicas Beberibe e Pedra do Sal e da Pequena Central Hidrelétrica Areia Branca.

Ano	Acontecimentos
2017	• Conclusão das obras de modernização da Usina Hidrelétrica Salto Santiago (24,2 MW médios adicionais). • Reafirmado *Rating* Nacional de Longo Prazo em AAA(bra), com perspectiva estável e em escala global BB+, com perspectiva negativa pela Fitch Ratings. • Inauguração do Link Lab, com patrocínio da EBE e outras sete empresas. • Aquisição das outorgas das usinas hidrelétricas Jaguara (424 MW) e Miranda (408 MW). • Aquisição do projeto do Complexo Eólico Umburanas (605 MW). • Operação remota das usinas hidrelétricas Cana Brava e São Salvador assumida pelo COG. • Arrematado lote de cerca de 1.000 km de extensão de linha de transmissão e cinco subestações, pelo prazo de 30 anos, que daria origem ao Sistema de Transmissão Gralha Azul. • Início da operação do Complexo Eólico Santa Mônica (97,2 MW). • Início da operação da Usina Solar Assú V (30 MW). • Concluída a alienação das usinas eólicas Beberibe e Pedra do Sal e da Pequena Central Hidrelétrica Areia Branca (total de 63,4 MW).
2018	• Rebaixamento do Rating Internacional de Longo Prazo em moeda estrangeira para 'BB', com perspectiva estável. Rating Nacional de Longo Prazo em 'AAA(bra)' reafirmado, com perspectiva estável. • A Companhia emitiu, por meio de suas controladas Companhia Energética Jaguara e Companhia Energética Miranda, o valor total de R$ 1,8 bilhão em debêntures. • Aprovada a instalação do Comitê Especial Independente para Transações com Partes Relacionadas para analisar e acompanhar eventuais acordos entre as partes que formam o grupo investidor interessado na aquisição da Transportadora Associada de Gás (TAG). • Iniciada a operação remota integral do Complexo Eólico Trairi, a partir do Centro de Operação de Geração (COG). • Iniciada operação comercial do Conjunto Eólico Campo Largo I, com a adição de 29,7 MW de energia renovável não convencional ao parque gerador da Companhia. • Encerrada a emissão de R$ 746,6 milhões em debêntures da Companhia, em duas séries, com vencimentos em sete e dez anos, respectivamente, obtendo demanda 1,7 vez superior à oferta, com custo competitivo. • Concluída a operação de aquisição das ações remanescentes da ENGIE Geração Solar Distribuída S.A., pelo preço ajustado de R$ 35,1 milhões. • A última central eólica da Fase I do Conjunto Eólico Campo Largo entrou em operação comercial em dezembro de 2018.

1.1 Histórico do emissor

Ano	Acontecimentos
	• Contratos assinados no Ambiente de Contratação Livre (ACL) viabilizam a Fase II do Conjunto Eólico Campo Largo. • Aprovado o aumento de capital social com emissão de novas ações ordinárias, escriturais e sem valor nominal, distribuídas aos acionistas da Companhia, a título de bonificação, na proporção de 1 ação para cada 4 de sua titularidade.

Ano	Acontecimentos
2019	• Início da construção do Conjunto Eólico Campo Largo – Fase II, viabilizado por contratos assinados no Ambiente de Contratação Livre (ACL). • A Fitch Ratings reafirmou o Rating Nacional de Longo Prazo em 'AAA(bra)' com perspectiva estável e em escala global 'BB' com perspectiva estável, um nível acima do *rating* soberano. Além desses, reafirmou também o *rating* 'AAA(bra)' com perspectiva estável, às sexta e sétima emissões de debêntures quirografárias da Companhia. • Em junho, ocorreu o fechamento financeiro da operação de aquisição, pela Aliança Transportadora de Gás Participações S.A. (Aliança), de participação acionária na TAG, após o cumprimento de todas as condições precedentes. • Após a aquisição de participação na TAG, a Fitch Ratings reafirmou os *ratings* da Companhia. • Aprovada, em Reunião do Conselho de Administração, a 8ª emissão de debêntures simples, no valor de R$ 2,5 bilhões, destinados à formação de capital de giro para financiar a implementação do plano de negócios da Companhia. • Entraram em operação comercial os demais parques eólicos que integram o Conjunto Eólico Umburanas – Fase I. O Conjunto agrega 360 MW de capacidade instalada ao parque gerador da Companhia. • A Usina Termelétrica Pampa Sul iniciou sua operação comercial em junho, agregando 345 MW de capacidade instalada ao portfólio da Companhia. • Realizada a 9ª emissão de debêntures simples de infraestrutura, não conversíveis em ações, da espécie quirografária, em quatro séries, no montante total de R$ 1,6 bilhão. • Foram obtidas as licenças de instalação da subestação Ponta Grossa, e em outubro foram emitidas licenças de instalação das primeiras linhas de transmissão, que viabilizam o início da construção do Sistema de Transmissão Gralha Azul. • Foi assinado contrato de financiamento pelo BNDES, no valor de R$ 1,3 bilhão, destinado à implantação do Conjunto Eólico Umburanas (BA), com capacidade instalada de 360 MW, em operação comercial desde o primeiro quadrimestre de 2019. • Em dezembro, foi anunciada a aquisição de concessão para construção, operação e manutenção de aproximadamente 1.800 quilômetros de linhas de transmissão nos estados do Pará e Tocantins, por até R$ 410,0 milhões, que daria origem à Novo Estado Transmissora de Energia.

1.1 Histórico do emissor

Ano	Acontecimentos
2020	• A Fitch Ratings reafirmou a nota de crédito (*ratings*) Nacional de Longo Prazo, em escala local, em 'AAA(bra)', com perspectiva estável. Os *ratings* internacionais de longo prazo em moeda estrangeira e local da Companhia também foram reafirmados, respectivamente, em BB' e 'BBB-', contudo, com a revisão do *rating* soberano em abril, passaram de perspectiva estável para negativa. • Com a evolução da Covid-19, a Administração da Companhia reavaliou a proposta de dividendos complementares ao exercício de 2019 e propôs a retenção de R$ 949,7 milhões (R$ 1,1640/ação), no intuito de preservar o caixa para fazer frente à pandemia, o que foi aprovado pela Assembleia Geral Ordinária (AGO). • Instalado o Comitê de Auditoria Estatutário na RCA de 14 de maio, composto por três membros independentes, para assessorar o Conselho de Administração. • Assinados, com o BNDES, contratos de financiamento para a implantação do Conjunto Eólico Campo Largo - Fase II e do Sistema de Transmissão Gralha Azul, no valor de R$ 2,7 bilhões. • O Projeto de Créditos de Carbono do Conjunto Eólico Campo Largo - Fase II foi registrado no Mecanismo de Desenvolvimento Limpo (MDL) e contribuirá com a redução anual de aproximadamente 790 mil toneladas de CO2. • Lançamento do E-conomiza, um novo produto que visa ajudar empresas a migrarem para o Mercado Livre de energia. • Anunciada a aquisição de participação acionária adicional de 3,25% na TAG, do total de 10% que a Petrobras ainda detinha, pelo valor de R$ 327,2 milhões. • As controladas indiretas, Novo Estado Participações S.A. (NEP) e Novo Estado Transmissora de Energia S.A., celebraram um Acordo de Investimento com o Itaú Unibanco S.A., via subscrição de ações preferenciais da NEP, no valor de R$ 500,0 milhões, para a implantação das linhas de transmissão nos estados do Pará e Tocantins. • Aprovada a Lei que reconheceu o direito de compensação aos geradores hidrelétricos dos efeitos financeiros decorrentes de externalidades que agravaram o GSF ao longo dos últimos anos. • Liquidada a oferta pública com esforços restritos de debêntures simples da 1ª emissão da subsidiária Usina Termelétrica Pampa Sul, em duas séries, no valor total de R$ 340,0 milhões. Posteriormente foi submetido o pedido de registro da 2ª emissão, em duas séries, totalizando R$ 582,0 milhões. Adicionalmente, em novembro, ocorreu a liquidação financeira da 2ª emissão de debêntures. Os recursos foram destinados ao reembolso dos custos de implantação da Usina Termelétrica Pampa Sul. • ENGIE lança o Energy Place, plataforma digital de relacionamento e vendas para clientes e gestoras no ACL. Este ambiente simplificará o gerenciamento de contratos e o atendimento aos clientes e parceiros ENGIE, além de ser um *e-commerce* de energia. • Em meio à pandemia, a ENGIE realizou em conjunto com seu controlador e colaboradores ações para proteger a saúde destes e apoiar as comunidades nas quais está inserida, como auxílio emergencial à asilos, doações à Fiocruz e UFRGS para produção de testes para a Covid-19, doações de equipamentos de UTI a Hospitais Públicos da Rede Albert Einstein, entre outras. • Em novembro, deu-se o início gradual da operação em teste das unidades geradoras pertencentes ao Conjunto Eólico Campo Largo II. • A ENGIE e a Natura acertaram parceria para aquisição de créditos de carbono da Unidade de Cogeração Lages, para compensar a emissão de 100 mil toneladas de CO2 da empresa, relativas ao seu inventário de 2019. • O Centro de Operações da Geração (COG), iniciou a operação remota assistida da Usina Hidrelétrica Machadinho, totalizando 48 usinas (5.468 MW) operadas a partir do COG.

1.1 Histórico do emissor

Ano	Acontecimentos
2021	• A Fitch Ratings reafirmou a nota de crédito Nacional de Longo Prazo e a atribuída às sexta, sétima e nona emissões de debêntures, em 'AAA(bra)', ambas com perspectiva estável. Os *ratings* internacionais de longo prazo em moeda estrangeira e local da Companhia também foram reafirmados, respectivamente, em BB' e 'BBB-', ambos com perspectiva negativa, em decorrência do limite imposto pelo *rating* soberano, contudo ainda um nível acima do mesmo. • Lançado o *Swap* de Modulação para Geradores, produto que confere a segurança de um *hedge* contra variações de preço horário ao trocar curva com perfil de geração por curva constante. • A WEG e a Companhia concluíram a implantação do primeiro aerogerador brasileiro de grande porte, com 4,2 MW de capacidade instalada, integrado à usina fotovoltaica de Tubarão (SC). • Aprovada Lei n° 14.182/21 que confirma a interpretação anterior da Aneel de estender a compensação por perdas hidrológicas do GSF (i) para as usinas que repactuaram o risco hidrológico, para o período anterior a 2015 e (ii) para as usinas estruturantes. • A Linha de Transmissão 230kV – Ponta Grossa – São Mateus do Sul, que faz parte do Sistema de Transmissão Gralha Azul, recebeu do Operador Nacional do Sistema (ONS) o Termo de Liberação para Testes, um marco para a ENGIE em se tratando do segmento de transmissão. • O Sistema de Transmissão Gralha Azul obteve autorização para iniciar a operação comercial das linhas de transmissão de 230 kV – Ponta Grossa – São Mateus do Sul e Ponta Grossa – Ponta Grossa Sul. • Assinado Contrato de Venda de Quotas, com a FRAM Capital, da controlada Diamante, detentora do Complexo Termelétrico Jorge Lacerda, por até R$ 325 milhões, sujeitos ao cumprimento de determinadas condições, cujo fechamento ocorreu em 18 de outubro. • A Aneel autorizou a entrada em operação comercial das últimas centrais eólicas do Conjunto Eólico Campo Largo II, com capacidade instalada de 361,2 MW. • Assinado contrato de compra do Conjunto Fotovoltaico Assú Sol, localizado em Assú (RN), com capacidade instalada estimada de aproximadamente 750 MW. • Concluída a modernização da UG 5 da Usina Hidrelétrica Salto Osório, agregando 7 MWm de energia assegurada. • A Companhia foi citada como uma das 14 empresas brasileiras mais transparentes em sustentabilidade, dentre mais de 70 avaliadas pelo Observatório da Transparência, com iniciativa do Conselho Consultivo da *Global Reporting Initiative* (GRI) no Brasil. • A ENGIE foi vencedora do Prêmio Exame Melhores & Maiores 2021, na categoria Energia. • A Companhia reconheceu R$ 1,6 bilhão, decorrente da repactuação do risco hidrológico de que tratam as Leis n° 14.182/2021 e n° 14.052/2020. Em 2020, o valor reconhecido foi de R$ 968 milhões. • Em dezembro, o Sistema de Transmissão Novo Estado obteve autorização do Operador Nacional do Sistema (ONS) para iniciar a operação comercial da Subestação Serra Pelada, seus reatores e da linha Serra Pelada – Itacaiúnas, marco inicial da operação do projeto. • A ENGIE foi certificada na ISO 37001 – Sistema de Gestão Antissuborno, pela Euro Compliance. • A Companhia teve certificado o seu Sistema Integrado de Gestão (SIG) pelo organismo certificador Bureau Veritas Certification, englobando os serviços de geração de energia em todas as usinas hidrelétricas, abrangendo NBR ISO 9001 (Gestão da Qualidade), NBR ISO 14001 (Gestão Ambiental) e ISO 45001 (Gestão de Saúde e Segurança do Trabalho).

1.1 Histórico do emissor

Ano	Acontecimentos
	• A ENGIE Brasil Energia foi uma das três empresas brasileiras a ser incluída no *ranking* das 100 Empresas Globais Mais Sustentáveis, da Revista Corporate Knights, entre cerca de 6,9 mil empresas de capital aberto em todo mundo. • Pelo 17° ano consecutivo, a ENGIE Brasil Energia foi incluída no Índice de Sustentabilidade Empresarial (ISE). A Cia é uma das empresas integrantes do ISE desde sua criação, em 2005.

Ano	Acontecimentos
2022	• Concluída a operação de aquisição dos Conjuntos Fotovoltaicos Paracatu e Floresta, acrescentando 59,1 MW médios de capacidade comercial ao portfólio da Companhia. • No 1T22, entraram em operação as linhas de transmissão do sistema de transmissão Gralha Azul, Ponta Grossa – Ivaiporã C1 e C2 e Ponta Grossa – Bateias C1 e C2. Adicionalmente, em 3 de abril, entraram em operação comercial a LT Guarapuava Oeste – Areia e o seccionamento Eletrosul na subestação Guarapuava. • A Fitch Ratings reafirmou a nota de crédito (ratings) Nacional de Longo Prazo e a atribuída às sexta, sétima e nona emissões de debêntures, em 'AAA(bra)', ambas com perspectiva estável. Os ratings internacionais de longo prazo em moeda estrangeira e local da Companhia também foram reafirmados, respectivamente, em 'BB' e 'BBB-', ambos com perspectiva negativa, em decorrência do limite imposto pelo rating soberano, contudo ainda um nível acima do mesmo. • Iniciada a operação remota da Usina Hidrelétrica Itá, maior usina hidrelétrica operada pela ENGIE, a partir do Centro de Operação da Geração (COG), localizado na sede em Florianópolis, totalizando 60 usinas operadas remotamente, representando 71,6% do parque gerador da Companhia. • Com investimento previsto de R$ 300 milhões, TAG assinou acordo para implementação de gasoduto de aproximadamente 25 km, para conectar o terminal de gás natural liquefeito (GNL) da Centrais Elétricas de Sergipe (Celse) à sua rede de transporte de gás. • Concluída a aquisição dos direitos de desenvolvimento do Projeto Serra do Assuruá, localizado no estado da Bahia, com capacidade instalada prevista para aproximadamente 850 MW, proveniente de geração eólica. • A ENGIE Brasil Energia foi um dos destaques do setor elétrico na premiação Melhores do ESG[1] 2022, promovida pela revista Exame em parceria com a escola de negócios Ibmec. • A Companhia arrematou, no Leilão de Transmissão Aneel 01/2022, o lote 7 que prevê instalação de um quilômetro de linhas de transmissão e uma subestação complementar ao projeto Novo Estado, no estado do Pará. O projeto foi nomeado Gavião Real Transmissora de Energia. • Assinado em setembro o contrato de compra e venda da totalidade das ações da Usina Termelétrica Pampa Sul, de 345 MW de capacidade instalada, localizada em Candiota, estado do Rio Grande do Sul. • Aprovado pelo Conselho de Administração investimento da ordem de R$ 3,3 bilhões para implantação do Conjunto Fotovoltaico Assú Sol, com capacidade instalada de aproximadamente 750 MW, a ser implantado no município de Assú (RN).

[1] "*Environmental, Social and Governance*", que em português pode ser traduzido como ambiental, social e governança (ASG)

1.1 Histórico do emissor

Ano	Acontecimentos
	• Assinado contrato de financiamento com o Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES) para implantação do Conjunto Eólico Serra do Assuruá, localizado em Gentio do Ouro (BA), com capacidade instalada de 846 MW. • A Companhia permanece integrando o Índice de Sustentabilidade Empresarial (ISE) – do qual é integrante desde o seu lançamento em 2005 – e o Índice de Carbono Eficiente (ICO2), ambos da B3. • Em dezembro, foi divulgado pelo CDP (antigo Carbon Disclosure Project) o resultado do primeiro reporte da ENGIE Brasil Energia à instituição sobre sua gestão de carbono. A Companhia obteve o score "B" – terceira melhor pontuação.

Ano	Acontecimentos
2023	• Em 31 de maio de 2023, foi concluída a operação de venda da totalidade da participação societária que a possuía na subsidiária Usina Termelétrica Pampa Sul S.A. ("Pampa Sul"), pelo valor de R$ 450 milhões, além de assunção do endividamento de Pampa Sul pelos compradores, no valor aproximado de R$ 1,6 bilhão. Com isso, a Companhia torna-se a maior geradora de energia elétrica 100% renovável do país. • Em 07 de junho de 2023, foi celebrado Acordo de Investimentos entre o Itaú Unibanco e a subsidiária da Companhia, ENGIE Brasil Energias Complementares Participações Ltda., regulando a subscrição pelo Itaú de ações preferenciais da controlada indireta (Maracanã Geração de Energia e Participações) no valor de R$ 1 bilhão, representando 100% das ações preferenciais e 12,34% do capital social da Maracanã. • A Companhia arrematou o Lote 5 no Leilão de Transmissão Aneel 01/2023, realizado em 30 de junho de 2023, que contará com aproximadamente 1.000 km de extensão a ser implantado entre os estados da Bahia, Minas Gerais e Espírito Santo. • Aprovada, em Reunião do Conselho de Administração, em 6 de novembro de 2023, a 11ª (décima primeira) emissão de debêntures simples da Companhia, não conversíveis em ações, da espécie quirografária, em até 5 (cinco) séries, para distribuição pública, sob o rito de registro automático, no valor total de R$ 2,5 bilhões, sendo (a) 1,5 bilhões no âmbito de debêntures incentivadas; e (b) 1,0 bilhões no âmbito das debêntures institucionais. Os recursos captados pela Emissora por meio das debêntures incentivadas serão alocados no pagamento de gastos futuros ou reembolso de gastos, despesas ou dívidas relacionadas aos projetos que vierem a ocorrer em prazo igual ou inferior a 24 (vinte e quatro) meses contados do encerramento da Oferta. Ao passo que, os recursos captados pela Emissora por meio das debêntures institucionais serão destinados ao capital de giro para financiar a implementação do plano de negócios da Companhia.

1.2 Descrição das principais atividades do emissor e de suas controladas

1.2 – Sumário: descrever sumariamente as atividades principais desenvolvidas pelo emissor e suas controladas

A Companhia é uma concessionária de uso de bem público, na condição de produtor independente, e sociedade anônima de capital aberto, com sede no município de Florianópolis, estado de Santa Catarina, Brasil. A Companhia é uma plataforma de investimentos em infraestrutura, atuante nas atividades de geração centralizada, comercialização, *trading* e transmissão de energia elétrica. Estas atividades são regulamentadas pela Aneel. Atua, ainda, no segmento de transporte de gás, regulado pela Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis do Brasil ("ANP").

No segmento de geração, em 30 de setembro de 2023, a capacidade instalada do parque gerador operado pela Companhia totalizava 9.903,8 MW, distribuída entre 76 usinas, das quais 11 hidrelétricas e 65 complementares — centrais a biomassa, Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCHs), eólicas e solares.

Na área de comercialização, compra e vende energia convencional e incentivada, mantendo clientes em todo o território nacional. Adicionalmente, desde 2018, atua no mercado de *trading* de energia, a fim de auferir resultados por meio da variação de preços de energia, dentro de limites de risco pré-estabelecidos. Adicionalmente, para apoiar a descarbonização de clientes do ACL, a ENGIE oferece soluções complementares, como créditos de carbono, atestados de consumo de energia elétrica de fontes renováveis (I-RECs) ou contratos especiais para garantir eletricidade livre de emissões (ENGIE-REC), utilizados para reduzir ou compensar suas emissões de Gases de Efeito Estufa (GEE).

No segmento de transmissão, a ENGIE Brasil Energia conta com dois Sistemas de Transmissão em operação comercial, que juntos somam cerca de 2,7 mil quilômetros de linhas e 15 subestações – seis próprias e nove conectadas ao Sistema e operadas por outras empresas. Adicionalmente possui dois Sistemas de Transmissão em implantação um deles amplia uma subestação existente no Pará e o outro, arrematado no último Leilão de Transmissão ocorrido em junho de 2023, possui 1.006 quilômetros de linhas de transmissão de energia elétrica nos Estados da Bahia, Minas Gerais e Espírito Santo.

Em 2019, a Companhia ingressou por meio de sua controlada em conjunto Transportadora Associada de Gás ("TAG"), que é a maior transportadora de gás natural do Brasil, no segmento de transporte de gás. A TAG conta com uma infraestrutura de 4,5 mil quilômetros de gasodutos de alta pressão, que atravessa 10 estados brasileiros e cerca de 200 municípios, passando pelas regiões Sudeste, Nordeste e Norte – nesta última em um trecho situado entre Urucu e Manaus, no estado do Amazonas.

Objeto Social

A Companhia tem por objeto social: (i) realizar estudos, projetos, construção e operação de usinas produtoras de energia elétrica, bem como a celebração de atos de comércio decorrentes dessas atividades; (ii) participar de pesquisas de interesse do setor energético, ligadas à geração e distribuição de energia elétrica, bem como de estudos de aproveitamento de reservatório para fins múltiplos; (iii) contribuir para a formação de pessoal técnico necessário ao setor de energia elétrica, bem como para a preparação de operários qualificados, através de cursos especializados; (iv) participar de entidades destinadas à coordenação operacional de sistemas elétricos interligados; (v) participar de associações ou organizações de caráter técnico, científico e empresarial de âmbito regional, nacional ou internacional, de interesse para o setor de energia elétrica; (vi) colaborar para a preservação do meio ambiente no exercício de suas atividades; (vii) colaborar com os programas relacionados com a promoção e incentivo à indústria nacional de materiais e equipamentos destinados ao setor de energia elétrica, bem como para sua normalização técnica, padronização e controle de qualidade; e (viii) participar, como sócia, quotista ou acionista, de outras sociedades no setor de energia.

1.2 Descrição das principais atividades do emissor e de suas controladas

Estrutura Societária

A Companhia detém, direta e indiretamente, 100% de grande parte dos seus investimentos, exceções feitas à participação de 48,75% na operação em conjunto Itá Energética S.A. (Itasa), de 95% na controlada indireta Ibitiúva Bioenergética S.A. (Ibitiúva) e de 32,5% na TAG.

Adicionalmente, a Companhia detém direta ou indiretamente – por meio de suas controladas – participações nos seguintes consórcios constituídos para a construção e/ou operação das usinas e dos conjuntos eólicos, quando aplicável: (i) 20,48% no Consórcio Machadinho (UHE Machadinho); (ii) 39,50% no Consórcio Itá (UHE Itá); (iii) 40,07% no Consórcio Estreito Energia (UHE Estreito); (iv) 72,90% no Consórcio Andrade (UTE Ibitiúva Bioenergética); (v) 83,00% no Consórcio Ferrari (UTE Ferrari); (vi) 100% no Consórcio Trairi (Conjunto Eólico Trairí); (vii) 50% no Consórcio Faísa Trairí (Conjuntos Eólicos Trairí e Santa Mônica); (viii) 100% no Consórcio Campo Largo I (Conjunto Eólico Campo Largo); (ix) 100% Consórcio Campo Largo II (Conjunto Eólico Campo Largo II); (x) 100% do Consórcio Umburanas (Conjunto Eólico Umburanas); e (xi) 100% do Consórcio Santo Agostinho.

Nos últimos três exercícios sociais e no período de nove meses findo em 30 de setembro de 2023, as alterações mais relevantes na estrutura societária da Companhia foram:

2023:

No âmbito da sua estratégia de acelerar a transição para uma economia neutra em carbono, em 31 de maio de 2023, foi concluída a operação de venda da participação societária que a Companhia possuía na subsidiária Usina Termelétrica Pampa Sul S.A. (“Pampa Sul”). Nesta data, a sociedade deixou de ser controlada pela Companhia, passando também a não ser consolidada. Com isso, a Companhia torna-se a maior geradora de energia elétrica 100% renovável do país.

Em 07 de junho de 2023, foi celebrado Acordo de Investimentos entre o Itaú Unibanco e a subsidiária da Companhia, ENGIE Brasil Energias Complementares Participações Ltda, regulando a subscrição pelo Itaú de ações preferenciais da controlada indireta (Maracanã Geração de Energia e Participações) no valor de R$ 1 bilhão, representando 100% das ações preferenciais e 12,34% do capital social da Maracanã.

2022:

Em 21 de fevereiro e 1º de setembro de 2022, foram concluídas as operações de venda das participações societárias que a Companhia possuía nas subsidiárias ENGIE Geração Solar Distribuída (EGSD) e Norte Catarinense. Nestas datas, as sociedades deixaram de ser controladas pela Companhia, passando também a não serem consolidadas.

Em março de 2022, a Companhia adquiriu 100% das ações da Solairedirect Holding Brasil S.A. (“Solairedirect”), detentora dos Conjuntos Fotovoltaicos Paracatu e Floresta, e ENGIE Solar Brasil Energia e Consultoria Ltda. Adicionalmente, em 21.06.2022, foi concluída a aquisição dos direitos de desenvolvimento do Projeto Serra do Assuruá junto à PEC Energia S.A. (“PEC”) pela ENGIE Brasil Energias Complementares Participações Ltda. (“ECP”), controlada direta da Companhia. M.

2021:

Em 18 de outubro 2021, foi concluída a operação de venda da participação societária que a Companhia possuía na então subsidiária Diamante Geração de Energia, detentora do Complexo Termelétrico Jorge Lacerda. Nesta data, a sociedade deixou de ser controlada pela Companhia, passando também a não ser consolidada.

Em 21 de dezembro de 2021, foi concluída a aquisição do projeto do Complexo Fotovoltaico Assú Sol por meio da compra da totalidade das ações da Assu Sol Geração de Energia SPE S.A. ("Assu Sol”), localizado no município de Assú, estado do Rio Grande do Norte.

1.2 Descrição das principais atividades do emissor e de suas controladas

2020:

Em 03 de março 2020, foi concluída a operação de aquisição de 100% das ações da Novo Estado Participações S.A., detentora da concessão do Lote 3 do Leilão de Transmissão Aneel n° 002/2017, realizado em dezembro de 2017.

Em 13 de junho de 2019, a controlada em conjunto Aliança Transportadora de Gás S.A. (Aliança) adquiriu 90% da participação societária na Transportadora Associada de Gás S.A. – TAG. A Companhia possuía 32,5% de participação societária direta na controlada em conjunto, Aliança e, portanto, 29,25% de participação societária indireta na TAG. Em 2 de setembro de 2019, a TAG realizou a incorporação da Aliança. A partir desta data, a Companhia passou a possuir 29,25% de participação societária direta na TAG. Adicionalmente, em 20 de julho de 2020, a Companhia adquiriu da Petrobras a participação acionária adicional de 3,25% na TAG, do total de 10% que a Petrobras ainda detinha. A Companhia passou a deter, assim, 32,5% de participação societária direta na TAG, a partir de 2020.O organograma societário atualizado da Companhia está apresentado no item 6.5 deste Formulário de Referência.

Segmentos de atuação e portfólio de ativos

A seguir apresenta-se a abrangência dos principais segmentos de atuação da Companhia no território brasileiro.

Portfólio e localização dos ativos
(em 30.09.2023)



GERAÇÃO

76 usinas operadas

8.194 MV capacidade instalada própria

TRADING (até 30.09.23)

1.975 GWh de energia vendida

6,8% do total comercializado

TRANSMISSÃO

2 Sistemas de Transmissão que totalizam **2.709** km de linha em operação e **6** subestações próprias

1.006 km de linha em fase inicial de implantação

TRANSPORTE DE GÁS

32,5% de participação na TAG, adquirida em 2019

4.500 km de gasodutos em operação, em três regiões brasileiras

1.2 Descrição das principais atividades do emissor e de suas controladas



Legenda

1	Salto Santiago	16	Paracatu
2	Itá	17	Floresta
3	Salto Osório	18	Ferrari
4	Cana Brava	19	Assu V
5	Estreito	20	Lages
6	Jaguara	21	Rondonópolis
7	Miranda	22	José G. da Rocha
8	Machadinho	23	Ibitiúva
9	São Salvador	24	Tubarão 2
10	Passo Fundo	25	Nova Aurora
11	Ponte de Pedra	26	Tubarão
12	Conjunto Campo Largo II	27	Transportadora Associada de Gás (TAG)
13	Conjunto Umburanas I	28	Gralha Azul
14	Conjunto Campo Largo I	29	Novo Estado
15	Conjunto Trairi		

Principais Indicadores Financeiros e Operacionais

A tabela a seguir apresenta informações financeiras e operacionais da Companhia selecionadas nos exercícios e períodos indicados. Para informações mais detalhadas sobre as informações financeiras da Companhia, ver item 2 deste Formulário de Referência, as Demonstrações Contábeis da Companhia e as respectivas Notas Explicativas para os respectivos exercícios e períodos.

(Em R$ milhões)	Período de nove meses findo em 30 de setembro de		Exercício social encerrado em 31 de dezembro de		
Indicadores Financeiros e Operacionais	**2023**	**2022**	**2022**	**2021**	**2020**
Receita Operacional Líquida	8.037	8.805	11.907	12.541	12.259
EBITDA	5.481	5.076	6.790	5.941	6.484
Margem EBITDA	68,2%	57,6%	57,0%	47,4%	52,9%
EBITDA Ajustado	5.630	5.206	6.941	7.217	6.427
Margem EBITDA Ajustado	70,1%	59,1%	58,3%	57,5%	52,8%
Lucro líquido	2.482	1.774	2.665	1.565	2.797

* Para informações detalhadas sobre as medições não contábeis vide item 2.5 deste Formulário de Referência.

1.3 Informações relacionadas aos segmentos operacionais

1.3 – Segmentos operacionais: em relação a cada segmento operacional que tenha sido divulgado nas últimas demonstrações financeiras de encerramento de exercício social ou, quando houver, nas demonstrações financeiras consolidadas, indicar as seguintes informações

a. Produtos e serviços comercializados

Os segmentos operacionais da Companhia refletem sua gestão e a sua estrutura organizacional e de acompanhamento de resultados, e estão abaixo sumarizados:

- **Geração:** é o principal negócio da Companhia e compreende as atividades de geração e venda de energia elétrica do portfólio.
- **Transmissão:** a Companhia é a responsável primária pela construção e instalação da infraestrutura relacionada à concessão de transmissão dos Sistemas de Transmissão Gralha Azul (Paraná), Novo Estado (Pará e Tocantins), Gavião Real (Pará) e Asa Branca (a ser implantado nos estados da Bahia, Minas Gerais e Espírito Santo), e está exposta aos riscos e benefícios dessas construções. A atividade operacional deste segmento foi iniciada parcialmente em 2022. Em 19 de fevereiro de 2023 e 27 de fevereiro de 2023, os sistemas de Transmissão Gralha Azul e Novo Estado, respectivamente, foram completamente energizados, ou seja, atingiram sua operação comercial integral.
- ***Trading*:** este segmento visa auferir resultados por meio da variação de preços de energia, dentro dos limites de risco pré-estabelecidos. As atividades deste segmento são realizadas pelas controladas ENGIE Trading Comercializadora de Energia S.A. (ENGIE Trading) e ENGIE Brasil Comercializadora de Energia Ltda. (EBC).
- **Transporte de Gás:** a Companhia também atua nos mercados de gás através de sua controlada em conjunto TAG.

Os valores reportados para cada segmento de negócio resultam da agregação das controladas, alocação das transações por segmento e das unidades de negócio definidas no perímetro de cada segmento, bem como a anulação das transações entre os segmentos.

A Companhia apresenta suas informações por segmento de modo consistente com o relatório interno fornecido para o principal tomador de decisões operacionais, a Diretoria Executiva. Com base no relatório interno, a Diretoria Executiva é responsável por avaliar o desempenho dos vários segmentos e decidir sobre as alocações de recursos a efetuar a cada um dos segmentos de negócio identificados.

O resultado financeiro e os tributos sobre o lucro da Companhia não são alocados por segmento, pois a Administração realiza a gestão do fluxo de caixa de forma corporativa. A Diretoria Executiva é a principal gestora das operações e não utiliza o balanço patrimonial por segmentos para tomada de decisão e análise dos resultados de cada segmento. Por este motivo, não é apresentado o balanço patrimonial por segmento.

A Companhia revisa regularmente as informações do segmento relacionadas à controlada em conjunto TAG, com base em sua parcela proporcional de receita, lucros, ativos e passivos para tomar decisões sobre os recursos a ser alocados ao segmento e avaliar seu desempenho. Contudo, a participação da Companhia na controlada em conjunto é contabilizada nas demonstrações contábeis individuais e consolidadas pelo método de equivalência patrimonial.

1.3 Informações relacionadas aos segmentos operacionais

b. Receita proveniente do segmento e sua participação na receita líquida da Companhia

(Em R$ milhões, exceto %)	Período de nove meses findo em 30 de setembro de				Exercício social encerrado em 31 de dezembro de					
	2023		2022		2022		2021		2020	
Segmento	**Receita líquida**	**% do total**	**Receita líquida**	**% do total**	**Receita líquida**	**% do total**	**Receita líquida**	**% do total**	**Receita líquida**	**% do total**
Geração e venda de energia elétrica	6.849	85,2%	7.109	80,7%	9.512	79,8%	8.561	68,3%	8.539	69,7%
Transmissão de energia elétrica	866	10,8%	1.182	13,4%	1.703	14,3%	2.836	22,6%	2.555	20,8%
Trading de energia elétrica	322	4,0%	507	5,8%	685	5,8%	1.113	8,9%	1.084	8,8%
Painéis solares	-	-	7	0,1%	7	0,1%	31	0,2%	81	0,7%
Receita Operacional Líquida	**8.037**	**100,0%**	**8.805**	**100,0%**	**11.907**	**100,0%**	**12.541**	**100,0%**	**12.259**	**100,0%**

c. Lucro ou prejuízo resultante do segmento e sua participação no lucro líquido da Companhia

(Em R$ milhões, exceto %)	Período de nove meses findo em 30 de setembro de				Exercício social encerrado em 31 de dezembro de					
	2023		2022		2022		2021		2020	
Segmento[1]	**Resultado operacional**	**% do total**	**Resultado operacional**	**% do total**	**Resultado operacional**	**% do total**	**Resultado operacional**	**% do total**	**Resultado operacional**	**% do total**
Geração e venda de energia elétrica	3.477	72,6%	3.360	77,9%	4.467	77,1%	4.118	84,0%	4.880	87,7%
Transporte de gás[2]	776	16,2%	534	12,4%	727	12,5%	602	12,3%	487	8,7%
Transmissão de energia elétrica	535	11,2%	388	9,0%	571	9,8%	263	5,4%	280	5,0%
Trading de energia elétrica	2	0,0%	6	0,1%	10	0,2%	15	0,3%	(31)	(0,6)%
Painéis solares	-	-	26	0,6%	25	0,4%	(100)	(2,0)%	(47)	(0,8)%
Lucro antes do Resultado Financeiro e dos Tributos	**4.790**	**100,0%**	**4.314**	**100,0%**	**5.800**	**100,0%**	**4.898**	**100,0%**	**5.569**	**100,0%**

(1) O resultado financeiro da Companhia não é alocado por segmento, pois a Administração realiza a gestão do fluxo de caixa de forma corporativa.

(2) O resultado do segmento de transporte de gás é oriundo da controlada em conjunto TAG e é reconhecido nas demonstrações contábeis da Companhia com base no método de equivalência patrimonial.

1.4 Produção/Comercialização/Mercados

1.4 – Segmentos operacionais: em relação aos produtos e serviços que correspondam aos segmentos operacionais divulgados no item 1.3, descrever:

a. Características do processo de produção

a.1) Produção de energia elétrica

O Parque Gerador da Companhia é composto por usinas hidrelétricas, termelétricas, pequenas centrais hidrelétricas, eólicas, solar fotovoltaica e movidas a biomassa. Estas usinas estão localizadas nos estados de Santa Catarina, Paraná, Rio Grande do Sul, Mato Grosso, Mato Grosso do Sul, Minas Gerais, Goiás, Tocantins, Maranhão, São Paulo, Ceará, Rio Grande do Norte e Bahia.

Em 30 de setembro de 2023 o parque gerador em operação da Companhia era composto por 76 usinas, sendo que a totalidade da capacidade instalada de 72 pertenciam integralmente à Companhia, de forma direta ou indireta, por meio de suas controladas, enquanto em 4 a Companhia participava por meio de consórcios, não detendo a totalidade de suas capacidades instaladas.

Em relação ao parque gerador, a principal alteração ocorrida no ano de 2022, comparado a 2021, foi a aquisição dos Conjuntos Fotovoltaicos Paracatu e Floresta, contribuindo com aumento de 218 MW em energia renovável. Com relação ao período de nove meses findo em 30 de setembro de 2023, as principais alterações ocorridas no ano de 2023, comparado ao mesmo período de 2022, foram a conclusão da implantação e consequente entrada em operação das Usinas Eólicas Santo Agostinho 13, 14 e 17, bem como o aumento da participação da Companhia na UHE Machadinho em 1,195659% resultando em um incremento do parque instalado de 85,3MW. Adicionalmente ocorreu o fechamento da operação da venda da usina Termelétrica Pampa Sul, reduzindo o parque instalado total em 345,0 MW. Abaixo a Companhia apresenta as informações detalhadas de seu Parque Gerador em 30 de setembro de 2023:

1.4 Produção/Comercialização/Mercados

Parque Gerador									
Usina	Tipo	Localização	Capacidade Instalada (MW)		Garantia Física[8] (MW médios)		Unidade(s) geradora(s)	Início da operação (ano)	Vencimento da concessão/ autorização
			Total	Parte da Cia	Total	Parte da Cia			
Itá [1]	Hidrelétrica	Rio Uruguai (SC e RS)	1.450,0	1.126,9	704,5	528,7	5	2000	2032
Salto Santiago	Hidrelétrica	Rio Iguaçu (PR)	1.420,0	1.420,0	702,2	702,2	4	1980	2030
Machadinho [1]	Hidrelétrica	Rio Uruguai (SC e RS)	1.140,0	414,8	519,8	143,7	3	2002	2035
Estreito [1]	Hidrelétrica	Rio Tocantins (TO e MA)	1.087,0	435,6	610,1	244,5	8	2011	2047
Salto Osório	Hidrelétrica	Rio Iguaçu (PR)	1.090,8 [7]	1.090,8	477,5	477,5	6	1975	2031
Cana Brava	Hidrelétrica	Rio Tocantins (GO)	450,0	450,0	247,8	247,8	3	2002	2036
Passo Fundo	Hidrelétrica	Rio Passo Fundo (RS)	226,0	226,0	107,5	107,5	2	1973	2031
São Salvador	Hidrelétrica	Rio Tocantins (TO)	243,2	243,2	140,8	140,8	2	2009	2040
Ponte de Pedra	Hidrelétrica	Rio Correntes (MT)	176,1	176,1	127,6	127,6	3	2005	2037
Jaguara	Hidrelétrica	Rio Grande (SP e MG)	424,0	424,0	324,0	324,0	4	1971	2048
Miranda	Hidrelétrica	Rio Araguari (MG)	408,0	408,0	188,3	188,3	3	1998	2048
Total - Hidrelétricas			**8.115,1**	**6.415,4**	**4.150,1**	**3.232,6**			
Ferrari Termoelétrica	Biomassa	Pirassununga (SP)	80,5	80,5	25,6	25,6	5	2009	2042
Ibitiúva Bioenergética [1]	Biomassa	Pitangueiras (SP)	33,0	22,9	10,3	7,1	1	2010	2030
Lages Bioenergética	Biomassa	Lages (SC)	28,0	28,0	12,7	12,7	1	2003	2032
Rondonópolis	PCH	Ribeirão Ponte de Pedra (MT)	26,6	26,6	14,0	14,0	3	2007	2032
José Gelázio da Rocha	PCH	Ribeirão Ponte de Pedra (MT)	24,4	24,4	11,9	11,9	3	2007	2032
Assú V	Solar	Assú (RN)	34,0	34,0	9,2	9,2	3	2017	2051
Complexo Eólico Trairí [2]	Eólica	Trairi (CE)	212,6	212,6	88,3	88,3	86	2013 a 2017	2041 e 2045
Complexo Eólico Campo Largo [3]	Eólica	Sento Sé e Umburanas (BA)	326,7	326,7	159,6	159,6	121	2018	2050 e 2052
Complexo Eólico Campo Largo II [4]	Eólica	Sento Sé e Umburanas (BA)	361,2	361,2	192,5	192,5	86	2021	2054
Complexo Eólico Umburanas [5]	Eólica	Sento Sé (BA)	360,0	360,0	213,3	213,3	144	2019	2049 e 2050
Complexo Santo Agostinho	Eólica	Lajes e Pedro Avelino (RN)	74,4	74,4	38,5	38,5	12	2023	2056
Nova Aurora	Solar	Tubarão (SC)	3,0	3,0	0,3	0,3	3	2014	N/A [6]
Tubarão P&D	Eólica	Tubarão (SC)	2,1	2,1	0,3	0,3	1	2015	N/A [6]
Tubarão P&D 2	Eólica	Tubarão (SC)	4,2	4,2	0,0	0,0	1	2022	N/A [6]
Conjunto Fotovoltaico Paracatu	Solar	Paracatu (MG)	132,0	132,0	34	34	4	2019	2051
Conjunto Fotovoltaico Floresta	Solar	Areia Branca (RN)	86,0	86,0	25,1	25,1	3	2017/18	2051
Total - Complementares			**1.788,7**	**1.778,6**	**835,6**	**832,4**			
Total			**9.903,8**	**8.193,9**	**4.985,7**	**4.065,0**			

[1] Participação em consórcio.

[2] Conjunto composto por oito centrais eólicas.

[3] Conjunto composto por onze centrais eólicas.

[4] Conjunto composto por onze centrais eólicas.

[5] Conjunto composto por dezoito centrais eólicas.

[6] Para centrais geradoras com potência igual ou inferior a 5 MW o instrumento legal aplicável é o registro.

[7] Potência total da UHE Salto Osório considerando a repotencialização da UG5.

[8] Garantias Físicas válidas para o ano de 2023 (PORTARIA Nº 709/GM/MME, DE 30/12/2022, Portaria 1.672 de 29/09/2022 PORTARIA Nº 1.851/SPE/MME, DE 13/12/2022)

1.4 Produção/Comercialização/Mercados

Todas as Usinas da Companhia contam com as autorizações e outorgas de concessão para funcionamento em vigência.

A capacidade instalada total operada em 30 de setembro de 2023 – considerando as usinas sob controle direto e indireto da Companhia e a totalidade da energia das usinas em consórcio (UHE Itá, Machadinho e Estreito e da biomassa Ibitiúva Bioenergética) – totaliza 9.903,8 MW, dos quais 81,9 % são oriundos de hidrelétricas e 18,1 % de usinas cuja energia é proveniente de fontes complementares.

a.2) Índices de Geração

2023:

A geração total de energia da Companhia, no período de nove meses findo em 30 de setembro de 2023, foi de 29.090 GWh (4.440 MW médios). Este valor foi 6,8% inferior ao verificado no mesmo período em 2022 (31.217 GWh – 4.765 MW médios).

Deste total, as usinas hidrelétricas foram responsáveis por 24.080 GWh (3.675 MW médios), 6,2% inferior à produção do mesmo período de 2022. Essa redução na geração deve-se às condições hidrológicas desfavoráveis.

Nas usinas termelétricas, a produção foi de 211 (32 MW médios), 71,2% inferior à produção no mesmo período de 2022, devido a venda da usina de Pampa Sul realizada em 31/05/2023.

Já as usinas classificadas como complementares produziram em 30 de setembro de 2023 um total de 4.799 (733 MW médios), 0,3% inferior ao total produzido no mesmo período em 2022.

2022:

A geração total de energia da Companhia, no ano de 2022, foi de 43.913 GWh (5.012,9 MW médios). Este valor foi 15,82% superior ao verificado em 2021 (37.916 GWh – 4.328 MW médios).

Deste total, as usinas hidrelétricas foram responsáveis por 36.512 GWh (4.168,0 MW médios), 34,0% superior à produção de 2021. Esse aumento na geração deve-se a maior geração verificada a partir do mês de abril de 2022, especialmente nos meses de maio e junho.

Nas usinas termelétricas, a produção foi de 1.134 GWh (129 MW médios), 78,4% inferior à produção no mesmo período de

Já as usinas classificadas como complementares produziram em 2022 um total de 6.266 GWh (715 MW médios), 15,81% superior ao total produzido no mesmo período em 2021. Essa maior produção deve-se principalmente à entrada em operação comercial plena do Conjunto Eólico Campo Largo II, que contabilizou 1.562 GWh (178 MW médios), montante 57% superior à 2021. A energia solar também contribuiu para a elevação da produção nas complementares, principalmente com a participação dos Conjuntos Fotovoltaicos Paracatu e Floresta, integrados ao portfólio no fim do primeiro trimestre de 2022.

Cumpre destacar que o aumento da geração hidrelétrica da Companhia não resulta necessariamente em melhoria do seu desempenho econômico-financeiro. Da mesma maneira, uma redução desse tipo de geração não implica obrigatoriamente em deterioração do desempenho econômico-financeiro. Isso se deve à aplicação do Mecanismo de Realocação de Energia (MRE), que compartilha os riscos hidrológicos inerentes à geração hidrelétrica entre seus participantes. Já em relação à geração termelétrica da Companhia, sua redução pode elevar (em razão do nível de contratação da Companhia) a exposição ao Preço de Liquidação das Diferenças (PLD), sendo o inverso também verdadeiro, mantidas as outras variáveis.

1.4 Produção/Comercialização/Mercados

a.3) Geração bruta medida (GWh)

Usinas	30.09.2023	30.09.2022	31.12.2022	31.12.2021
UHE Estreito (UHET) (em consórcio)	3.087	2.974	4.221	4.568
UHE Itá (UHIT) (em consórcio)	4.351	5.359	7.068	4.708
UHE Salto Santiago (UHSS)	4.925	4.747	7.358	4.625
UHE Machadinho (UHMA) (em consórcio)	3.271	3.912	5.214	3.346
UHE Salto Osório (UHSO)	3.429	3.191	4.832	3.247
UHE Jaguara (UHJA)	1.681	1.583	2.202	1.715
UHE Miranda (UHMI)	733	814	1.134	726
UHE Cana Brava (UHCB)	881	949	1.518	1.634
UHE Ponte de Pedra (UHPP)	795	870	1.139	1.112
UHE São Salvador (UHSA)	561	661	1.002	978
UHE Passo Fundo (UHPF)	366	611	825	583
Usinas Hidrelétricas – Subtotal	**24.080**	**25.671**	**36.513**	**27.242**
Complexo Termelétrico Jorge Lacerda (CTJL)	-	-	-	3.698
UTE Pampa Sul (UTPS)	211	733	1.134	1.565
Usinas Termelétricas - Subtotal	**211**	**733**	**1.134**	**5.263**
Conjunto Eólico Umburanas	1.321	1.370	1.713	1.643
Conjunto Eólico Campo Largo	872	936	1.153	1.225
Conjunto Eólico Campo Largo 2	1.281	1.237	1.562	995
Conjunto Eólico Trairí	450	425	685	815
UTE Ferrari Termelétrica (UTFE)	236	246	336	385
UTE Ibitiúva Bioenergética (UTIB) (em consórcio)	85	94	132	107
Usina de Cogeração Lages (UCLA)	25	109	123	57
UFV Assú (FVAE)	52	54	76	74
PCH Rondonópolis (PHRO)	65	44	56	55
PCH Engenheiro José Gelazio da Rocha (PHJG)	63	42	53	51
UFV Nova Aurora (UFNA)	2	1	2	2
EOL Tubarão P&D (UETB)	-	-	-	1
EOL Tubarão 2 P&D (UTB2)	4	3	5	-
Conjunto Eólico Santo Agostinho	48	-	-	-
Conjunto Fotovoltaico Floresta	135	101	-	-
Conjunto Fotovoltaico Paracatu	161	149	-	-
Usinas de Fontes Complementares - Subtotal	**4.800**	**4.811**	**5.896**	**5.410**
Total	**29.091**	**31.215**	**43.543**	**37.915**

As disponibilidades internas e totais das Usinas, desconsiderando o Complexo Termelétrico Jorge Lacerda (a partir de outubro de 2021) e a Usina Termelétrica Pampa Sul (a partir de junho de 2023), estão apresentadas a seguir:

Ano	Disponibilidade Interna	Disponibilidade Total (Interna + Externa)
Período de 9 meses findo em 30 de setembro de 2023	92,3%	90,6%
Período de 9 meses findo em 30 de setembro de 2022	91,7%	90,1%
Exercício 2022	92,5%	91,0%
Exercício 2021	92,4%	90,8%

2023:

No período de nove meses findo em 30 de setembro de 2023, a Disponibilidade Interna, que considera apenas as ocorrências internas das usinas, foi de 92,3% para todo o conjunto de usinas da Companhia, sendo 93,0% nas usinas hidrelétricas e 89,2% nas usinas de fontes complementares.

Já a Disponibilidade Total, que considera também as ocorrências externas às usinas, foi de 90,6% sendo 91,8% nas usinas hidrelétrica e 86,2% nas usinas de fontes complementares.

Comparando ao mesmo período de 2022, houve aumento de 0,5% na disponibilidade global, reflexo do aumento de 1,2% na disponibilidade das usinas hidrelétricas e 3,0% nas complementares.

2022:

1.4 Produção/Comercialização/Mercados

Em 2022, a Disponibilidade Interna, que considera apenas as ocorrências internas das usinas, foi de 92,5% para todo o conjunto de usinas da Companhia, sendo 95,20% nas usinas hidrelétricas, 48,3% na Usina Termelétrica Pampa Sul e 88,4% nas usinas de fontes complementares.

Já a Disponibilidade Total, que considera também as ocorrências externas às usinas, foi de 91,0%, sendo 93,4% nas usinas hidrelétricas, 48,2% na Usina Termelétrica Pampa Sul e 88,4% nas usinas de fontes complementares.

Comparando 2022 com o ano anterior, houve leve elevação de 0,1 p.p. na disponibilidade global, reflexo do aumento de 0,3 p.p. na disponibilidade das usinas hidrelétricas e 0,8 p.p. nas complementares. Na Usina Termelétrica Pampa Sul houve redução de 4,0 p.p.

O aumento da disponibilidade das usinas hidrelétricas e complementares deve-se principalmente ao elevado índice da UHE Jaguara e Usina Cogeração Lages, respectivamente, que passaram por manutenções em 2021.

Já na UTE Pampa Sul, a redução foi influenciada por indisponibilidade devido a manutenções realizadas em aproveitamento a baixa demanda por despacho de geração térmica, em virtude da alta disponibilidade de recursos hídricos no Sistema.

a.4) Informações sobre os processos de geração da Companhia

a.4.1) Geração Hidrelétrica

A geração de energia elétrica por meio das usinas hidrelétricas é a forma de geração mais utilizada no Brasil e está associada à vazão do rio, a quantidade de água disponível em um determinado período e à altura de sua queda. Quanto maiores são o volume, a velocidade da água e a altura de sua queda, maior é seu potencial de aproveitamento na geração de eletricidade.

A energia hidrelétrica é considerada uma fonte limpa e renovável, visto que a água, depois de movimentar as turbinas, voltam para o leito do rio sem sofrer nenhum tipo de degeneração.

a.4.2) Geração Termelétrica

As usinas termelétricas caracterizam-se por produzir energia elétrica a partir da energia térmica liberada por reações químicas ou nucleares. A termeletricidade é produzida por um gerador que é impulsionado por uma turbina. Esta, por sua vez, dependendo da configuração, pode ser movida diretamente pelos gases oriundos da queima de um combustível, ou ainda, pelo vapor produzido em uma caldeira com água, a qual é aquecida por reações químicas ou nucleares.

Os combustíveis mais utilizados para movimentar, direta ou indiretamente, os geradores das usinas termelétricas são os derivados de petróleo (óleo diesel e óleo combustível e resíduos asfálticos), de carvão mineral, de gás natural e de combustíveis nucleares. Em linha com a estratégia da Companhia de descarbonização de seu portfólio, a partir de 31 de maio de 2023, com a conclusão da venda da Usina Termelétrica Pampa Sul, não é mais utilizado carvão mineral como fonte de combustível, sendo que a Companhia possui atualmente três usinas termelétricas de biomassa que dispensam o uso de combustíveis fósseis e são abastecidas por resíduos de madeira (Unidade de Cogeração Lages) e por bagaço de cana-de-açúcar (UTE Ibitiúva Bioenergética e UTE Ferrari).

a.4.2.1) Unidades de Cogeração

A cogeração corresponde a uma tecnologia desenvolvida com a finalidade de se obter maior eficiência energética na produção das usinas termelétricas. Essa eficiência é buscada em virtude do fato de que a maior parte da energia contida no combustível usado nos geradores é transformada em calor e perdida para o meio ambiente, sendo que parte da energia do combustível é transformada em energia elétrica.

1.4 Produção/Comercialização/Mercados

Na cogeração, o calor produzido na geração de energia elétrica é ainda parcialmente utilizado em indústrias ou prédios (comerciais, residenciais etc.) que necessitam de calor (vapor ou água quente) em seu processo produtivo. Dessa forma, o consumidor economiza o combustível que necessitaria para produzir o calor do processo. A eficiência energética na cogeração é bem mais elevada do que em outras fontes de geração.

Além disso, em processos de cogeração é comum a utilização de combustíveis ecologicamente corretos, denominados biomassa, como bagaço de cana-de-açúcar, casca de arroz, resíduos de madeira e outros.

a.4.2.2) Geração de energia a biomassa de cana-de-açúcar

A unidade de geração de energia a biomassa é semelhante a uma unidade de cogeração, tendo como única diferença a geração única e exclusiva de energia para entrega ao SIN. Devido ao combustível utilizado, essa unidade de geração deve ser localizada próxima a uma usina de açúcar e álcool para utilizar o resíduo da sua produção.

a.4.3) Geração Eólica

A geração de energia eólica é considerada uma fonte de energia renovável e limpa. A energia é gerada por meio de aerogeradores que utilizam a força do vento para a geração de energia.

a.4.4) Geração Solar Fotovoltaica

Esta energia ocorre por meio de um sistema de células fotovoltaicas, construídas de material que transformam a energia radiante do sol diretamente em energia elétrica.

a.4.5) Riscos de interrupção da produção

A produção de energia está relacionada diretamente com o desempenho dos equipamentos das usinas. A interrupção da produção pode ocorrer devido à falha ou indisponibilidade para manutenção.

Os riscos inerentes ao processo de produção da Companhia podem ser expressos pelos seguintes indicadores de desempenho: taxa de falha e indisponibilidade das unidades geradoras. As indisponibilidades podem ser classificadas em dois grupos principais: programadas e forçadas.

As indisponibilidades programadas são decorrentes de paralisações para manutenções de unidades geradoras, seguindo rigorosos cronogramas que são antecipadamente negociados com o ONS, com o objetivo de minimizar ou evitar os impactos no sistema elétrico. Portanto, o seu impacto nos negócios da Companhia pode ser considerado de baixíssimo risco ou até mesmo sem risco.

As indisponibilidades forçadas são aquelas oriundas de ocorrências de interrupção intempestivas que provocam ou requerem parada da unidade geradora ou a limitação parcial da capacidade de produção de energia.

A taxa de falha expressa a incidência de desligamentos forçados. A análise desse índice leva em consideração a origem da falha e seu impacto no sistema elétrico, que pode ser externo ou interno à instalação.

De acordo com a estratégia de contratação de seguro, a Companhia possui cobertura contra perdas por lucro cessante, causadas por sinistros que originem interrupção de produção de energia.

a.4.5.1) Riscos de interrupção da produção – Ressarcimentos CCEAR – Conjuntos Eólicos Trairi, Campo Largo e Umburanas

Essas usinas firmaram contratos por disponibilidade, os quais preveem o pagamento por parte das distribuidoras de uma receita fixa, independente da geração verificada mês a mês. O cálculo do ressarcimento considera a diferença entre a geração (energia entregue), a qual é impactada pelo regime de ventos, e o montante contratual vendido.

1.4 Produção/Comercialização/Mercados

a.4.6) Informações sobre a atividade de transporte de gás realizada pela controlada em conjunto TAG

Adicionalmente, a Companhia atua no segmento de transporte e armazenagem de gás natural em geral, por meio da controlada em conjunto Transportadora Associada de Gás S.A. (TAG). Em 30 de setembro de 2023, a TAG possui infraestrutura de gasodutos de alta pressão com aproximadamente 4.500 km de extensão, com 11 instalações de compressão de gás (sendo seis próprias) e 90 pontos de entrega.

a.5) Características do processo de transmissão

Em 15 de dezembro de 2017, a Companhia ingressou no segmento de transmissão, ao arrematar um lote de linhas com aproximadamente 1.000 quilômetros de extensão, conectadas a cinco subestações, localizadas no Paraná, por meio do Leilão de Transmissão Aneel n° 002/2017, promovido pela Aneel. O prazo de concessão do serviço, incluindo a construção, a montagem e a manutenção das instalações de transmissão, será de 30 anos, contados a partir da data da assinatura do contrato. O empreendimento entrou em operação comercial total em 19 de fevereiro de 2023.

Em 03 de março de 2020, após o cumprimento das condições precedentes estabelecidas no contrato de compra e venda, foi concluída a operação de aquisição de 100% das ações de Novo Estado, detentora da concessão do Lote 3 do Leilão de Transmissão Aneel n° 002/2017, realizado em dezembro de 2017. O objeto da referida concessão é a construção, operação e manutenção de aproximadamente 1.800 quilômetros de linhas de transmissão, uma nova subestação e a expansão de outras três subestações existentes nos estados do Pará e Tocantins pelo prazo de 30 anos. Em 27 de fevereiro de 2023, a Companhia finalizou a implantação do Projeto Novo Estado.

Além disso, em 30 de junho de 2022, a Companhia arrematou o Lote 7 do Leilão de Transmissão Aneel n° 001/2022. O escopo desse projeto trata de uma ampliação na subestação Itacaiúnas, no Pará, a que possui forte sinergia com a Transmissora Novo Estado por estar conectada na mesma subestação.

Da mesma forma, em 30 de junho de 2023, foi arrematado mais um lote pela ENGIE no Leilão de Transmissão Aneel n° 001/2023, o Projeto denominado Asa Branca, possui como escopo a construção, operação e manutenção de quatro linhas de transmissão de energia elétrica que somam 1.006km de extensão passando pelos estados da Bahia, Minas Gerais e Espírito Santo. O contrato de concessão foi assinado em 29 de setembro de 2023 também com o prazo de 30 anos.

b. Características do processo de distribuição

A Companhia não é responsável pela distribuição da energia que gera e fornece a seus clientes. A distribuição da energia elétrica produzida pelas usinas da Companhia para atendimento de seus clientes é de responsabilidade das empresas de transmissão e distribuição do SIN diretamente conectadas nas usinas da Companhia, dentro das normas de funcionamento do setor, conforme mencionado a seguir no item 1.6 deste Formulário de Referência.

c. Características dos mercados de atuação

c.1) Mercado de Atuação

A Companhia desenvolve seus negócios em torno de um modelo baseado no crescimento responsável para enfrentar os principais desafios da transição energética para uma economia de baixo carbono: acesso à energia sustentável, mitigação e adaptação quanto às mudanças climáticas, segurança de suprimento e o uso racional de recursos.

A Companhia atua predominantemente no mercado brasileiro, sendo pequena e indireta a sua atuação no mercado externo. A Companhia é uma das principais comercializadoras de energia no Ambiente de Contratação Livre ("ACL"), detendo, em 31 de agosto de 2023, cerca de 8,6% de *market share* na comercialização de energia para consumidores finais.

1.4 Produção/Comercialização/Mercados

Em 30 de setembro de 2023, no Brasil, a Companhia atendia consumidores livres localizados nos estados do Acre, Alagoas, Amazonas, Bahia, Ceará, Espírito Santo, Goiás, Maranhão, Mato Grosso, Mato Grosso do Sul, Minas Gerais, Paraíba, Pará, Paraná, Pernambuco, Piauí, Rio de Janeiro, Rio Grande do Sul, Rio Grande do Norte, Rondônia, Santa Catarina, Sergipe, São Paulo, Tocantins e no Distrito Federal, além de distribuidoras em todas as regiões do país, bem como comercializadoras de energia.

As regras e legislação aplicáveis ao mercado de energia elétrica no Brasil estão mencionadas no item 1.6 deste Formulário de Referência.

c.1.1) Benefícios fiscais

A Companhia possui incentivos fiscais na área da Superintendência do Desenvolvimento da Amazônia (SUDAM) – UHE Ponte de Pedra (até 2026) e UHE São Salvador (até 2024), os quais reduzem o IRPJ em 75%.

Além disso, a Companhia usufrui também de benefícios advindos da Lei nº 11.196/2005 ("Lei do Bem") e da Lei nº 11.488/2007, também chamado de Regime Especial de Incentivos para o Desenvolvimento da Infraestrutura – REIDI.

Adicionalmente, a controlada em conjunto TAG possui incentivo fiscal de redução do IRPJ e adicionais não restituíveis em 75%, cujo montante é calculado com base no lucro da exploração para os empreendimentos incentivados situados na área de atuação da SUDAM e Superintendência do Desenvolvimento do Nordeste (SUDENE).

c.1.2) Relacionamento com Fornecedores

Os principais fornecedores da Companhia estão relacionados ao fornecimento de combustível para geração de energia elétrica, ou seja, principalmente, fornecedores de biomassa e estão apresentados no item 1.4.e.i deste Formulário de Referência.

A Companhia também possui diversos fornecedores de ativos imobilizados decorrentes da construção das suas usinas, sendo que não há parcerias de longo prazo com tais fornecedores.

Os critérios de seleção de fornecedores refletem os compromissos da Companhia contra a corrupção, respeito pelos direitos humanos e a preservação do meio ambiente. A Companhia não admite a exploração do trabalho infantil, forçado ou compulsório e reserva-se ao direito de não ter relação comercial com entidades que adotem quaisquer dessas práticas, assumindo, ainda, o compromisso de denunciar aos órgãos competentes os casos em que porventura vier a ter conhecimento no desenvolvimento de suas atividades.

c.1.3) Relacionamento com Clientes

A Companhia estabeleceu a diversificação de sua base de clientes como parte de sua estratégia de negócios, com enfoque nos consumidores livres. A participação desse segmento no portfólio da Companhia foi de 41% e 41%, do total das vendas físicas nos períodos de nove meses findos em 30 de setembro de 2023 e 2022, respectivamente, e de 44% e 48% do total das vendas físicas nos exercícios sociais encerrados em 31 de dezembro de 2022 e 2021, respectivamente.

É estratégia da Companhia sustentar a participação do segmento de consumidores livres em sua carteira de contratos. Para tanto, busca atender as necessidades de energia do processo produtivo de cada cliente, por meio de contratos de venda customizados, com diferentes alternativas em termos de flexibilidade de consumo, prazo de fornecimento e demais condições comerciais.

Um dos principais instrumentos de fidelização de clientes utilizado nos últimos anos foi a continuidade do "Programa de Relacionamento com o Cliente", que consiste em ampla gama de iniciativas, tais como visitas às usinas da Companhia, patrocínios em eventos do setor elétrico e os "Encontros ENGIE", que são eventos com apresentações sobre temas de interesse para os clientes, com ênfase em economia, política e mercado de energia. Em razão da

1.4 Produção/Comercialização/Mercados

pandemia, em 2021, as ações presenciais de relacionamento com clientes e parceiros de negócios foram adaptadas principalmente por interações digitais.

Além das iniciativas de relacionamento direto com clientes, a Companhia também foca em experiência digital do cliente. O Energy Place, primeira plataforma digital para comercialização de energia no Mercado Livre no Brasil, o qual irá completar três anos de existência em novembro de 2023. Iniciativa pioneira para atender pequenas e médias empresas, registrou até 30 de setembro de 2023 mais de 600operações. O *Energy Place* engloba um *e-commerce* de energia e o Portal do Cliente e Gestora, desenvolvida para prover informações, registrar o histórico de consumo e servir como um canal de relacionamento e atendimento 100% digital.

O resultado de referidas ações comerciais da Companhia e de fidelização junto aos clientes, dentre outras, é aferido anualmente mediante realização de "Pesquisa de Satisfação do Cliente", aplicada através de plataforma digital. Até 30 de setembro de 2023, o índice de clientes satisfeitos e muito satisfeitos é de 93%.

Os objetivos buscados pela Companhia na área comercial são: (i) promover a maximização e eficiência da carteira de clientes por meio da flexibilização de preços, prazos e condições; (ii) manter sólido relacionamento com os clientes e cultivar maior aproximação com eles; (iii) possuir maior previsibilidade do fluxo de caixa de longo prazo, objetivando obter maior porcentagem do mercado consumidor, celebrando contratos tanto no ambiente regulado como no ambiente livre; e (iv) aproveitar-se de eventuais oportunidades de negócios no curto prazo, como forma de maximizar os resultados da Companhia.

c.2) Participação em cada um dos mercados

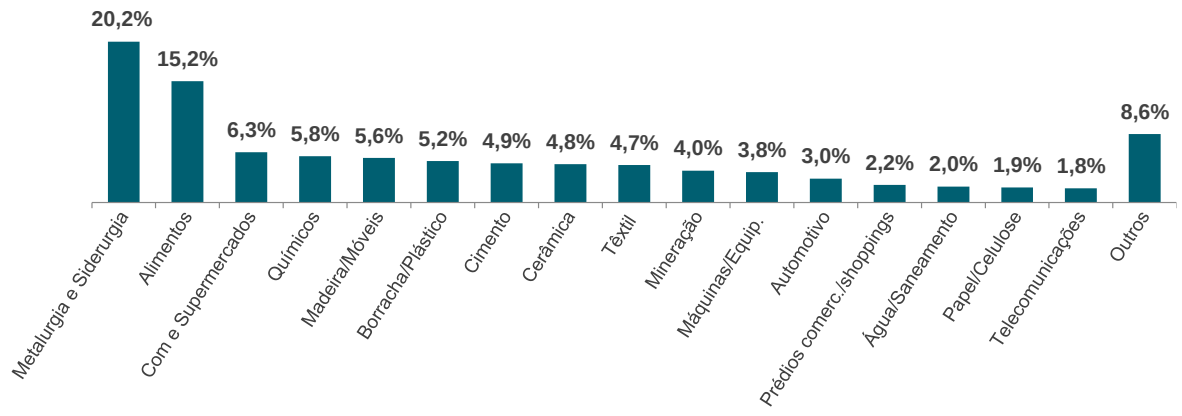
A Companhia possui uma carteira de clientes diversificada, formada por (i) empresas distribuidoras de energia elétrica, (ii) consumidores livres e (iii) empresas comercializadoras de energia elétrica, em todos os submercados de energia do Brasil.

1.4 Produção/Comercialização/Mercados

A receita líquida de vendas da Companhia composta por natureza de clientes é a seguinte:

	Período de nove meses findo em 30 de setembro de				Exercício social encerrado em 31 de dezembro de					
	2023	%	2022	%	2022	%	2021	%	2020	%
Em R$ milhões										
Receita operacional bruta										
Distribuidoras de energia elétrica	3.432	42,7%	3.398	38,6%	4.589	38,5%	3.919	31,2%	3.928	32,0%
Consumidores livres	2.641	32,9%	2.823	32,1%	3.772	31,7%	3.461	27,6%	3.510	28,6%
Comercializadoras de energia elétrica	666	8,3%	708	8,0%	954	8,0%	663	5,3%	682	5,6%
Operações de *trading*	354	4,4%	557	6,3%	752	6,3%	1.196	9,5%	1.194	9,7%
Transações no mercado de curto prazo	270	3,4%	343	3,9%	388	3,3%	619	4,9%	594	4,8%
Serviços prestados	147	1,8%	143	1,7%	194	1,6%	173	1,4%	162	1,3%
Exportação de energia	-	-	-	-	-	-	-	-	31	0,3%
Outras receitas	60	0,6%	55	0,7%	103	0,9%	66	0,7%	152	1,4%
	7.570	**94,1%**	**8.027**	**91,3%**	**10.752**	**90,3%**	**10.097**	**80,6%**	**10.253**	**83,7%**
Deduções da receita operacional	**(711)**	**-8,8%**	**(748)**	**-8,5%**	**(1.000)**	**-8,4%**	**(974)**	**-7,8%**	**(1.015)**	**-8,3%**
Outras										
Remuneração de ativo de contrato	634	7,9%	559	6,3%	755	6,3%	681	5,4%	190	1,5%
Remuneração de ativo financeiro de concessão	359	4,5%	365	4,1%	485	4,1%	556	4,4%	382	3,1%
Receita de construção de infraestrutura de transmissão	185	2,3%	601	6,8%	914	7,7%	2.155	17,2%	2.366	19,3%
Ganhos não realizados em operações de *trading*	-	-	1	0,0%	1	0,0%	26	0,2%	-	-
Ganho em ação judicial	-	-	-	-	-	-	-	-	84	0,7%
	1.178	**14,7%**	**1.526**	**17,2%**	**2.155**	**18,1%**	**3.418**	**27,2%**	**3.022**	**24,6%**
Receita operacional líquida	**8.037**	**100,0%**	**8.805**	**100,0 %**	**11.907**	**100,0%**	**12.541**	**100,0%**	**12.260**	**100,0%**

Dentre os consumidores livres atendidos pela Companhia, em 30 de setembro de 2023, destacam-se empresas que atuam nos seguintes setores:



Fonte: Estudo interno da ENGIE Brasil Energia baseado em classificação do IBGE. *Data:* 30.09.23

1.4 Produção/Comercialização/Mercados

No período de nove meses findo em 30 de setembro de 2023, a Companhia forneceu energia para mais de 2.700 unidades consumidoras no segmento de Consumidores Livres, localizadas em diversos estados do Brasil, conforme já mencionado anteriormente.

O preço de venda da energia elétrica nos contratos bilaterais firmados entre a Companhia e consumidores livres são livremente negociados. Por força da Lei n° 10.848, de 15.03.2004, todas as novas vendas para distribuidoras são feitas por leilões regulados pelo Governo Federal, buscando-se o menor preço de compra.

A maioria dos contratos bilaterais dispõem de mecanismo que visa proteger a Companhia de *defaults* de pagamento de fornecimento, como Carta de Fiança Bancária e Seguro Garantia, levando a uma inadimplência quase nula na carteira de clientes. Além disso, como mecanismo inibidor da rescisão pelos respectivos compradores, os contratos bilaterais estabelecem multa rescisória que leva em consideração o valor remanescente do contrato.

A totalidade dos contratos de venda de energia de longo prazo têm preços reajustados anualmente pelos índices de inflação IGP-M, IPCA ou uma composição de ambos.

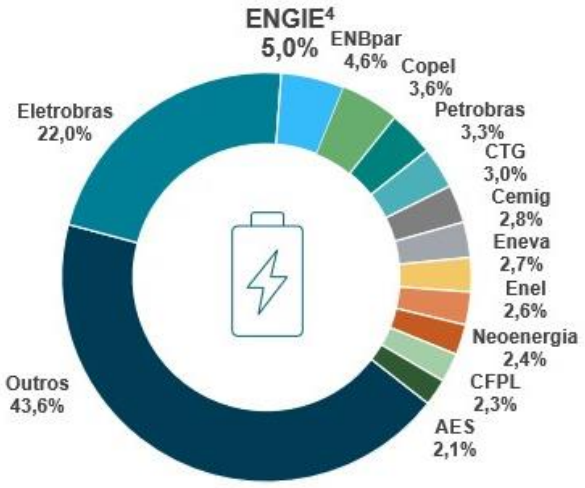
c.3) Condições de competição nos mercados

Em 30 de setembro de 2023, a capacidade instalada total operada pela Companhia era de 9.903,5 MW, operando um parque gerador próprio de 8,193,7MW. Os principais concorrentes da Companhia, com controle estatal, eram: Cemig, Copel, Itaipu e Petrobras, além das seguintes empresas que possuem controle privado: AES, CPFL, CTG, Eletrobras, ENEL, Eneva, Neoenergia, dentre outros.

Os principais clientes da Companhia são distribuidoras, consumidores livres e comercializadoras de energia elétrica, situados nas regiões Sul, Sudeste, Nordeste e Centro-Oeste do Brasil.

c.4) Posicionamento no mercado competitivo

O controle acionário da Companhia é detido pela ENGIE Brasil Participações Ltda., empresa constituída no Brasil, controlada pelo Grupo Econômico ENGIE, sediado na França. O Grupo ENGIE no Brasil é um dos maiores geradores privados de energia elétrica do país, responsável por aproximadamente 5,0% (informações com base em dados apurados em 30 de setembro de 2023) da capacidade instalada do país.



Fonte: ANEEL, websites das empresas e estudos internos da Companhia. *Data:* 30.09.2023.

O portfólio de geração da Companhia é compatível com o nível de risco desejado e permite a formação de preços competitivos. A localização das usinas (Sul, Sudeste/Centro-Oeste, Norte e Nordeste) atua no sentido de reduzir os riscos de submercado.

1.4 Produção/Comercialização/Mercados

A diversificada carteira de clientes da Companhia abrange distribuidoras de energia, comercializadoras e consumidores livres (majoritariamente grandes consumidores industriais e comerciais), atendidos por meio de contratos customizados, flexíveis no tocante ao volume, prazo e condições de fornecimento. Adicionalmente, no segmento de consumidores livres, a Companhia adota a estratégia de diversificação de vendas em diferentes setores industriais e comerciais.

A Companhia mantém um relacionamento estreito com seus clientes, o que possibilita detectar suas necessidades e desenvolver produtos e serviços individualizados que contribuem para a sua fidelização.

O posicionamento competitivo da Companhia se expressa, também, pela presença em novas áreas de negócio, como a cogeração e a geração por meio de fontes alternativas (energias complementares como eólica, biomassa, pequenas centrais hidrelétricas e energia solar), aproveitando as vantagens que desfruta por operar plantas com diferentes portes, características e fontes de energia.

A filosofia comercial da Companhia consolida-se em torno do atendimento das necessidades dos clientes, buscando sempre a formação de relacionamentos comerciais duradouros e construtivos.

A Companhia beneficia-se igualmente das sinergias geradas entre as demais empresas do Grupo ENGIE. Tanto o processo de expansão quanto a inserção em novos mercados estratégicos estão amparados na sólida estrutura organizacional e financeira do Grupo e na larga experiência internacional de seus administradores.

d. Eventual sazonalidade

Não há impacto relevante nas vendas consolidadas de energia elétrica em razão de sazonalidade. A garantia física da Companhia está em grande parte contratada para os próximos anos. A energia descontratada deverá ser gradativamente negociada nos anos subsequentes e, no caso de não contratação, poderá ser negociada por meio de transações bilaterais de curto prazo ou liquidada no Mercado de Curto Prazo (CCEE).

Adicionalmente, a Companhia dispõe de outras ferramentas de gestão de risco como a sazonalização da garantia física de seu parque gerador hidrelétrico, além da própria complementaridade de geração de suas diversas usinas.

e. Principais insumos e matérias primas:

A Companhia possui como principal matéria prima de sua matriz energética os recursos hídricos utilizados nos aproveitamentos hidrelétricos no qual possui concessão dos órgãos reguladores. Dentro de sua matriz energética há outras fontes de energia que, dentre as quais, destacamos a utilização dos seguintes insumos e matérias-primas: a biomassa.

e.1) Descrição das relações mantidas com fornecedores, inclusive se estão sujeitas a controle ou regulamentação governamental, com indicação dos órgãos e da respectiva legislação aplicável

Biomassa

A Unidade de Cogeração Lages (UCLA) consome biomassa originada pela indústria madeireira da região serrana catarinense, tendo sido concebida como alternativa sustentável e ecologicamente correta para a destinação dos resíduos desse processo, possibilitando a comercialização de créditos de carbono. O suprimento básico da planta é assegurado por cerca de 20 (vinte) contratos de médio prazo, com duração de 5 (cinco) anos, nos quais os preços dos insumos adquiridos (serragem, cavacos, refilos, cascas etc.) são valorados de acordo com seu conteúdo energético e passíveis de reajustamentos anuais, negociados à luz da realidade do mercado.

Paralelamente a essas aquisições regulares de biomassa, a UCLA também realiza compras complementares no mercado *spot* da região, contribuindo, a par da gestão dos estoques reguladores que são ali mantidos. As aquisições

1.4 Produção/Comercialização/Mercados

complementares minimizam os impactos da sazonalidade de oferta que caracteriza a atividade de extração, beneficiamento e industrialização de insumos florestais.

Nas demais unidades que utilizam este combustível, Usina Termelétrica Ibitiúva (UTE Ibitiúva) e Usina Termelétrica Ferrari (UTE Ferrari), o suprimento de biomassa é responsabilidade das empresas consorciadas, Consórcio Andrade e Ferrari Agro, respectivamente, estando a quantidade fornecida associada à geração das Usinas.

e.2) Eventual dependência de poucos fornecedores

Conforme mencionado no item c.1.2. anteriormente citado, eventuais dependências de alguns fornecedores de insumos e matérias primas podem ocorrer devido às limitações de fornecimentos em decorrência, principalmente, das características de funcionamento do setor elétrico brasileiro, bem como das especificações técnicas dos equipamentos utilizados em suas instalações, o que faz com que a Companhia tenha à disposição poucos fornecedores e, para determinados equipamentos, um único fornecedor.

e.3) Eventual volatilidade em seus preços

A volatilidade dos preços dos insumos e das matérias primas está relacionada com as variações de índices de inflação, câmbio e preços que reajustam os contratos, conforme mencionado no item c.1.2. anteriormente apresentado.

1.5 Principais clientes

1.5 – Clientes relevantes: identificar se há clientes que sejam responsáveis por mais de 10% da receita líquida total do emissor, informando:

a. Montante total de receitas provenientes do cliente

Nenhum cliente foi responsável por mais de 10% da receita líquida total da Companhia nos últimos três exercícios sociais e no período de nove meses findo em 30 de setembro de 2023.

b. Segmentos operacionais afetados pelas receitas provenientes do cliente

Não aplicável, considerando que nenhum cliente foi responsável por mais de 10% da receita líquida total da Companhia nos últimos três exercícios sociais e no período de nove meses findo em 30 de setembro de 2023.

1.6 Efeitos relevantes da regulação estatal

1.6 – Regulação estatal: descrever os efeitos relevantes da regulação estatal sobre as atividades do emissor, comentando especificamente:

a. Necessidade de autorizações governamentais para o exercício das atividades e histórico de relação com a administração pública para obtenção de tais autorizações

a.1) Concessões, permissões e autorizações governamentais

As empresas ou consórcios que desejem construir e/ou operar instalações para geração hidrelétrica com potência acima de 50 MW, transmissão ou distribuição de energia no Brasil devem participar de processos licitatórios. Empresas ou consórcios que desejem atuar em comercialização, geração hidrelétrica com potência superior a 5 MW e igual ou inferior a 50 MW ou geração térmica com potência superior a 5 MW devem solicitar autorização ou permissão ao Ministério de Minas e Energia (MME) ou à Aneel, conforme o caso. Concessões, autorizações e permissões dão o direito de gerar, transmitir ou distribuir energia elétrica em determinada área de concessão por um período determinado. Esse período é limitado a 35 anos para novas concessões de geração e 30 anos para novas concessões de transmissão ou distribuição. Sob esta regra, as concessões de geração anteriores a 11 de dezembro de 2003 poderiam ser prorrogadas por mais 20 (vinte) anos, a critério do Poder Concedente, de acordo com a legislação.

A publicação da Medida Provisória n° 579, em 11 de setembro de 2012, convertida na Lei n° 12.783, em 11 de janeiro de 2013, introduziu alterações e novas disciplinas em relação à prorrogação de concessões de energia elétrica disciplinadas na Lei nº 9.074/1995. Sob esta regra, as concessões de geração outorgadas antes da publicação da Lei n° 8.987/1995, e que não tenham sido objeto de licitação, podem ser prorrogadas, a critério do Poder Concedente, uma única vez, pelo prazo de até 30 anos. A prorrogação dependerá da aceitação expressa por parte do concessionário de: (i) tarifa calculada pela Aneel; (ii) alocação de cotas de garantia física de energia e de potência às distribuidoras do Sistema Interligado Nacional (SIN); e (iii) submissão aos padrões de qualidade do serviço fixados pela Aneel.

Em função da incerteza quanto à renovação das concessões detidas pela Companhia e quanto às condições de renovação, o exercício da prudência deve ser observado na definição dos procedimentos contábeis, é considerado, para estes fins, a limitação ao prazo de depreciação dos bens que integram o projeto original ao primeiro período de concessão dos ativos, pois, segundo interpretação da legislação específica, não há certeza quanto à indenização pelo poder concedente ao final do prazo da concessão dos investimentos ainda não amortizados.

Ademais, considerando que a partir de 2025 (especialmente a partir de 2030), um número significativo de concessões de transmissão de eletricidade se encerrarão, o Governo Federal promulgou o Decreto nº 11.314/2022 para regulamentar as licitações e a forma de prorrogação das concessões de transmissão de energia elétrica que pode ocorrer nos termos da Lei nº 9.074/1995. As principais disposições do Decreto nº 11.314/2022 são as seguintes:

- em regra, após o término das concessões de transmissão, o Poder Concedente realizará licitações públicas para essas concessões em vez de prorrogar seus prazos. Essas licitações permitirão a participação dos atuais concessionários de transmissão.
- Após consulta pública realizada pela Aneel, o prazo de vigência das concessões poderá ser prorrogado quando a licitação pública for considerada inviável ou prejudicial ao interesse público. O resultado da consulta pública e a decisão da Aneel devem ser submetidos à decisão final do MME sobre a renovação em 21 (vinte e um) meses antes do término dos contratos de concessão;

1.6 Efeitos relevantes da regulação estatal

- O novo concessionário, se aplicável, será responsável pelos pagamentos de indenização relacionados a investimentos feitos pelo concessionário anterior que não tenham sido amortizados ou depreciados. Este pagamento será uma condição precedente para a execução do novo contrato de concessão; e
- Em caso de renovação, o atraso na assinatura do termo aditivo tornará impossível a prorrogação da concessão. A prorrogação do prazo da concessão ocorrerá (i) sem pagamento prévio da indenização relacionada a investimentos não amortizados ou não depreciados; e (ii) condicionada à aceitação do concessionário das receitas e outras condições estabelecidas do termo aditivo**.**

Quanto ao processo de renovação previsto na Lei nº 9.074/1995 e na Lei nº 12.783/2013, o pedido de renovação deve ser apresentado até 36 meses antes do término do prazo do contrato de concessão, acompanhado de prova de regularidade e cumprimento das obrigações fiscais e previdenciárias, bem como compromissos e encargos perante órgãos da administração pública relacionados à exploração das instalações de transmissão de eletricidade. Após a apresentação do pedido de renovação, a Aneel pode apresentar uma recomendação sobre a aprovação ou não da prorrogação da concessão. Após a recomendação da Aneel sobre o assunto, o processo deve ser submetido ao MME, que emitirá a decisão administrativa final sobre se a renovação deve ser concedida ao concessionário.

A Lei n° 8.987/1995 estabelece, entre outras disposições, as condições que a concessionária deve cumprir ao fornecer serviços de energia, os direitos dos consumidores e as obrigações da concessionária e do Poder Concedente. Ademais, a concessionária deverá cumprir o regulamento vigente do setor elétrico. Os principais dispositivos da Lei de Concessões estão resumidos como segue:

- **serviço adequado:** a concessionária deve prestar serviço adequado a fim de satisfazer parâmetros de regularidade, continuidade, eficiência, segurança, atualidade, generalidade, cortesia na sua prestação, modicidade nas tarifas e acesso ao serviço.
- **responsabilidade objetiva:** a concessionária é responsável por todos os danos diretos ou indiretos resultantes da prestação de seus serviços, ou por terceiros contratados, independentemente de sua culpa.
- **alterações na participação controladora:** o Poder Concedente deve aprovar qualquer alteração direta ou indireta de participação da controladora na concessionária.
- **intervenção pelo Poder Concedente:** o Poder Concedente poderá intervir na concessão a fim de garantir o desempenho adequado dos serviços e o cumprimento integral das disposições contratuais, regulatórias e legais pertinentes, caso a concessionária deixe de cumprir com suas obrigações.
- **reversão no advento do termo contratual:** a reversão no advento do termo contratual será efetuada com a indenização das parcelas dos investimentos vinculados a bens reversíveis, ainda não amortizados ou depreciados, que tenham sido realizados com o objetivo de garantir a continuidade e atualidade do serviço concedido.
- **produção de energia elétrica por Produtor Independente e por Autoprodutor:** no final do prazo da concessão ou autorização, os bens e as instalações realizados para a geração independente e para a autoprodução de energia elétrica em aproveitamento hidráulico passarão a integrar o patrimônio da União, mediante indenização dos investimentos ainda não amortizados. Para determinação do montante da indenização a ser paga, serão considerados os valores dos investimentos posteriores, aprovados e realizados, não previstos no projeto original, e a depreciação apurada por auditoria do Poder Concedente. No caso de UTE, não será devida indenização dos investimentos realizados, assegurando-se, porém, ao Produtor Independente ou ao Autoprodutor remover as instalações.

1.6 Efeitos relevantes da regulação estatal

- **término antecipado da concessão:** o término do contrato de concessão poderá ser antecipado por meio de encampação, caducidade, rescisão, anulação e/ou falência ou extinção da empresa concessionária e falecimento ou incapacidade do titular, no caso de empresa individual. A encampação consiste no término prematuro de uma concessão por razões relacionadas ao interesse público, mediante indenização; a caducidade consiste na retomada da atividade e de bens concedidos pelo Poder Concedente após processo administrativo com todos os direitos e garantias atinentes ao "devido processo legal", no qual reste comprovado que a concessionária, sem justificativa: (i) deixou de prestar serviço de forma adequada ou completa, tendo por base as normas, critérios, indicadores e parâmetros definidores da qualidade do serviço; (ii) deixou de cumprir adequadamente com suas obrigações estipuladas no contrato de concessão ou disposições legais ou regulamentares concernentes à concessão; (iii) paralisou o serviço ou concorreu para tanto, ressalvadas as hipóteses decorrentes de caso fortuito ou de força maior; (iv) não tem mais capacidade técnica financeira ou econômica para fornecer serviços adequados; (v) não cumpriu as penalidades eventualmente impostas pelo Poder Concedente; (vi) não atendeu intimação do Poder Concedente no sentido de regularizar a prestação do serviço; e (vii) foi condenada em sentença transitada em julgado por sonegação de tributos, inclusive contribuições. A concessionária tem direito à indenização, a *posteriori*, por seus investimentos em ativos reversíveis que não tenham sido integralmente amortizados ou depreciados, após dedução de quaisquer multas e danos devidos pela concessionária. Por fim, a rescisão contratual pode ser feita de comum acordo entre as partes ou em decorrência de decisão judicial irrecorrível, proferida em processo interposto pelo concessionário.

Considerando exclusivamente a interpretação da legislação anteriormente mencionada de que não há a garantia de indenização pelo Poder Concedente do valor residual dos bens que integram o projeto original ao final do prazo da concessão e autorização dos empreendimentos hidrelétricos e, em linha com o exercício a prudência anteriormente mencionada, a Companhia, a partir de 01 de janeiro de 2007, passou a depreciar esses ativos de acordo com as taxas determinadas pela Aneel, limitando-as ao prazo de concessão, considerando o entendimento da Companhia de que essas taxas representam a vida útil dos bens, embora a legislação e os contratos prevejam a possibilidade da renovação da concessão. Cabe mencionar que os bens do ativo imobilizado adquiridos até 01 de janeiro de 2007 foram sujeitos à adoção do custo atribuído com base na avaliação dos seus valores justos em 01 de janeiro de 2009, data de transição para as normas internacionais de contabilidade (IFRS) e os novos pronunciamentos contábeis estabelecidos pelo Comitê de Pronunciamentos Contábeis (CPC).

a.1.1) Penalidades Aplicáveis às Concessionárias

A regulamentação da Aneel prevê a aplicação de sanções e penalidades aos agentes do setor elétrico e classifica as penalidades com base na natureza e na relevância da violação (incluindo advertências, multas, embargos de obras, interdição de instalações, suspensão temporária do direito de participar em processos de licitação para novas concessões, permissões ou autorizações, impedimento de contratar com a Aneel e de receber autorização para serviços e instalações de energia elétrica, revogação ou suspensão de autorização para operação comercial, intervenção administrativa e caducidade).

Para cada violação, as multas podem atingir até 2% da receita oriunda de venda de energia elétrica e da prestação de serviços - deduzidos o ICMS e o ISSQN - das concessionárias referentes ao período de 12 meses imediatamente anterior à lavratura do auto de infração, nos termos da Resolução Normativa Aneel nº 846/2019. Algumas das infrações que podem resultar em aplicação de multas referem-se à ausência de requerimento, pelo agente, de aprovação da Aneel, relativos à (às):

- assinatura de contratos entre partes relacionadas nos casos previstos na regulamentação;
- venda ou cessão de bens relacionados aos serviços prestados, bem como a imposição de quaisquer gravames (incluindo qualquer espécie de garantia, caução, fiança, penhor ou hipoteca) sobre a receita dos serviços de energia; e
- alterações no estatuto social, transferência de ações que implique a mudança de seu controle acionário, assim como efetuar reestruturação societária da concessionária.

1.6 Efeitos relevantes da regulação estatal

No caso de contratos firmados entre partes relacionadas, a Aneel pode impor, a qualquer tempo, restrições aos seus termos e condições e, em circunstâncias extremas, determinar sua rescisão.

Ainda, em relação aos atrasos na implantação de empreendimentos de transmissão concedidos, as penalidades a serem aplicadas devem ser multas contratuais e editalícias – não mais a multa com base na Resolução Normativa Aneel nº 846/2019 mencionada acima, a qual será utilizada a partir do início da entrada em operação comercial ou apenas em caráter subsidiário no período de implantação. Esse foi o entendimento da Aneel proferido na Nota Técnica nº 53/2022-SFE/ANEEL, que tratou sobre o aprimoramento da dosimetria da multa a ser empregada na hipótese de atrasos injustificados no início da operação comercial de concessões de transmissão.

Nessa oportunidade, a ANEEL entendeu que a penalidade devida pode ser uma multa de até 10% do investimento no empreendimento (corresponde ao orçamento do contrato de concessão atualizado pelo índice de reajuste anual previsto contratualmente), calculada com base no desenvolvimento do empreendimento e tempo de atraso, além do desconto na parcela mensal da receita anual permitida ("RAP") da concessionária de transmissão por meio da aplicação da Parcela Variável por Atraso ("PVA").

a.1.2) Concessões e Autorizações

A Companhia e suas controladas possuem as seguintes concessões e autorizações para exploração de energia elétrica:

a.1.2.1) Concessões para a transmissão de energia hidrelétrica

Concessões	Detentor (a) da concessão	Data do ato	Vencimento
Lote 01 Leilão n° 2/2017 (Paraná) (*)	Gralha Azul Transmissão de Energia S.A.	08.03.2018	08.03.2048
Lote 03 Leilão n° 2/2017 (Pará e Tocantins) (**)	Novo Estado Transmissora de Energia S.A.	08.03.2018	08.03.2048
Lote 07 Leilão n° 2/2022 (Pará)	Gavião Real Transmissora de Energia S.A.	30.09.2022	30.09.2052

(*) A ENGIE arrematou o Lote 01 no Leilão de Transmissão n° 2/2017, realizado em 15.12.2017, cujo contrato de concessão foi assinado somente em 08.03.2018.

(**) A ENGIE adquiriu a Novo Estado em 03.03.2020, detentora do Lote 03 no Leilão de Transmissão n° 2/2017, realizado em 15.12.2017, cujo contrato de concessão foi assinado em 08.03.2018.

Metas de qualidade do serviço público de transmissão de energia elétrica

A Resolução Normativa Aneel nº 906/2020 estabelece as disposições relativas à qualidade do serviço público de transmissão de energia elétrica, fixando penalidades para o desrespeito aos padrões mínimos de qualidade nela fixados.

De acordo com a referida Resolução Normativa, as concessionárias de transmissão terão a qualidade do serviço medida por meio de indicadores associados à disponibilidade e à capacidade operativa das instalações integrantes da Rede Básica. Assim, a aferição do atendimento aos padrões de qualidade estabelecidos dar-se-á por meio da verificação dos índices de cada concessionária relacionados à duração dos desligamentos e às restrições operativas temporárias das Funções Transmissão ("FT"), assim entendidas como o conjunto de instalações funcionalmente dependentes considerado de forma solidária para fins de apuração da prestação dos serviços de transmissão, compreendendo o equipamento principal e os complementares.

Nesse sentido, há dois fatores de redução da RAP das concessionárias de transmissão aplicados pelo ONS, quais sejam: (i) a Parcela Variável por Indisponibilidade ("PVI"), que vem a ser a parcela a ser deduzida do pagamento base por desligamentos programados ou outros desligamentos decorrentes de eventos envolvendo o equipamento principal e/ou os complementares da FT, de responsabilidade da concessionária de transmissão, consideradas as exceções e as condições definidas pela Aneel; e (ii) a Parcela Variável por Restrição Operativa Temporária ("PVRO", em conjunto com a PVI, "Parcelas Variáveis"), que consiste na parcela a ser deduzida do pagamento base por restrição

1.6 Efeitos relevantes da regulação estatal

operativa temporária existente na FT, de responsabilidade da concessionária de transmissão, que resulte na redução da capacidade operativa da própria FT.

a.1.2.2) Concessões para a geração de energia hidrelétrica

Concessões	Detentor (a) da concessão	Capacidade instalada (MW)	Data do ato	Vencimento
UHE Salto Santiago	ENGIE Brasil Energia	1.420	09.1998	11.2030
UHE Salto Osório	ENGIE Brasil Energia	1.078	09.1998	04.2031
UHE Passo Fundo	ENGIE Brasil Energia	226	09.1998	04.2031
UHE Itá	ENGIE Brasil Energia / Itasa	1.450	12.1995	12.2032
UHE Machadinho	ENGIE Brasil Energia	1.140	07.1997	10.2035
UHE Cana Brava	ENGIE Brasil Energia	450	08.1998	12.2035
UHE Ponte de Pedra	ENGIE Brasil Energia	176	10.1999	03.2037
UHE São Salvador	ENGIE Brasil Energia	243	04.2002	06.2040
UHE Estreito	CEE	1.087	11.2002	02.2047
UHE Jaguara	Jaguara	424	11.2017	06.2048
UHE Miranda	Miranda	408	11.2017	06.2048

A Companhia possui, direta e indiretamente, nas usinas Itá, Machadinho e Estreito, o equivalente a 1.126,9 MW, 414,8 MW e 435,6 MW, respectivamente, das capacidades instaladas das usinas, que correspondem às suas participações acionárias e/ou em consórcio.

Direito de extensão de concessão – repactuação do risco hidrológico

As condições para a compensação via extensão de outorga aos participantes do MRE foram estabelecidas pela Lei n° 14.052, publicada em 09 de setembro de 2020, e reguladas pela Resolução Normativa Aneel n° 1.035/2022. A legislação prevê a compensação aos titulares das usinas hidrelétricas participantes do MRE por efeitos causados por empreendimentos de geração denominados estruturantes, relacionados à antecipação da garantia física e às restrições e atrasos na entrada em operação das instalações de transmissão necessárias ao escoamento da energia dessas usinas, da geração térmica fora da ordem de mérito e importação, de forma retroativa. Como compensação, os geradores garantiram o direito à extensão do prazo de concessão das outorgas de geração por até sete anos.

Em 15 de dezembro de 2020, o Conselho de Administração aprovou a adesão da Companhia e de suas controladas detentoras de concessão de geração de energia elétrica à compensação via extensão de outorga, de que trata a Lei n° 14.052/2020.

Em 02 de março de 2021, a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica ("CCEE") publicou a revisão dos cálculos de compensação, a qual contemplou: (i) a aplicação da taxa de desconto no cálculo das extensões das outorgas; (ii) a consideração dos impactos decorrentes da caducidade das concessões da Abengoa e da Isolux no escoamento da UHE Belo Monte; e (iii) o reconhecimento do direito das usinas em regime de cotas, enquadradas na Lei n° 12.783/2013, às compensações calculadas nos termos da Lei n° 14.052/2020.

Adicionalmente, em 12 de julho de 2021, foi publicada a Lei n° 14.182, que trata, dentre outros assuntos, sobre a retroatividade dos efeitos de GSF (*Generation Scaling Factor*), passando a contemplar, para fins de repactuação do risco hidrológico tratado pela Lei n° 14.052/2020, os prejuízos causados entre 2012 e 2014 às usinas hidrelétricas contratadas no mercado regulado, as quais já haviam repactuado o risco hidrológico em 2015. Desta forma, passou-se a prever explicitamente que para o período anterior ao início de vigência da repactuação de risco hidrológico, a integralidade da garantia física das usinas seria considerada como parcela de energia não repactuada para fins de recebimento do ressarcimento. Em 09 de setembro de 2021, a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica ("CCEE") publicou a revisão final dos cálculos de compensação.

1.6 Efeitos relevantes da regulação estatal

A Aneel homologou o prazo de extensão de outorga daquelas usinas pertencentes ao MRE que não repactuaram o risco hidrológico em 2015 a partir da publicação da Resolução Homologatória n° 2.919, publicada em 12 de agosto de 2021. Esta homologação abrangeu as seguintes Usinas da Companhia: Salto Osório, Passo Fundo, Jaguara e Miranda. Adicionalmente, em 17 de setembro de 2021, foi publicada a Resolução Homologatória n° 2.932, a qual homologou o prazo de extensão da outorga das usinas hidrelétricas participantes do MRE afetadas pelo novo tratamento do período anterior ao início de vigência da repactuação do risco hidrológico. Esta homologação abrangeu as seguintes Usinas da Companhia: Salto Santiago, Cana Brava, São Salvador e Ponte de Pedra. Esta mesma Resolução Homologatória abrangeu as Usinas em que a companhia participa da concessão na forma de consórcio, quais sejam: Itá, Estreito e Machadinho, para as quais foi obtido concordância de todas as consorciadas à repactuação em novembro de 2021.

a.1.2.3) Autorizações para geração de pequenas centrais hidrelétricas, eólica e solar fotovoltaica

Autorizações	Detentor (a) da autorização	Capacidade instalada (MW)	Data do ato	Vencimento
Usinas de Cogeração				
UTE Ibitiúva Bioenergética	Consórcio Andrade[1]	33,0	04.2000	04.2030
Unidade de Cogeração Lages	Lages	28,0	10.2002	10.2032
UTE Ferrari	Ferrari Termoelétrica	80,5	07.2007	07.2042
Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCH)				
PCH Rondonópolis	Tupan	26,6	12.2002	12.2032
PCH Engenheiro José Gelazio da Rocha	Hidropower	24,4	12.2002	12.2032
Usinas eólicas (EOL)				
Conjunto Eólico Trairí	SPEs do Conjunto	212,6	09.2011 e 01.2015	09.2041 e 01 e 02.2045
EOL Campo Largo III, IV, VI e VII	CLWP Eólicas	118,8	07.2015	07.2050
EOL Campo Largo V e XXI	CLWP Eólicas	59,4	08.2015	08.2050
EOL Campo Largo I, II, XV, XVI e XVIII	CLWP Eólicas	148,5	05.2017	05.2052
EOL Campo Largo VIII a XIV, XVII, XIX, XX, XXII	CLWP Eólicas	361,0	12.2019	12.2054
EOL Tubarão P&D	ENGIE Brasil Energia	2,1	05.2015	N.A. [2]
EOL Tubarão 2 P&D	ENGIE Brasil Energia	4,0	02.2021	N.A. [2]
EOL Umburanas 1-3,5-6,9-11,13,15-16,18	Umburanas Eólicas	234,0	08.2014	08.2049
EOL Umburanas 8	Umburanas Eólicas	25,0	10.2014	10.2049
EOL Umburanas 17	Umburanas Eólicas	22,0	07.2015	07.2050
EOL Umburanas 19, 21, 23 e 25	Umburanas Eólicas	80,0	08.2015	08.2050
EOL Santo Agostinho 13,14,17 e 27	SPEs do Conjunto	87,0	05.2021	05.2056
Usinas eólicas – Em construção				
EOL Santo Agostinho 1-6, 18,21,25	SPEs do Conjunto	347,0	05.2021	05.2056
EOL Serra do Assuruá I a XXIV	Maracanã	846,0	11.2021	11.2056
Usina solar fotovoltaica				
Nova Aurora	ENGIE Brasil Energia	3,0	04.2014	N/A [2]
Central Fotovoltaica Assú V	Assú V	34,0	06.2016	06.2051
Central Fotovoltaica Paracatu	SPEs do Conjunto	132,0	04.2016, 05.2016 e 06.2016	04.2051, 05.2051 e 06.2051
Central Fotovoltaica Floresta	SPEs do Conjunto	86,0	05.2016 e 06.2016	04.2051 e 06.2051
Usinas solares fotovoltaicas - Em construção				
Conjunto Fotovoltaico Assu Sol 1 a 16	SPEs do Conjunto	752,0	02.2022	02.2057

[1] As consorciadas são Ibitiúva Bioenergética S.A. (72,9%) e a Tereos Açúcar e Energia Brasil S.A. (27,1%).

[2] Para centrais geradoras com potência igual ou inferior a 5 MW o instrumento legal aplicável é o registro.

A Companhia possui 22,9 MW da capacidade instalada da Usina Ibitiúva Bioenergética, que corresponde à sua participação acionária e no consórcio.

1.6 Efeitos relevantes da regulação estatal

a.1.3) Estrutura do Setor Elétrico Brasileiro

a.1.3.1) Ministério de Minas e Energia (MME)

O MME é o principal órgão do setor energético do Governo Federal, o qual atua como Poder Concedente em nome do Governo Federal, e tem como principal atribuição o estabelecimento das políticas, diretrizes e da regulamentação do setor. Subsequentemente à aprovação da Lei n° 10.848, de 15 de março de 2004 ("Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico"[1]), o Governo Federal, atuando principalmente por intermédio do MME, assumiu certas atribuições anteriormente de responsabilidade da Aneel. Entre as atribuições assumidas estão a elaboração de diretrizes que regem a outorga de concessões e a expedição de normas que regem o processo licitatório para concessões de serviços públicos e instalações de energia elétrica.

a.1.3.2) Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel)

O setor elétrico brasileiro é regulado pela Aneel, autarquia federal autônoma. Depois da promulgação da Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico, as principais responsabilidades da Aneel passaram a ser: (i) regular e fiscalizar o setor elétrico segundo a política determinada pelo MME; e (ii) responder a questões a ela delegadas pelo Governo Federal e pelo MME. As atuais responsabilidades da Aneel incluem, entre outras, a: (i) fiscalização de concessões para atividades de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica, inclusive aprovação de tarifas de energia elétrica; (ii) promulgação de regulamentos para o setor elétrico; (iii) implementação e regulamentação da exploração das fontes de energia, incluindo a utilização de energia hidrelétrica; (iv) promoção do processo licitatório para novas concessões, mediante delegação do MME; (v) solução de litígios administrativos entre os agentes do setor elétrico; e (vi) definição dos critérios e metodologia para determinação das tarifas de transmissão.

a.1.3.3) Conselho Nacional de Política Energética (CNPE)

Em agosto de 1997, foi criado o Conselho Nacional de Política Energética ("CNPE") para o desenvolvimento e criação da Política Nacional de Energia. O CNPE é presidido pelo MME, sendo a maioria de seus membros ministros do Governo Federal. Sua finalidade consiste em otimizar a utilização de recursos energéticos do Brasil, de maneira a assegurar o atendimento da demanda do País.

a.1.3.4) Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS)

O ONS foi criado em 1998 e se caracteriza como uma entidade de direito privado, sem fins lucrativos, constituída por geradores, transmissores, distribuidores e consumidores livres, além de outros agentes, tais como importadores e exportadores de energia elétrica.

A "Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico" conferiu ao Governo Federal poderes para indicar três membros da Diretoria Executiva do ONS. O principal papel do ONS é coordenar e controlar as operações de geração e transmissão do Sistema Interligado, sujeito à regulamentação e supervisão da Aneel.

Os objetivos e as principais responsabilidades do ONS incluem: (i) o planejamento da operação da geração e transmissão de energia elétrica; (ii) a organização e controle da utilização do SIN e interconexões internacionais; (iii) a garantia de acesso à rede de transmissão de maneira não discriminatória a todos os agentes do setor; (iv) o fornecimento de subsídios para o planejamento da expansão do sistema elétrico; (v) a apresentação ao MME de propostas de ampliações da Rede Básica - propostas estas que serão levadas em consideração no planejamento da expansão do sistema de transmissão; (vi) a proposição de normas relativas à operação do sistema de transmissão

[1] A Lei nº 10.848/2004, quando da sua discussão e publicação, ficou conhecida como "Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico". Atualmente, tramita no Poder Legislativo o Projeto de Lei 1917/2015, que propõe uma nova reforma do Setor Elétrico, conhecida como "Lei de Modernização e Abertura do Mercado Livre de Energia".

1.6 Efeitos relevantes da regulação estatal

para aprovação pela Aneel; e (vii) a elaboração de um programa de despacho otimizado com base na disponibilidade declarada pelos agentes geradores.

a.1.3.5) Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE)

A CCEE sucedeu, a partir de 2004, o Mercado Atacadista de Energia (MAE), absorvendo todas as suas atividades e ativos.

O principal papel da CCEE é viabilizar a comercialização de energia elétrica no Sistema Integrado Nacional (SIN), sendo responsável por: (i) registrar todos os contratos de comercialização de energia no Ambiente de Contratação Regulada ("ACR"), os contratos resultantes de contratações de ajustes e os contratos celebrados no ACL; e (ii) contabilizar e liquidar as transações de curto prazo.

A CCEE é composta por detentores de concessões, permissões e autorizações do setor elétrico, bem como por Consumidores Livres e Consumidores Especiais, e o seu Conselho de Administração é formado por quatro membros, nomeados pelos agentes, e por um membro nomeado pelo MME, que ocupa o cargo de Presidente do Conselho de Administração.

De acordo com o Decreto n° 5.163, de 30 de julho de 2004, o cálculo do preço da energia elétrica comprada ou vendida no mercado de curto prazo – ou PLD – é de responsabilidade da CCEE e leva em conta, dentre outros fatores: (i) a otimização do uso dos recursos eletroenergéticos para atendimento das cargas do sistema; (ii) as necessidades de energia elétrica dos agentes; e (iii) o custo do déficit de energia elétrica.

Por meio da Resolução Normativa n° 957/2021, a Aneel instituiu a Convenção de Comercialização de Energia Elétrica, que estabelece a estrutura e a forma de funcionamento da CCEE, dispondo, entre outros assuntos, sobre as obrigações e direitos dos agentes da CCEE, a forma de solução dos conflitos, as condições de comercialização de energia elétrica no ambiente regulado e no ambiente livre e o processo de contabilização e liquidação financeira das operações realizadas no mercado de curto prazo.

A partir 01 de janeiro de 2017, a CCEE tornou-se responsável pela gestão e operação da Conta de Desenvolvimento Energético ("CDE"), da Conta de Consumo de Combustíveis ("CCC") e da Reserva Global de Reversão (RGR), anteriormente de responsabilidade da Eletrobras, em atendimento à Lei n° 13.360, de 17 de novembro de 2016, que determinou a CCEE como gestora das referidas contas setoriais.

a.1.3.6) Empresa de Pesquisa Energética (EPE)

A EPE, cuja criação foi autorizada pela Lei n° 10.847, de 15 de março de 2004, é uma empresa pública federal responsável pela condução de estudos e destinada a subsidiar o planejamento do setor energético, incluindo as indústrias de energia elétrica, petróleo, gás, carvão e fontes energéticas renováveis, bem como na área de eficiência energética. Os estudos e pesquisas desenvolvidos pela EPE subsidiam a formulação, o planejamento e a execução de ações do MME no âmbito da Política Energética Nacional.

a.1.3.7) Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico (CMSE)

Em 09 de agosto de 2004, o Governo Federal promulgou o decreto que criou o CMSE, entidade presidida e coordenada pelo MME e composta por representantes da Aneel, Agência Nacional de Petróleo (ANP), da CCEE, da EPE e do ONS. As principais atribuições do CMSE são: (i) acompanhar as atividades do setor energético; (ii) avaliar as condições de abastecimento e atendimento ao mercado de energia elétrica; e (iii) elaborar as propostas de ações preventivas ou saneadoras visando a manutenção ou a restauração da segurança no abastecimento e no atendimento eletroenergético, encaminhando-as ao CNPE.

1.6 Efeitos relevantes da regulação estatal

a.1.3.8) Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico (Lei n° 10.848/2004)

A Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico promoveu alterações significativas na regulamentação do setor elétrico com vistas a: (i) proporcionar incentivos a empresas privadas e públicas para construção e manutenção da capacidade de geração; e (ii) assegurar o fornecimento de energia elétrica no Brasil, por meio de processos licitatórios. As principais modificações introduzidas pela Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico incluem:

- a criação de dois ambientes para a comercialização de energia, sendo: (i) um mercado de venda de energia elétrica para concessionárias e permissionárias de distribuição de energia, de forma a garantir o fornecimento de energia elétrica para consumidores cativos, que se dá por meio de leilões e com regras rígidas e públicas, denominado ACR; e (ii) um ACL, onde as negociações entre geradores, comercializadores e consumidores finais de energia são realizadas bilateralmente, tendo por característica maior dinamicidade e maior grau de competição entre os agentes;
- obrigatoriedade, por parte das empresas de distribuição, de adquirir energia suficiente para satisfazer 100% da sua demanda;
- restrições a determinadas atividades das distribuidoras, de modo a assegurar que tais empresas se concentrem exclusivamente na prestação de serviços públicos de distribuição, para garantir serviços mais eficientes e confiáveis aos consumidores cativos, evitando-se eventuais impactos nas tarifas dos custos decorrentes de atividades estranhas ao objeto da concessão;
- existência de lastro (garantia física própria ou contratos de compra de terceiros) para toda energia comercializada em contratos;
- obrigatoriedade de aquisição de energia elétrica pelas distribuidoras exclusivamente por meio de leilões promovidos pela Aneel, eliminando a possibilidade de autocontratação (*self-dealing*), de forma a garantir a compra de energia elétrica pelos menores preços disponíveis no mercado; e
- respeito aos contratos firmados anteriormente à vigência da "Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico", de forma a garantir segurança jurídica às operações realizadas antes da sua promulgação.

a.1.4) Comercialização de Energia

A comercialização de energia como atividade autônoma está prevista na Lei do Setor Elétrico e no Decreto n° 2.655, de 02 de julho de 1998, estando sujeita a um regime competitivo, do qual diversos agentes podem participar, dentre os quais as geradoras, atuando no regime de serviço público ou no de produção independente, as comercializadoras e os importadores de energia.

a.1.4.1) Ambientes para a Comercialização de Energia Elétrica

Nos termos da "Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico", as negociações envolvendo compra e venda de energia elétrica serão conduzidas em dois diferentes segmentos de mercado, que funcionam no âmbito da CCEE: (i) o ACR, que contempla a compra por distribuidoras em leilões públicos para atender aos seus consumidores cativos; e (ii) o ACL, que compreende a comercialização direta de energia elétrica entre agentes de geração, comercializadores e consumidores livres.

A energia elétrica proveniente (i) de projetos de pequena capacidade de geração e conectados diretamente nos sistemas de baixa e média tensão – geração distribuída; (ii) de usinas qualificadas nos termos do Proinfa, conforme definido abaixo; e (iii) da UHE Itaipu, não estará sujeita a processos de leilão centralizado para o fornecimento de energia no ACR.

1.6 Efeitos relevantes da regulação estatal

A energia elétrica gerada pela UHE Itaipu é comercializada pela Eletrobras e os volumes que devem ser comprados por cada distribuidora são determinados compulsoriamente pela Aneel. Os preços pelos quais a energia gerada pela UHE Itaipu é comercializada, com a Eletrobras, são indexados ao dólar norte-americano e estabelecidos em conformidade com um tratado firmado entre o Brasil e o Paraguai. A Medida Provisória n° 579, de 11 de setembro de 2012, convertida na Lei n° 12.783, em 11 de janeiro de 2013, estabeleceu que a União Federal pode assumir os efeitos da variação cambial da tarifa de repasse de potência de Itaipu Binacional. Consequentemente, os preços para UHE Itaipu aos consumidores finais não estão mais sujeitos à variação da taxa de câmbio.

As aquisições pelas distribuidoras de energia proveniente de processos de geração distribuída, fontes eólicas e PCH devem observar um processo competitivo de chamada pública, que garanta publicidade, transparência e igualdade de acesso.

a.1.4.2) O Ambiente de Contratação Regulada (ACR)

De acordo com a "Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico", no âmbito do ACR, os Contratos de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado (CCEAR) deverão ser celebrados entre cada geradora e as distribuidoras do SIN, que são obrigadas a oferecer garantias às geradoras. Conforme alterações implementadas pela Lei n° 13.360, de 17 de novembro de 2016, as contratações entre as distribuidoras e geradoras preveem a entrega da energia a partir do ano da respectiva licitação até o ano subsequente e terão prazos de duração de, no mínimo 1 ano e no máximo 15 anos. As contratações entre as distribuidoras e novos empreendimentos das geradoras preveem a entrega da energia a partir do 3° até o 7° ano contado do ano da respectiva licitação e terão prazo de duração de, no mínimo 15 anos, e no máximo 35 anos.

No ACR, as empresas de distribuição compram a energia que esperam comercializar com seus consumidores cativos por meio de leilões regulados pela Aneel e organizados pela CCEE. As compras de energia elétrica são feitas de geradoras, comercializadoras e importadores de energia elétrica e podem ser realizadas por meio de dois tipos de contratos bilaterais: (i) Contratos de Quantidade de Energia; e (ii) Contratos de Disponibilidade de Energia.

Nos termos de um Contrato de Quantidade de Energia, os agentes vendedores se comprometem a fornecer uma determinada quantidade de energia elétrica e assumem o risco de que o fornecimento poderá ser afetado por condições hidrológicas e baixos níveis de reservatórios, entre outros fatores que poderão afetar a energia alocada. De outra forma, nos termos dos Contratos de Disponibilidade de Energia, a geradora compromete-se a manter seu empreendimento disponível para gerar a qualquer momento por solicitação do ONS, auferindo uma receita fixa independentemente de sua geração efetiva. O custo do combustível do empreendimento decorrente da ordem de despacho do ONS é suportado pelos contratantes.

As distribuidoras são obrigadas a contratar 100% de suas necessidades de energia elétrica. A insuficiência de energia elétrica para suprir todo o seu mercado é verificada no processo de contabilização da CCEE e pode resultar em penalidades às distribuidoras.

As distribuidoras de energia têm o direito de repassar a seus consumidores os custos relacionados à energia elétrica adquirida por meio de leilões, bem como quaisquer tributos e encargos setoriais relativos aos leilões. Os desvios entre a arrecadação estimada e a efetivamente requerida para honrar seus contratos de compra de energia são ajustados no ciclo seguinte.

Redução da Energia Contratada

As distribuidoras podem reduzir o montante de energia contratada por meio dos CCEAR nos seguintes casos: (i) compensação pela saída de consumidores potencialmente livres do ambiente de contratação regulado para o ACL; (ii) desvios das estimativas de demanda elaboradas pelas distribuidoras, após dois anos da declaração de demanda

1.6 Efeitos relevantes da regulação estatal

inicial, sendo que neste caso a redução poderá atingir até 4% por ano do montante inicialmente contratado; e (iii) aumento dos montantes de energia adquiridos por meio de contratos firmados antes de 17 de março de 2004.

Redução Compulsória no Consumo

A "Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico" estabelece que, em uma situação na qual o Governo Federal venha a decretar a redução compulsória do consumo de energia em determinada região, todos os Contratos de Quantidade de Energia no ACR, registrados pela CCEE, deverão ter seus respectivos volumes reajustados na mesma proporção da redução do consumo.

a.1.4.3) O Ambiente de Contratação Livre (ACL)

No ACL é realizada a venda de energia entre geradoras, produtores independentes, autoprodutores, comercializadoras de energia elétrica, importadores de energia e consumidores livres.

Consumidores Livres - são aqueles consumidores finais que podem adquirir energia elétrica diretamente de agentes de geração ou de comercializadores. O critério de elegibilidade para se tornar consumidor livre é ter uma carga mínima igual ou maior que o limite estabelecido em lei e normas infralegais aplicáveis, que desde janeiro de 2023 é de 500 kW. A partir de janeiro de 2024, de acordo com a Portaria 50/2022, qualquer consumidor atendido em alta tensão será elegível.

Consumidores Especiais - são aqueles que possuem carga mínima igual ou maior que 500 kW, individualmente ou reunidas em comunhão, conforme condições pré-determinadas, podendo optar pela contratação de energia elétrica advinda de empreendimentos de geração de fontes específicas, a saber, usinas de biomassa, energia eólica, solar, PCH ou sistemas de cogeração qualificada. Desde janeiro de 2023 não há mais obrigação de compra de fontes específicas para essa categoria de consumidores, sendo de livre opção a fonte de energia mais benéfica para cada um.

As geradoras estatais, tais como as geradoras privadas, poderão vender energia elétrica aos consumidores livres, contudo as estatais deverão fazê-lo por meio de processos públicos que garantam a transparência e igualdade de acesso aos interessados.

Compras de Energia Elétrica conforme a Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico

Em 30 de julho de 2004, foi publicada a Lei nº 10.848/2004 que regulamenta a compra e a venda de energia no ACR e no ACL, e disciplina as autorizações e concessões para projetos de geração de energia, incluindo regras relacionadas aos procedimentos de leilões e ofertas, a forma dos contratos de compra de energia e o método de repasse aos consumidores finais, entre outros.

A regulamentação determina que todos os agentes compradores de energia elétrica devem contratar a totalidade da sua demanda conforme as diretrizes do novo modelo. Por outro lado, os agentes vendedores devem demonstrar que a energia elétrica disponibilizada para venda tem como respaldo (lastro) suas próprias instalações de geração existentes ou contratos de compra de energia. Os agentes vendedores que não cumprirem estas exigências estarão sujeitos às penalidades por insuficiência de lastro.

a.1.5) Os Leilões de Energia

As distribuidoras devem contratar 100% da sua demanda esperada de energia elétrica para suas respectivas áreas de concessão. Para cumprir essa finalidade, as distribuidoras devem realizar aquisições de energia nos leilões regulados pela Aneel (conforme mencionado anteriormente existem algumas situações excepcionais onde o suprimento de energia elétrica à distribuidora não requer a realização dos leilões regulados, quer por ser a compra da energia

1.6 Efeitos relevantes da regulação estatal

compulsória – caso de Itaipu – quer por ser autorizada a contratação por meio de chamada pública – Geração Distribuída, fontes eólicas, PCH, biomassa), seja para a aquisição junto a projetos de geração já existentes ou novos.

Os leilões de energia para os novos projetos de geração serão realizados de 3 a 7 anos antes da data de entrega inicial (chamados de leilões "A-3", "A-4", "A-5", "A-6" e "A-7"), conforme mudanças no mecanismo de contratação do mercado regulado quando foi sancionado a Lei n° 13.360, de 17 de novembro de 2016, resultante da Medida Provisória n° 735, de 2016.

Haverá também leilões de energia das instalações de geração existentes realizados cinco anos antes da data da entrega inicial até meses antes da data de entrega (ano "A" e "A-1").

Cada agente vendedor que contrate a venda de energia por meio do leilão firmará um CCEAR com cada distribuidora, proporcionalmente à demanda declarada na intenção de compra da distribuidora. Os CCEAR dos leilões de energia nova têm prazos que variam de 15 a 30 anos e os CCEAR dos leilões de energia existente têm prazo variado entre poucos meses até 15 anos. Contratos decorrentes dos leilões de ajuste estarão limitados ao prazo de dois anos.

Após a conclusão de cada leilão, as geradoras e as distribuidoras celebram CCEAR estabelecendo os termos, condições, preços e montantes de energia contratada. As distribuidoras apresentam garantias em benefício das geradoras, podendo optar entre fiança bancária, dação de recebíveis em um montante equivalente a 100% da média do valor das últimas três faturas relativas ao CCEAR e cessão de Certificados de Depósito Bancários (CDB).

a.1.5.1) Leilões de Ajuste

Os leilões de ajuste estão previstos no artigo 26 do Decreto n° 5.163/2004, e na Resolução Normativa Aneel n° 1.009/2022, tendo por objetivo complementar a carga de energia necessária ao atendimento do mercado consumidor das distribuidoras, até o limite de 5% dessa carga.

a.1.5.2) Leilão de Energia de Reserva

Os leilões de energia de reserva têm por objetivo a venda de energia de reserva destinada a aumentar a segurança no fornecimento de energia elétrica no SIN, proveniente de usinas especialmente contratadas para este fim, seja de novos empreendimentos de geração ou de empreendimentos existentes.

a.1.5.3) Leilões de Fontes Alternativas

Os leilões de fontes alternativas, regulamentados por meio do Decreto n° 6.048, de 27 de fevereiro de 2007, que altera, parcialmente, a redação do Decreto n° 5.163, de 30 de julho de 2004, foram criados com o objetivo de ser um dos mecanismos para atender o mercado consumidor das distribuidoras.

a.1.5.4) Os Leilões de Transmissão

A Constituição brasileira estabelece que o desenvolvimento, o uso e a venda de energia elétrica podem ser realizados diretamente, pelo Governo Federal, ou indiretamente, por meio da outorga de concessões, permissões e autorizações a outros agentes públicos, bem como para empresas privadas. Por meio de delegação do MME, o processo de licitação, a fim de outorgar concessões para linhas de transmissão e subestações no Brasil, está sob responsabilidade da Aneel.

Os estudos de planejamento da expansão do sistema de transmissão são realizados pela EPE e pelo ONS, em sintonia com o MME, com objetivo de dotar o SIN de capacidade e flexibilidade adequadas para atender o crescimento da demanda, o escoamento de energia das novas fontes de geração, a conexão de novos consumidores e a expansão das interligações regionais, que permitem aproveitar a diversidade de clima e mercado existente num país de dimensões continentais como o Brasil, possibilitando o uso mais eficiente dos recursos energéticos.

1.6 Efeitos relevantes da regulação estatal

Diferentemente da geração, o planejamento da transmissão tem caráter determinativo. Como referência, é considerado o dimensionamento da rede com critério de confiabilidade N-1 (saída de um elemento de transmissão), sendo também testadas situações mais severas (contingências duplas, N-2), que devem ser suportadas sem provocar o colapso do sistema. Nesse sentido, os estudos desenvolvidos, que contemplam as análises técnico-econômica e socioambiental de alternativas de expansão, indicarão as instalações da rede básica (linhas e subestações com tensão igual ou superior a 230 kV) que serão proximamente licitadas ou autorizadas pela agência reguladora, Aneel, após aprovação do MME.

a.1.5.5) Limitação de Repasse de Custos de Aquisição

No que se refere ao repasse dos custos de aquisição de energia elétrica dos leilões às tarifas dos consumidores finais, o Governo estabeleceu um mecanismo denominado Valor Anual de Referência (VR), que é uma média ponderada dos custos de aquisição de energia elétrica para um ano "A", por todas as distribuidoras, decorrentes dos leilões "A-5" e "A-3" e dos Projetos Estruturantes.

O VR é um incentivo para que as distribuidoras façam a aquisição das suas necessidades de energia elétrica nos leilões, com maior prazo de antecedência possível e é aplicado como limite de repasse às tarifas dos consumidores, conforme critérios estabelecidos em Decreto.

a.1.5.6) Contratos Firmados anteriormente à Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico

A Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico determina que os contratos de aquisição de energia celebrados pelas distribuidoras, firmados e aprovados pela Aneel anteriormente à promulgação da referida Lei, não poderão ser alterados para a prorrogação dos prazos ou aumento nos preços ou volumes de energia já contratados.

a.1.6) A Desverticalização no âmbito do Novo Marco Regulatório

A desverticalização no setor de energia elétrica foi um processo aplicável às empresas que atuavam de forma verticalmente integrada, visando à segregação das atividades de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica e foi implementada no Brasil a partir de 1995.

O processo de desverticalização teve como objetivos: (i) preservar a identidade de cada concessão, evitando a contaminação na formação dos custos e da base de remuneração da atividade de serviço público, permitindo a aferição do equilíbrio econômico-financeiro de cada concessão, ensejando a transparência da gestão e permitindo ao mercado e à sociedade o pleno conhecimento dos resultados da concessão; e (ii) efetivar e estimular a competição no setor elétrico nos segmentos nos quais a competição é possível (geração e comercialização), bem como aprimorar o sistema de regulação dos segmentos nos quais há monopólio de rede (transmissão e distribuição).

A Lei 10.848/2004 determina que as concessionárias, permissionárias e autorizadas de serviço público de distribuição de energia elétrica que atuem no SIN, não poderão desenvolver atividades: (i) de geração de energia (exceto geração distribuída); (ii) de transmissão de energia; (iii) de venda de energia a consumidores livres situados fora de sua área de concessão; e (iv) de participação em outras sociedades, direta ou indiretamente, ressalvado quando para captação, aplicação e gerência de recursos financeiros necessários a prestação do serviço e quando disposto nos contratos de concessão, ou atividades estranhas ao objeto social, exceto nos casos previstos em lei e nos respectivos contratos de concessão.

Tais restrições não se aplicam:

- ao fornecimento de energia a sistemas elétricos isolados;
- ao atendimento de seu próprio mercado desde que inferior a 500 GWh/ano; e

1.6 Efeitos relevantes da regulação estatal

- na captação, aplicação ou empréstimo destinados à própria distribuidora ou a sociedade do mesmo grupo econômico, mediante prévia anuência da Aneel.

Da mesma forma, as geradoras ou as transmissoras que atuem no SIN não poderão ser coligadas ou controladoras de sociedades que desenvolvam atividades de distribuição de energia elétrica no SIN.

As distribuidoras, transmissoras e geradoras de energia elétrica tiveram que se adaptar às regras da referida desverticalização até setembro de 2005. Esse prazo poderia ser prorrogado pela Aneel, uma única vez, se efetivamente comprovada a impossibilidade do cumprimento das disposições decorrentes de fatores alheios à vontade das concessionárias, permissionárias e autorizadas.

a.1.7) Dação como Garantia Financeira de Financiamento

A Lei n° 10.604/2002, estabeleceu que as concessionárias e permissionárias de serviço público de energia elétrica somente poderão oferecer os direitos emergentes da concessão, permissão ou autorização e qualquer outro ativo vinculado à prestação de serviço público, em garantia de empréstimo, financiamento ou qualquer outra operação vinculada ao objeto da respectiva concessão e, excepcionalmente, poderão oferecer garantias a financiamentos de empreendimentos de geração de energia elétrica de que participem direta ou indiretamente, outorgados antes da vigência da lei em questão.

A Resolução Normativa Aneel n° 948/2021, determinou que as concessionárias de serviço público de energia elétrica, interessadas em constituir garantias em favor de empreendimentos de geração de energia elétrica, com outorga já concedida, encaminhem solicitação de autorização à Aneel, indicando o valor, o prazo e as demais condições da operação. Referidas garantias somente poderão ser constituídas para lastrear financiamento dos bens e serviços destinados à implantação dos empreendimentos de geração de que se trata e desde que esses pertençam ao mesmo grupo controlador da concessionária de serviço público de energia elétrica garantidora.

Essa modalidade de garantia será autorizada para o período correspondente à construção da obra, extinguindo-se 180 dias após sua entrada em operação comercial, caracterizada pela operação da última Unidade Geradora, respeitada a data prevista no cronograma de implantação da usina aprovado pela Aneel. Referida Resolução também estabelece a metodologia para cálculo dos limites a serem respeitados pelas concessionárias: (i) em função do endividamento em relação ao passivo total; ou (ii) em função da geração interna de recursos apurados anualmente, no período abrangido pela garantia pretendida.

Deverá constar da contratação pleiteada a expressa renúncia dos agentes financiadores a qualquer ação ou direito contra a Aneel e o Poder Concedente, em decorrência de desatendimento pelas concessionárias dos compromissos assumidos, ressalvando-se ainda, no instrumento de contratação que, o uso do produto da eventual indenização dos bens reversíveis para pagamento aos financiadores estará limitado ao valor dos débitos não liquidados.

a.1.8) Garantias Financeiras para comercialização da energia

Mensalmente, a CCEE calcula e exige que todos os agentes aportem garantias financeiras com base na análise de sua exposição no Mercado de Curto Prazo (MCP) para o mês a ser contabilizado e liquidado. Caso um agente não aporte integralmente a garantia exigida, seus contratos não serão integralmente contabilizados no mês. Qualquer agente que não aporte integralmente a garantia exigida terá iniciado seu processo de desligamento da CCEE.

a.1.9) Remuneração das Geradoras

As geradoras em geral não têm fixação de tarifas para prestação de seus serviços nem a garantia de equilíbrio econômico-financeiro estabelecido em suas outorgas e contratos de concessão. A exceção a essa regra são as usinas cotistas.

1.6 Efeitos relevantes da regulação estatal

As geradoras podem vender sua energia: (i) para as distribuidoras, por meio de leilões públicos regulados pela Aneel, os chamados "leilões regulados"; (ii) para distribuidoras, por meio de leilões próprios da distribuidora, quando se trata de geração distribuída; ou (iii) com seus consumidores finais no ACL, por meio de agentes comercializadores, com preços e condições de fornecimento livremente negociados.

A capacidade de comercialização de energia de um agente de geração, em geral, não está associada à sua geração efetiva, mas sim à sua garantia física, definida pelo MME. Para cada tipo de empreendimento (hidrelétrico, termelétrico, eólico, etc.) estão definidos critérios específicos para cálculo e revisão de sua garantia física.

Como exemplo, a garantia física de empreendimentos de geração hidrelétrica é estabelecida pelo MME com base em modelos computacionais que fazem uso do tratamento estatístico do histórico de afluências na região em questão, fluxos de água dos rios e níveis de água no reservatório de cada usina em um período plurianual.

O valor da garantia física dos empreendimentos hidrelétricos poderá ser revisto a cada cinco anos pelo MME ou na ocorrência de fatos relevantes, até o limite de 5% do valor estabelecido na última revisão, limitadas a 10% do valor constante dos respectivos contratos celebrados com o Poder Concedente.

a.1.10) Mecanismo de Compensação de Sobras e Déficits (MCSD)

Mecanismo que permite a realocação entre Agentes de Distribuição e Geradores de sobras e déficits de montantes de energia contratados no ACR. Este mecanismo conta com diversas modalidades, algumas abertas à participação somente de geradores, outras somente de distribuidoras e outras ainda, em que a participação de ambos é permitida.

a.1.11) Mecanismo de Venda de Excedentes (MVE)

Mecanismo que propicia que as distribuidoras comercializem excedentes de energia e, em caso de vendas relacionadas a montantes do limite regulatório ou da sobrecontratação involuntária, que parte do benefício auferido seja revertido em favor do consumidor no processo de reajuste tarifário. Os agentes de distribuição com sobras contratuais de energia elétrica podem atuar como vendedores no MVE, e como compradores podem atuar os consumidores livres, consumidores especiais, agentes concessionários, permissionários e autorizados de geração, os comercializadores e os agentes de autoprodução que estejam adimplentes na CCEE no momento da declaração de intenção de compra.

a.1.12) Mecanismo de Realocação de Energia (MRE)

O MRE é um mecanismo criado para distribuir o risco hidrológico entre os empreendimentos de geração hidrelétrica. Todas as geradoras hidrelétricas com despacho centralizado são membros compulsórios do MRE, sendo que, adicionalmente, as PCHs podem aderir ao Mecanismo mediante determinadas condições. O MRE transfere o excedente de produção daquelas plantas que produziram acima de sua garantia física para outros membros que registraram geração abaixo de suas respectivas garantias físicas. As transferências de energia no âmbito do MRE são remuneradas por uma tarifa denominada Tarifa de Energia de Otimização (TEO), que cobre os custos médios de operação e manutenção das usinas hidrelétricas. A usina de Itaipu tem uma TEO própria.

a.1.12.1) Alocação do MRE

O MRE é alocado por meio de um processo de quatro etapas, detalhadas abaixo:

1. aferição se a produção total líquida dentro do MRE alcança os níveis totais de garantia física dos membros do MRE como um todo;

2. aferição se alguma geradora gerou volumes acima ou abaixo de seus volumes de garantia física;

1.6 Efeitos relevantes da regulação estatal

3. as geradoras que tenham produzido acima de seus respectivos níveis de garantia física transferem compulsoriamente o adicional da energia às geradoras que tenham gerado abaixo da garantia física. Esta alocação do adicional da energia gerada, designada de energia otimizada, é feita, primeiramente, entre as geradoras dentro de um mesmo submercado e, depois, entre os diferentes submercados, de forma a assegurar que todos os membros do MRE atinjam seus respectivos níveis de garantia física; e

4. (i) se, após a etapa (3) acima, todos os membros do MRE atingirem seus níveis de garantia física e houver saldo de energia produzida, o adicional da geração líquida, designada de "Energia Secundária", deve ser alocado entre os geradores dos diferentes submercados; (ii) se, após a etapa (2) ou (3) acima, todos os membros do MRE não tiverem atingido seus níveis de garantia física, a energia faltante será comprada pelos membros do MRE ao PLD.

As geradoras participantes do MRE que produziram energia excedente além de seus níveis de garantia física são compensadas por custos variáveis de operação e manutenção (O&M) e custos com o pagamento de *royalties* pelo uso da água. Na impossibilidade de gerar os níveis de garantia física estabelecidos, as geradoras devem pagar custos de O&M e custos com os "*royalties*" pelo uso da água às geradoras que produziram acima de seus respectivos níveis de garantia física durante o mesmo período.

Em situações nas quais as geradoras do MRE, em conjunto, não tenham produção líquida suficiente para atingir os níveis de garantia física do MRE, a garantia física alocada é diminuída de forma a refletir os números efetivos de geração do MRE. Isto é, as geradoras recebem um nível de energia alocada que é baseado na porcentagem do seu nível de garantia física em relação ao nível de garantia física do MRE como um todo, multiplicado pela geração efetiva. Ainda que algumas geradoras do MRE gerem acima de seus níveis de garantia física, se o MRE como um todo não for capaz de atingir os níveis totais de garantia física, aquelas geradoras receberão, ainda assim, níveis de garantia física alocada que estarão abaixo de seus níveis de garantia física.

Caso as geradoras do MRE, em conjunto, não tenham produção líquida suficiente para atingir os níveis de garantia física, as geradoras do MRE deverão comprar energia ao PLD na quantidade suficiente para atingir seus respectivos níveis de garantia física no mercado local. O mecanismo do MRE tenta assegurar que todos os membros atinjam seus respectivos níveis de garantia física, independentemente do montante contratado.

a.1.12.2) Repactuação do Risco Hidrológico

A Lei n° 13.203, de 08 de dezembro de 2015, dispôs sobre a repactuação do risco hidrológico de geração de energia elétrica relativo à energia contratada nos âmbitos do ACR e ACL, mediante pagamento de prêmio de risco pelos geradores em favor dos consumidores. As regras da repactuação estabelecem opções de escolha do nível de risco hidrológico a ser assumido pelos geradores que, em contrapartida, assumem o compromisso de pagar um prêmio de risco definido pela Aneel ao longo do prazo do contrato de venda de energia. Tal mecanismo de contratação possibilita a limitação da exposição financeira dos geradores hidrelétricos na CCEE. Maiores informações sobre o funcionamento dos ambientes ACR e ACL no item "Ambiente para a Comercialização de Energia Elétrica".

a.1.12.3) Energia Secundária

A energia total excedente, após a aplicação das etapas anteriores do MRE, é distribuída proporcionalmente às garantias físicas de seus participantes, sendo denominada Energia Secundária. Essa energia não pode ser utilizada como lastro de venda em contratos bilaterais ou regulados, sendo necessariamente liquidada ao PLD no âmbito da CCEE.

a.1.12.4) Generation Scaling Factor (GSF)

O GSF deriva de um índice entre o montante total de energia hidrelétrica produzida por todos os participantes do MRE e as respectivas energias asseguradas. Um GSF inferior a 1 significa que a produção da geração hidrelétrica será

1.6 Efeitos relevantes da regulação estatal

menor do que a garantia física alocada e, como tal, as empresas de energia hidrelétrica estariam expostas ao MCP. A repactuação do risco hidrológico possibilitou mitigar o efeito do GSF para diferentes níveis de risco.

a.1.13) Incentivos às Fontes Alternativas de Energia

Desde a promulgação da Lei n° 10.438, de 26 de abril de 2002, vêm sendo criados alguns incentivos às fontes alternativas de geração de energia elétrica, tais como: (i) o Proinfa, administrado pelo MME, que garante aos empreendimentos habilitados a compra, pela Eletrobras, da energia elétrica gerada pelo prazo de 20 anos e apoio financeiro do BNDES; (ii) redução nas tarifas de uso dos sistemas de distribuição e/ou transmissão de energia elétrica (na produção e no consumo), com desconto não inferior a 50%; (iii) condição especial para migração para o ACL com carga entre 500 kW e 3 MW (denominados consumidores especiais, cujo limite superior atualmente reside em 2MW conforme Portaria n° 514 de 2018), desde que tais consumidores adquiram energia elétrica de geradores a partir de fontes alternativas de energia elétrica, aumentando assim o mercado consumidor desses produtores; e (iv) Sistema de Compensação de Energia Elétrica (*net meetering*) para micro e minigeradores conectados aos sistemas de distribuição.

A Lei n° 14.120 de 2021, oriunda da conversão da Medida Provisória n° 998 de 2020, prevê, para novas usinas e para prorrogações de outorgas, o fim dos descontos nas tarifas de uso do sistema de distribuição e/ou transmissão citados no item (ii) acima. Não obstante, está prevista na referida Lei norma de transição, tal que os empreendimentos que solicitem outorga até fevereiro de 2022 e que até fevereiro de 2025 tenham todas as unidades geradoras em operação, receberão o direito aos descontos tarifários. A Lei também prevê que o Poder Concedente, até fevereiro de 2022, determine diretrizes para valoração dos atributos ambientais destas fontes.

a.1.14) Encargos Setoriais

a.1.14.1) Tarifa de Uso dos Sistemas de Distribuição (TUSD)

A Tarifa de Uso dos Sistemas de Distribuição ("TUSD") é paga pelas geradoras e pelos consumidores livres pelo uso do sistema da distribuidora à qual a geradora ou o consumidor livre estejam conectados e é reajustada anualmente, levando-se em conta a variação de seus componentes. A TUSD compreende os custos de operação e manutenção da rede, encargos setoriais, remuneração dos investimentos e suas depreciações. Atualmente, a TUSD é composta de duas partes, uma denominada TUSD Encargos, calculada de acordo com o uso de energia elétrica, e a outra, denominada TUSD Fio, cobrada pela demanda contratada. O encargo mensal a ser pago pelo respectivo agente conectado ao sistema de distribuição, por ponto de conexão, é calculado pela multiplicação do montante de uso, em kW, pela tarifa estabelecida pela Aneel, em R$/kW.

Os empreendimentos de geração a partir de fontes alternativas, respeitadas as condições legais, podem receber descontos na TUSD, variando entre 50% e 100%. Tais descontos são aplicáveis tanto à TUSD paga pelo empreendimento quanto à paga pelos consumidores que adquirem energia desses empreendimentos.

Os descontos oferecidos aos geradores de energia alternativa e seus respectivos consumidores são contabilizados em separado pelas distribuidoras e considerados na revisão ou reajuste tarifário subsequente à concessão do desconto, de forma a não impactar o equilíbrio econômico-financeiro das concessionárias.

a.1.14.2) Tarifa de Uso dos Sistemas de Transmissão (TUST)

A Tarifa de Uso dos Sistemas de Transmissão ("TUST") é paga por distribuidoras, geradoras e consumidores livres pela utilização da rede básica e é reajustada anualmente pela Aneel de acordo com: (i) a inflação; e (ii) as receitas anuais permitidas para as transmissoras, incluindo o custo de expansão, determinadas pela Aneel.

Em conformidade com critérios estabelecidos pela Aneel, os proprietários das diferentes partes da rede de transmissão transferiram a coordenação da operação de suas instalações ao ONS em troca do recebimento de

1.6 Efeitos relevantes da regulação estatal

pagamentos regulados dos usuários do sistema de transmissão. Os usuários da rede, incluindo as geradoras, assinam contratos com o ONS que lhes conferem o direito de usar a rede de transmissão em troca do pagamento das tarifas divulgadas.

a.1.14.3) Tarifa de Transporte de Itaipu

A UHE Itaipu possui uma grade de transmissão operada em corrente alternada e contínua, que não é considerada parte da rede básica ou do sistema de transmissão intermediário. O uso deste sistema é remunerado por uma tarifa específica denominada Transporte de Itaipu, pago pelas empresas detentoras de quotas da energia produzida pela UHE Itaipu, na proporção de suas quotas.

a.1.14.4) Cobrança pela Utilização de Recursos Hídricos ("Royalties")

Os titulares de concessão ou autorização para exploração de potencial hidráulico devem pagar, a título de compensação pela utilização de recursos hídricos, 6,75% sobre o valor da energia elétrica produzida. O pagamento é devido aos estados, ao Distrito Federal e aos municípios em cujos territórios se localizem o aproveitamento ou que tenham áreas alagadas por águas do respectivo reservatório e a órgãos da Administração Direta da União.

a.1.14.5) Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia (TFSEE)

A TFSEE foi instituída pela Lei n° 9.427, de 26 de dezembro de 1996, e regulamentada pelo Decreto n° 2.410, de 28 de novembro de 1997. Em 2013, foi modificada pela Lei n° 12.783/2013. Trata-se de taxa anual, diferenciada em função da modalidade de serviço e proporcional ao porte da concessão, permissão ou autorização (aqui incluídas a produção independente e a autoprodução de energia).

A TFSEE alcança 0,4% do benefício econômico anual auferido pelo concessionário, permissionário ou autorizado e deve ser recolhida diretamente à Aneel, em doze quotas mensais.

a.1.14.6) Reserva Global de Reversão (RGR)

A RGR foi criada em 1957, por meio do Decreto n° 41.019 (revogado pelo Decreto nº 10.810/2021), para prover os recursos necessários para ressarcir agentes quando do encerramento ou encampação de sua concessão. A partir de fevereiro de 1999, a Aneel instituiu a cobrança de uma taxa exigindo que todas as distribuidoras e determinadas geradoras que operassem sob o regime de serviços públicos fizessem contribuições mensais à RGR, a uma taxa anual equivalente a 2,5% dos ativos fixos da empresa em operação, porém não podendo exceder 3% do total de sua receita operacional em qualquer exercício.

A Lei n° 12.783, de 11 de janeiro de 2013, desobrigou, a partir de 01 de janeiro de 2013, o recolhimento da quota anual da RGR: (i) as concessionárias e permissionárias de distribuição; (ii) as concessionárias de transmissão licitadas a partir de 12 de setembro de 2012; e (iii) as concessionárias de transmissão e geração prorrogadas ou licitadas nos termos dessa lei.

a.1.14.7) Conta de Desenvolvimento Energético (CDE)

A CDE foi criada para apoiar: (i) o desenvolvimento da produção de energia em todo o País; (ii) a produção de energia por meio de fontes alternativas de energia (eólica, carvão mineral, gás e biomassa); e (iii) objetivos sociais tais como a universalização dos serviços de energia em todo o País, a redução do custo da eletricidade para cidadãos de baixa renda e a preservação da indústria de carvão mineral na Região Sul do Brasil. É paga por todos os consumidores finais de energia por meio dos encargos de uso dos sistemas de transmissão e distribuição.

Para as usinas termelétricas que utilizam carvão mineral produzido no Brasil, a referida Lei requer que a CDE seja utilizada para subvencionar até 100% do custo do combustível. De acordo com a legislação aplicável, uma quantidade mínima de compra de carvão deve ser observada pelas usinas a fim de garantir determinados níveis de produção de

1.6 Efeitos relevantes da regulação estatal

carvão mineral nacional. É importante notar que a legislação da CDE determina que novas usinas somente podem ser acrescidas à CDE se disporem de suficiente capacidade financeira para cobrir as respectivas despesas adicionais.

Adicionalmente, as usinas movidas a carvão mineral nacional contribuem para a diversificação das fontes de energia no Brasil e impedem a necessidade de se importar carvão, contribuindo, assim, para a balança de pagamentos. É importante ressaltar que a CDE não é uma subvenção mantida pelo erário público, mas sim é um encargo pago por todos os consumidores finais de energia elétrica.

Em 19 abril de 2022, a Aneel publicou a Resolução n° 1.016/2022, que estabelece os procedimentos para reembolso do custo de combustíveis de empreendimento que utilize carvão mineral nacional, por intermédio da CDE. Nesta resolução, o critério do custo do combustível dependerá do nível de eficiência da central geradora.

Ainda, a Resolução Normativa Aneel n° 1.016/2022 estabeleceu os procedimentos para planejamento, formação, processamento e gerenciamento das parcelas Carvão Mineral e CCC, associadas à CDE. A Resolução Normativa Aneel n° 1.016/2022 revogou a Resolução Normativa Aneel n° 801/2017, mas manteve os critérios do custo do combustível com base no nível de eficiência da central geradora.

a.1.14.8) Contribuição para Pesquisa & Desenvolvimento (P&D)

As distribuidoras, geradoras e transmissoras devem investir a cada ano um mínimo de 1% de sua receita operacional líquida em P&D. PCH, projetos de energia solar, eólica e biomassa estão isentos de tal exigência.

a.1.14.9) Conta Consumo de Combustíveis Fósseis (CCC)

A CCC é uma subvenção econômica paga por todos os consumidores de energia para cobertura do custo do combustível utilizado para produção de energia elétrica nos sistemas isolados. Por meio da Lei n° 12.783, de 11 de janeiro de 2013, os recursos para a cobertura desses subsídios passaram a ocorrer por meio do fundo setorial da CDE, e não mais por arrecadação direta de quotas.

a.1.14.10) Encargos por Segurança Energética (ESS-SE)

O ESS-SE destina-se a custear as usinas termelétricas despachadas por segurança energética em função de decisão do Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico (CMSE).

Até março de 2013, as usinas que eram despachadas fora da ordem de mérito econômico não eram consideradas na formação do PLD, e os custos correspondentes eram pagos exclusivamente pela carga, ou seja, distribuidores (com repasse aos consumidores cativos) e consumidores livres.

A Resolução CNPE 03/2013, de 06 de março de 2013, modificou a forma de rateio desses custos, incluindo os demais agentes, geradores e comercializadores, no pagamento dos mesmos.

Desde 01 de agosto de 2013, foram incorporados mecanismos de aversão ao risco hidrológico aos modelos utilizados no processo de formação do PLD. Assim, os modelos de despacho e formação de preço tendem a antecipar o despacho termelétrico, incorporando o custo dessas usinas ao PLD. O CNPE continua com a prerrogativa de despachar termelétricas fora da ordem de mérito para garantir a segurança energética, sendo esse custo adicional rateado entre todos os agentes de mercado na proporção de sua energia comercializada.

Esta alteração de regra impôs custos adicionais aos geradores e comercializadores, que no entendimento destes é indevido, o que motivou questionamento jurídico das novas regras de parte de associações representativas de geradores e comercializadores. Atualmente, geradores e comercializadores estão isentos da cobrança deste encargo, por força de liminar judicial que aguarda seu trânsito em julgado.

1.6 Efeitos relevantes da regulação estatal

a.1.14.11) Inadimplemento de Encargos Setoriais

A "Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico" estabelece que a falta de pagamento da contribuição à RGR, ao Proinfa, à CDE, à CCC, de outros pagamentos devidos em virtude de compra de energia elétrica no ACR ou da UHE Itaipu, impedirá a parte inadimplente de receber reajustes de tarifas (exceto a revisão extraordinária) ou de receber recursos advindos da RGR, da CDE ou da CCC.

a.1.15) Informações sobre a atividade de transporte de gás realizada pela controlada em conjunto TAG

Adicionalmente, a Companhia atua no segmento de transporte e armazenagem de gás natural em geral, por meio da controlada em conjunto Transportadora Associada de Gás S.A. (TAG). Mais informações estão divulgadas a seguir no item 6.5 deste Formulário de Referência.

b. Principais aspectos relacionados ao cumprimento das obrigações legais e regulatórias ligadas a questões ambientais e sociais pelo emissor

b.1) Princípios e Gestão Ambiental

A gestão ambiental desenvolvida na Companhia considera o equilíbrio entre a atuação da Companhia e a conservação ambiental, a fim de reduzir o impacto ao meio ambiente e promover o uso sustentável dos recursos naturais, pautada pelos princípios e diretrizes estabelecidos em suas Políticas de Gestão Sustentável e Política Ambiental definida pelo Grupo ENGIE, sendo essa pautada pelas dimensões de Clima, Biodiversidade, Água, Florestas e Economia Circular.

Para assegurar o cumprimento dessas diretrizes e promover a adequada gestão ambiental, a Companhia conta com um sistema integrado de gestão que contempla as dimensões de qualidade, meio ambiente, responsabilidade social, saúde e segurança do trabalho. Nesse sistema, procedimentos, ferramentas e programas ambientais dão a base para o controle de riscos e identificação de oportunidades de melhorias operacionais de processos e serviços.

Assim, a Política de Gestão Sustentável garante a condução da produção de energia elétrica em conformidade com os requisitos legais, tanto aqueles comuns a todas as usinas quanto aos específicos de cada empreendimento. Além disso, todas as comunicações das partes interessadas referentes à qualidade, ao meio ambiente, à responsabilidade social, à saúde e segurança do trabalho e à gestão da energia são inseridas e gerenciadas pelo sistema para que sejam devidamente acompanhadas e respondidas.

A Política Ambiental ratifica em seu Preâmbulo que o Grupo adere e apoia os princípios internacionais de proteção do meio ambiente: O Pacto Global e os Objetivos de Desenvolvimento Sustentável da ONU, Princípios Norteadores da OCDE e o Acordo Climático de Paris.

Adicionalmente é importante ressaltar que o Grupo ENGIE estabeleceu para si metas globais ambiciosas para 2030, denominadas Objetivos Não Financeiros, nas linhas de redução de Consumo de Água, redução de Emissão de Gases de Efeito Estufa, aumento da produção de energia renovável, biodiversidade, dentre outros.

1.6 Efeitos relevantes da regulação estatal

b.2) Diretrizes do Sistema Integrado de Gestão da Qualidade, Meio Ambiente, Responsabilidade Social, Saúde e Segurança do Trabalho e Gestão da Energia (SIG)

Operacional	Maximizar a geração de energia, observando o planejamento do ONS, preservando as condições ambientais e garantindo a segurança dos empreendimentos.
Ambiental	Gerar energia, em observância às normas de segurança, ao uso racional e preservação dos recursos naturais, prevenir a poluição e controlar os riscos ambientais, atuando, primordialmente, de forma preventiva.
Patrimonial	Utilizar estritamente as áreas necessárias aos empreendimentos, realocar áreas remanescentes para uso social e ambiental, detectando e impedindo seu uso irregular.
Relacionamento com a sociedade	Participar da vida das comunidades localizadas nas áreas de influência dos empreendimentos, procurando identificar e contribuir para a satisfação de suas necessidades e expectativas, disponibilizando mecanismos de comunicação abertos e permanentes.
Saúde e segurança no trabalho	Preservar a integridade física e psíquica de todos os empregados, prestadores de serviço, fornecedores, clientes e visitantes, por meio do reconhecimento, avaliação e controle dos perigos e riscos existentes, melhorando continuamente os processos, equipamentos e ambiente de trabalho.
Mudanças climáticas	Priorizar as fontes renováveis de energia em sua matriz energética e em seus processos, investir em Pesquisa & Desenvolvimento, desenvolver projetos de Mecanismo de Desenvolvimento Limpo e outras soluções sustentáveis, de forma a atuar como promotora do desenvolvimento sustentável.
Responsabilidade Social	Promover o desenvolvimento sustentável, a melhoria da qualidade de vida e a inclusão social, priorizando a infância e adolescência, a educação e a valorização sociocultural nas regiões onde atua, com ética e integridade, transparência e diálogo com as partes interessadas.
Gestão da Energia	Melhorar continuamente o desempenho energético do seu processo de geração, garantindo a disponibilidade e a viabilidade de recursos e apoiando a aquisição de produtos, serviços e projetos para atingir metas energéticas mais eficientes.

b.3) Aspectos e impactos ambientais

Os aspectos e impactos ambientais decorrentes das atividades, produtos e serviços da Companhia são identificados de acordo com procedimentos definidos pelo SIG, e geridos com foco na prevenção ou mitigação baseada em processos e critérios de três esferas de gestão, em alinhamento com a Política de Gestão Sustentável.

b.4) Gestão dos aspectos e impactos ambientais

Controle operacional	- Definição de critérios e procedimentos. - Implantação de estruturas físicas e de controle, como kits de emergência ambiental, instruções de trabalho, barreiras de contenção para conter vazamentos, sistemas separadores água-óleo, entre outros.
Atendimento a emergências	- Identificação de possíveis situações de emergência e desenvolvimento de Planos de Atendimento a Emergências Ambientais, que permitem a intervenção necessária, no momento mais oportuno, para impedir ou minimizar os impactos ao meio ambiente.
Medição e monitoramento	- Definição de Planos de Monitoramento Ambiental para acompanhamento daquelas atividades com potencial de gerar aspectos e impactos significativos.

b.5) Certificações e conformidade legal

Em 2022, a ENGIE Brasil Energia obteve a recomendação para Recertificação do Sistema Integrado de Gestão - SIG nas Normas NBR ISO 14001.2015 (Sistema de Gestão Ambiental), NBR ISO 9001.2015 (Sistema de Gestão de Qualidade) e NBR ISO 45001.2018 (Sistema de Gestão de Saúde e Segurança no Trabalho). Atualmente o portfólio da Engie obtém o percentual certificado equivalente a 79,8% da energia gerada pelos ativos em 2022. Dessa forma, o Sistema Integrado de Gestão abrange 11 usinas operadas pela Companhia. Além das Usinas, a Sede da Companhia também é certificada conforme essas Normas.

1.6 Efeitos relevantes da regulação estatal

Dessa forma, o Sistema Integrado de Gestão certificado abrange 11 usinas e a sede da Companhia.

Além disto, visando uma futura Certificação, encontra-se em planejamento um estudo para implantação de um Sistema Integrado de Gestão certificável nas Usinas Eólicas da Companhia.

A ISO 14001 é uma norma internacional que estabelece os requisitos necessários para a gestão ambiental de um empreendimento, com ênfase na avaliação dos aspectos ambientais e respectivos impactos associados, melhoria contínua do desempenho da organização na prevenção e controle da poluição, atendimento à legislação ambiental e no gerenciamento das situações de emergência.

Todas as usinas do parque gerador operado pela Companhia contam com as autorizações e licenças ambientais exigidas pelos órgãos competentes, cumprindo as condicionantes aplicáveis nas três fases do projeto: Licença Ambiental Prévia (LP) (avaliação de viabilidade do projeto), Licença Ambiental de Instalação (LI) e Licença Ambiental de Operação (LO).

Constantemente, a Companhia avalia e ajusta suas operações e procedimentos, a fim de atender aos padrões legais e alcançar os compromissos voluntários que assume.

b.6) Objetivos, Metas e Programas de Gestão Ambiental

Observando os princípios de sua Política de Gestão Sustentável, a Companhia define periodicamente seus objetivos e metas ambientais, que originam Programas de Gestão Ambiental. Os programas determinam as ações a desenvolver, bem como os responsáveis pela implementação das ações e os prazos para sua execução, com o intuito de melhorar o desempenho ambiental dos empreendimentos no desenvolvimento de suas atividades.

b.6.1) Programas e projetos ambientais desenvolvidos nas usinas

- **Estudos socioambientais para implantação de novos empreendimentos:** desenvolvidos para avaliar diferentes aspectos e possíveis impactos socioambientais previamente à implantação de novas usinas, são focados na flora e na fauna terrestre e aquática, na qualidade das águas superficiais e subterrâneas e no efeito erosivo, meio socioeconômico, entre outros temas. Esses estudos são submetidos a consultas públicas, sempre que necessário, e à análise dos órgãos competentes, a fim de garantir a observância de todos os aspectos relevantes para as partes interessadas. Adicionalmente, cabe ressaltar que os programas ambientais são continuados ao longo da vida útil dos empreendimentos, no âmbito do processo de licenciamento ambiental.
- **Semanas do Meio Ambiente e Sustentabilidade – SEMAS**: realizadas nas Regionais do Rio Iguaçu, Rio Uruguai, Rio Tocantins, e de Minas Gerais, os eventos são abertos aos empregados e à comunidade, com o objetivo de promover conscientização ambiental e, de modo mais abrangente, os princípios da sustentabilidade.
- **Programa de Hortoflorestais com plantio e doação de mudas nativas:** desenvolvido nas áreas do entorno de seus Empreendimentos, tem como objetivo recuperar a vegetação das Áreas de Preservação Permanente (APP), ou áreas degradadas fora das APPs, por meio do plantio de mudas. Atualmente, a ENGIE mantém 8 hortoflorestais, os quais possuem capacidade de produção anual de mais de 670.000 mudas.
- **Programa de conservação de nascentes:** a Companhia também desenvolve projetos de nascentes, em parceria com organizações governamentais e do terceiro setor. Este programa já recuperou mais de 2.300 nascentes, e recentemente, recebeu o selo Aliança pelas Águas Brasileiras.
- **Promoção da biodiversidade e parques ambientais:** como parte da compensação ambiental pela implantação dos empreendimentos, a Companhia financia e apoia, por meio de programas e parcerias, a criação e manutenção de unidades de conservação ambiental com o objetivo de conservar a biodiversidade em áreas do entorno de seus reservatórios, dentre os quais se destacam:

1.6 Efeitos relevantes da regulação estatal

- **Parque Estadual Fritz Plaumann:** localizado em Concórdia, no estado de Santa Catarina (SC), o parque foi implantado em parceria com empresas privadas, Instituto do Meio Ambiente de Santa Catarina (IMA) e a Sociedade Civil, viabiliza a proteção e o uso público da mais importante área da remanescente Floresta Estacional Decidual (Floresta do Rio Uruguai).

- **Parque Natural Municipal Mata do Rio Uruguai Teixeira Soares**: o Parque, parte da compensação ambiental da implantação da UHE Itá, é localizado no município de Marcelino Ramos (RS) e visa aumentar as áreas protegidas por meio da educação ambiental e da adequação de atividades de turismo ecológico e rural, entre outros projetos de desenvolvimento integrado aos objetivos da conservação ambiental.

- **Reserva Particular de Patrimônio Natural (RPPN) Jacob**: localizado em Nova Ponte, no Estado de MG. A Unidade de Conservação foi criada em 1997 ao longo de 358 hectares como parte da Compensação Ambiental da implantação da UHE Miranda. Cabe citar que a ENGIE firmou uma parceria com o Instituto Estadual de Florestas (IEF) de Minas Gerais para desenvolvimento do Projeto ASAS (Área de Soltura de Animais Silvestres) para recebimento e soltura dos animais que deixam o Cetras (Centro de Tratamento e Reabilitação de Animais Silvestres). Geralmente vítimas de tráfico ou maus tratos.

- **Fazenda Vargedo**: localizada no município de Castro, Estado do Paraná, considerada parte da compensação ambiental pela implantação da Linha de Transmissão Gralha Azul. Visa a recuperação de áreas degradadas do local que totalizam 228ha em meio a pouco mais de 700ha.

- **Centro de Divulgação Ambiental (CDA) da UHE Itá:** localizado em Itá, no estado de Santa Catarina (SC), são desenvolvidos projetos educativos voltados à comunidade, que incluem exposições temáticas, biblioteca, videoteca e arquivos fotográficos que apresentam informações socioambientais sobre a região e os programas desenvolvidos pela usina.

- **Programa de relacionamento com a comunidade:** a Companhia desenvolve uma série de iniciativas de relacionamento com as comunidades do entorno das suas usinas, com o objetivo de apresentar suas atividades e informar a população sobre conservação ambiental e desenvolvimento social.

- **Projeto Matriz Biodiversidade:** A ENGIE mapeou o status da biodiversidade em toda a área de influência de seu parque de geração de energia no Brasil. Iniciativa inédita no setor, o projeto Matriz da Biodiversidade apresenta uma "radiografia" da fauna e da flora próximas aos empreendimentos em cinco dos seis biomas brasileiros: Mata Atlântica, Pampa, Caatinga, Pantanal e Cerrado. O objetivo é ajudar a definir as diretrizes para gestão e manejo ambiental, de maneira a reforçar a proteção a espécies e ecossistemas ameaçados. Em 2020, o projeto concretizou mais uma etapa importante: a Usina Hidrelétrica Salto Osório e o Conjunto Eólico Campo Largo foram escolhidos como pilotos para a segunda fase do Projeto, para os quais foram aprofundados os parâmetros diagnosticados na fase anterior e, além disto, definidos planos de ação estratégicos que consideram espécies e ambientes prioritários, além de indicar potenciais parceiros para ampliar o engajamento da sociedade na conservação ambiental. Em 2021, uma das ações mapeadas no projeto piloto de UHE Salto Osório foi iniciada resultando na implantação de um Arboreto, na região das Usinas Hidrelétricas de Salto Osório e Salto Santiago com foco na conservação de espécies de flora nativas da região que resultará num banco de sementes com diversidade genética apropriada. Ainda em 2021, o projeto piloto foi estendido para a região da UHE Miranda, com análises abrangendo mais de 2 milhões de hectares sobre 13 municípios do triângulo mineiro, em área de Cerrado com influência da Mata Atlântica.

- **Reservatórios:** A área dos reservatórios das usinas hidrelétricas que a Companhia opera e seus entornos são de responsabilidade jurídica da Companhia e de suas controladas, que contam com equipes locais para vigilância ambiental e sócio patrimonial.

1.6 Efeitos relevantes da regulação estatal

Além disso, a Companhia incentiva o uso múltiplo dessas áreas pelas comunidades, estabelecendo parcerias com municípios para criação de praias artificiais, áreas reservadas à pesca, motonáutica e outras formas de lazer, bem como o recurso de irrigação para agropecuária. Tais usos são avaliados considerando às legislações ambientais vigentes e as diretrizes do Plano Ambiental de Uso e Conservação do Entorno dos Reservatórios Artificiais – PACUERA, elaborado pelo Empreendedor e apresentado em Consulta Pública para posterior aprovação do Órgão Ambiental responsável pelo licenciamento do empreendimento em questão.

b.7) Indicadores Ambientais Consolidados

b.7.1) Emissões

b.7.1.1) Gestão

A Companhia monitora constantemente suas emissões e, assim, desenvolve e aplica diversas técnicas, práticas e processos que as minimizem, tais como:

- uso de precipitadores eletrostáticos na unidade Pampa Sul, que retêm mais de 99,8% das emissões do material particulado.
- redução da formação e emissão de dióxido de enxofre por meio do controle do teor de enxofre no carvão e óleos combustíveis e lavadores de gases.
- destinação das cinzas resultantes da combustão de carvão mineral retidas nos equipamentos para a produção de cimento.
- destinação das cinzas resultantes da combustão de biomassa (resíduas de madeira e bagaço de cana) retidas nos equipamentos para a agricultura e silvicultura.
- implantação de sistema de videoconferência em todas as usinas ou unidades regionais com o objetivo de reduzir o número de deslocamentos e, consequentemente, as emissões de Gases de Efeito Estufa.
- elaboração, desde 2010, do Inventário de Emissões de Gases de Efeito Estufa de toda a Companhia conforme as diretrizes do GHG Protocol Brasileiro e asseguração das informações contidas no documento por terceira parte. O inventário de 2022 será publicado, na íntegra, no site da Companhia como um anexo do Relatório de Sustentabilidade 2022.

b.7.1.2) Indicadores

Em 2022, as emissões atmosféricas de dióxido de carbono (CO_2) da Companhia, referente ao escopo 1, 2 e 3, totalizaram aproximadamente 1,1 milhões de toneladas – valor que corresponde a uma diminuição de 80% em relação a 2021. A diminuição se deu, majoritariamente, pela venda do Complexo Termoelétrico Jorge Lacerda, que teve seus dados contabilizados somente até a data da alienação (outubro de 2021). E em setembro de 2022 firmou-se o contrato de venda da Usina Termelétrica Pampa Sul, única remanescente a carvão no parque gerador da Companhia. Ao ser concluída a transação, em 2023, esse movimento alçará a ENGIE Brasil Energia à posição de geradora de energia elétrica 100% renovável, seguindo com a estratégia de priorizar investimentos em mais empreendimentos de fontes renováveis de energia, como usinas eólicas e solares.

A Companhia está comprometida em aperfeiçoar ações e estratégias corporativas para reduzir suas emissões de Gases de Efeito Estufa (GEE), além de adaptar suas práticas e processos ao cenário de transição energética. Assim, se empenha em contribuir de forma decisiva para desacelerar as mudanças do clima e seus impactos, alinhada aos preceitos do Acordo de Paris e também aos Objetivos do Desenvolvimento Sustentável (ODS) e principalmente ao compromisso ambicioso do Grupo de atingir o NetZero Carbon até 2045.

1.6 Efeitos relevantes da regulação estatal

Além disso, a Companhia possui em seu portifólio soluções para apoiar outras organizações no caminho da descarbonização. Para isso, a ENGIE oferece ao mercado Produtos Verdes: Créditos de Carbono (MDL), Contratos de Energia Renovável (ENGIE-REC) e Certificados de Energia Renovável (I-RECs), produtos estes que servem para neutralizar e/ou compensar as emissões de GEE dos Escopos I, II e III dos Inventários de Emissões Corporativos.

b.7.2) Mecanismo de Desenvolvimento Limpo (MDL)

A Companhia vem obtendo desde 2012, registros junto à Convenção-Quadro das Nações Unidas sobre a Mudança do Clima (UNFCCC) dos projetos de MDL que compõem os ativos de geração de energias renovaveis, eólicas e solares. Assim, esses projetos estão aptos a gerar créditos de carbono respectivamente da ordem de:

• Trairi: 42.630 RCEs por ano;

• Guajiru: 56.411 RCEs por ano;

• Mundaú: 45.705 RCEs por ano;

• Fleixeiras I: 51.048 RCEs por ano;

• Santa Monica: 211.875 RCE por ano;

• Campo Largo (fase I): 778.875 RCE por ano;

• Campo Largo (fase II): 789.381 RCE por ano;

• Umburanas: 992.458 RCE por ano;

• Assú V: 45.893 RCE por ano; e

• Santo Agostinho: 802.691 RCE por ano (projeto aguardando finalização do registro pela UNFCCC).

b.7.3) Consumo de Energia Direta

b.7.3.1) Gestão

O processo produtivo da Companhia consome energia elétrica gerada em parte pelo próprio empreendimento e em parte proveniente do SIN, especialmente nos períodos em que as usinas prestam suporte ao SIN. O suporte de reativo é um dos serviços suplementares prestados por alguns agentes ao SIN, denominados “Serviços Ancilares”, que visa promover a qualidade e estabilidade do sistema. Para promover esse suporte, as unidades geradoras de algumas hidrelétricas operam como compensadores síncronos em determinadas ocasiões, consumindo energia ativa e gerando simultaneamente o suporte de energia reativa requerido pelo sistema. O consumo de energia direta proveniente de combustíveis fósseis, por sua vez, se dá principalmente em suas termelétricas, conforme apresentado no item “combustíveis”.

O consumo de combustíveis fósseis relacionado ao consumo de energia elétrica indireta decorre, principalmente, do transporte de empregados. Por isso, as iniciativas da gestão do consumo de energia desenvolvidas pela Companhia são focadas em medidas como a maior utilização de carros bicombustíveis, priorizando o álcool em sua frota de veículos, e a realização de teleconferências, a fim de minimizar o deslocamento de seus empregados, reduzindo a emissão de Gases do Efeito Estufa (GEE).

b.7.3.2) Indicadores

Em 2022, a Companhia consumiu 29,85 GWh de energia da rede, que correspondem a 107,47 mil GJ na operação das usinas de seu parque gerador, para produzir 40.283 GWh de energia elétrica bruta.

1.6 Efeitos relevantes da regulação estatal

b.7.4) Água

b.7.4.1) Gestão

As UHE Passo Fundo, Machadinho, Cana Brava, São Salvador, Estreito, Ponte de Pedra e Itá contam, ainda, com um controle dos efluentes dos poços de drenagem, por meio de um sistema que separa a água do óleo dos efluentes gerados na casa de máquinas.

A Companhia possui um sistema implantado para utilização da água de drenagem das galerias de inspeção da barragem, nas UHE Salto Osório, Itá e Machadinho, diminuindo o uso de produtos químicos no tratamento da água nestas Usinas.

Cabe destacar que o Grupo ENGIE possui como um de seus objetivos não financeiros, com horizonte de atendimento o ano de 2030, a redução do consumo de água pela energia produzida em 70%, tendo como base de referência o ano de 2019.

b.7.5) Resíduos Perigosos

b.7.5.1) Gestão

A gestão de resíduos perigosos contempla o acondicionamento, o armazenamento interno temporário, o transporte e a destinação final obedecendo às regulamentações do licenciamento ambiental, às normas da ONU e os demais requisitos legais aplicáveis.

A Companhia adota medidas preventivas contra vazamentos - como a utilização de fichas de segurança de produtos químicos, a implantação de barreiras de contenção e a sinalização adequada dos veículos – e contrata apenas empresas devidamente habilitadas e licenciadas dentro do território nacional para esse tipo de transporte.

b.7.6) Resíduos Não Perigosos

b.7.6.1) Gestão

A Companhia se empenha para reaproveitar, reutilizar ou reciclar seus resíduos não perigosos, a fim de evitar o impacto ambiental de seu descarte e da extração de novos materiais da natureza.

As cinzas leves e pesadas resultantes da queima do carvão mineral para geração de energia elétrica correspondem a aproximadamente 95% do volume total de resíduos destinados em 2022.

As cinzas leves são vendidas à indústria cimenteira como insumo do cimento pozolânico, substituindo o calcário em sua composição.

As cinzas pesadas são aproveitadas como base para a pavimentação asfáltica de rodovias e como neutralizadoras da acidez do solo na recuperação de depósitos de rejeitos de carvão, devido ao seu pH elevado.

Contexto

Os principais resíduos não perigosos gerados pela Companhia são as cinzas, originadas no processo de combustão das usinas termelétricas a carvão e biomassa, além de papéis, plásticos, vidro e sucata metálica ferrosa e não ferrosa.

As cinzas são divididas em leves, que são arrastadas com os gases de combustão e retidas nos precipitadores eletrostáticos ou filtros de manga, pesadas, que permanecem no fundo da caldeira, sendo extraídas por sistema de arraste hidráulico.

b.7.6.2) Indicadores

Em 2022, a Companhia recuperou 99,9% do total de resíduos destinados.

1.6 Efeitos relevantes da regulação estatal

Destinação dos Resíduos em 2022 (em toneladas)

DESTINAÇÃO FINAL DE RESÍDUOS POR TIPO (tonelada)			UTEs	UHEs	Complementares	Sede	Transmissoras	2022
Classe	**Situação**	**Destinação Final**						
PERIGOSOS	**Armazenados (Aguardando volume viável para Destinação Final)**		**0,10**	**13,69**	**2,96**	**-**	**-**	**16,75**
	Subtotal (Disposição Final)	Aterro Industrial Classe I	417,77	21,35	25,12	0,05	-	**464,29**
		Incineração	-	0,77	-	-	-	**0,77**
	Subtotal (Destinação Final considerada Recuperação)	Co-Processamento	20,13	21,69	6,69	0,49	-	**49,00**
		Reciclagem	8,38	25,96	5,26	2,01	-	**41,61**
		Reutilização	-	0,57	0,23	-	-	**0,80**
NÃO-PERIGOSOS	**Armazenados (Aguardando volume viável para Destinação Final)**		0,59	20,92	3,67	0,04	3,10	**28,32**
	Subtotal (Disposição Final)	Aterro Industrial Classe II	11,65	14,17	60,13	25,44	2,44	**113,83**
	Subtotal (Destinação Final considerada Recuperação)	Compostagem	93.651,62	23,90	-	6,08	-	**93.681,60**
		Co-Processamento	76,68	7,14	5,50	0,52	-	**89,84**
		Reciclagem	104.991,04	316,02	150,90	11,69	-	**105.469,65**
		Recuperação de Áreas Degradadas	726.885,51	-	-	-	-	**726.885,51**
		Reutilização	292,11	3,62	2,26	-	-	**297,99**
		Utilização como Combustível	-	-	0,35	-	-	**0,35**

b.7.7) Combustíveis

b.7.7.1) Gestão

> ***Contexto***
>
> A Companhia consome resíduos de madeira e bagaço de cana-de-açúcar para a produção de energia das usinas de biomassa.

A Companhia desenvolve continuamente pesquisas e estudos para a geração de energia por meio de fontes renováveis, a fim de minimizar o consumo de combustíveis fósseis, fonte esgotável e de maior impacto ambiental.

Além das fontes hídricas, que correspondem à maior parte do portfolio, a Companhia conta com 48 parques eólicos, 4 usinas fotovoltaicas e três usinas termelétricas de biomassa que dispensam o uso de combustíveis fósseis e são abastecidas por resíduos de madeira (Unidade de Cogeração Lages) e por bagaço de cana-de-açúcar (UTE Ibitiúva Bioenergética e UTE Ferrari). Assim, o impacto ambiental é reduzido ao evitar a extração de recursos naturais não-renováveis e o descarte de resíduos, além da redução das emissões de gases de efeito estufa.

b.7.7.2) Indicadores

Em 2022, o consumo em combustíveis fósseis na usina termelétrica operada pela Companhia foi de 2,88 mil GWh (10,37 milhões de GJ).

b.7.8) Biodiversidade

A Companhia monitora continuamente as áreas do entorno de seus reservatórios, desenvolvendo programas voltados à conservação da flora e da fauna. Aliados a iniciativas de manejo, esses programas garantem a biodiversidade e as condições ambientais necessárias à conservação e ao desenvolvimento das espécies antes, durante e após a construção dos reservatórios.

Além disso, a Companhia investe em projetos de Pesquisa e Desenvolvimento focados na conservação de espécies ameaçadas e em iniciativas de educação ambiental, para conscientizar as comunidades e a sociedade de maneira geral sobre a importância da conservação do meio ambiente.

1.6 Efeitos relevantes da regulação estatal

Destaca-se o Projeto Matriz Biodiversidade por meio do qual a Companhia identifica as áreas circunvizinhas de seus empreendimentos em busca de oportunidades para a conservação da biodiversidade.

b.7.8.1) Fauna

Durante a construção de uma usina hidrelétrica, a Companhia realiza o estudo e o salvamento dos animais da região no período de supressão vegetal e formação do reservatório e mantém faixas de preservação em suas bordas para o desenvolvimento da flora e fauna local. O processo de afugentamento e/ou resgate e salvamento dos animais também ocorre quando da implantação de outros ativos, sejam de geração ou transmissão.

As espécies que possam ser foco de problemas de saúde da população local também são monitoradas e controladas por meio de estudos e levantamentos periódicos – sobre insetos e caramujos transmissores de doenças e animais peçonhentos – e do desenvolvimento de programas de prevenção de acidentes.

b.7.8.2) Flora

A Companhia monitora a flora das regiões em que atua, coletando sementes e flores para estudo, catalogação e posterior produção de mudas. Assim, busca garantir a continuidade das espécies nativas por meio do reflorestamento e a recuperação da vegetação e da faixa ciliar das áreas do entorno das usinas e comunidades locais.

Os hortos florestais mantidos pela Companhia visam enriquecer a prática das reposições florestais, recuperando faixas ciliares ou áreas em geral, além de serem locais para promoção da Educação Ambiental aos visitantes.

b.7.8.3) Ictiofauna

Por meio de projetos de pesquisa da ictiofauna, a Companhia busca compreender o equilíbrio dinâmico estabelecido ao longo da formação e maturidade dos lagos e, assim, adotar em cada usina o manejo específico que minimize os impactos desse processo sobre as espécies. Entre as principais iniciativas desenvolvidas, destaca-se o repovoamento dos rios por meio da reprodução em laboratório de alevinos de espécies nativas.

A Companhia, por meio do Consórcio Itá e Consórcio Machadinho, em pesquisa conjunta com o Laboratório de Peixes de Água Doce (Lapad) da Universidade Federal de Santa Catarina (UFSC), reproduz alevinos de espécies ameaçadas de extinção na região, como piracanjuba, dourado, curimbatá e piava, entre outros.

Em 2017, foi concluído junto à Aneel o Projeto de Pesquisa e Desenvolvimento denominado "Tecnologia para formação de bancos de germoplasma e produção de peixes nativos para estocagem (repovoamento) no Rio Iguaçu". O Projeto foi avaliado como excelente pela Aneel, pelos resultados alcançados e, consequentemente, pelas perspectivas que apresenta.

Já, em 2019, foi iniciado um novo projeto para proteção à ictiofauna: "Desenvolvimento de Técnicas de Controle e Estudos da Espécie *Pimelodus maculatus* no Tubo de Sucção e Jusante da UHE Machadinho". O projeto tem o objetivo de estudar mecanismos que ampliem as possibilidades de conservação dessa espécie, considerando os impactos decorrentes da operação da Usina.

b.7.9) PED E-DNA

Em dezembro de 2020, foi iniciado um novo Projeto de Pesquisa & Desenvolvimento, denominado "Desenvolvimento e Aplicação de Ferramentas Genéticas no Monitoramento da Ictiofauna de Reservatórios de Usinas Hidrelétricas. Esse projeto se dá em parceria entre a ATGC (startup e biotech incubada pela Agência de Inovação da UFPR) e a ENGIE Brasil Energia. E tem como objetivo geral desenvolver ferramentas genéticas/moleculares utilizando sequenciamento de nova geração (*next generation sequencing*), aplicando-as no monitoramento ambiental e na análise da estrutura genética da ictiofauna do reservatório da Usina Hidrelétrica São Salvador - TO.

1.6 Efeitos relevantes da regulação estatal

b.7.10) Custos e investimentos em gestão ambiental

Em 2022, a Companhia investiu R$ 29,5 milhões para implementação e manutenção das ações visando a proteção ambiental, instalação de tecnologias mais limpas, pessoal, controle das emissões atmosféricas, educação e treinamento ambiental, certificação externa, serviços externos de gestão ambiental, e pessoal alocado em atividades gerais de gestão ambiental.

c. Dependência de patentes, marcas, licenças, concessões, franquias, contratos de royalties relevantes para o desenvolvimento das atividades.

A Companhia possui dependência somente das concessões e autorizações do Poder Concedente para desenvolvimento das suas atividades profissionais. Vide informações mais detalhadas sobre o funcionamento das autorizações e concessões no item "1.6.a", anteriormente mencionado.

d. Contribuições financeiras, com indicação dos respectivos valores, efetuadas diretamente ou por meio de terceiros:

d.1) Em favor de ocupantes ou candidatos a cargos políticos

Após o julgamento da ADI 4650 a Companhia não realizou nenhuma contribuição financeira em favor de ocupantes ou candidatos a cargos políticos.

d.2) Em favor de partidos políticos

Após o julgamento da ADI 4650 a Companhia não realizou nenhuma contribuição financeira em favor de partidos políticos.

d.3) Para custear o exercício de atividade de influência em decisões de políticas públicas, notadamente no conteúdo de atos normativos

Após o julgamento da ADI 4650 a Companhia não realizou nenhuma contribuição financeira para custear o exercício de atividade de influência em decisões de políticas públicas, notadamente no conteúdo de atos normativos.

1.7 Receitas relevantes no país sede do emissor e no exterior

1.7 – Países de atuação: em relação aos países dos quais o emissor obtém receitas relevantes, identificar:

a. Receita proveniente dos clientes atribuídos ao país sede da Companhia e sua participação na receita líquida total da Companhia

Nos últimos três exercícios sociais, bem como no período de nove meses findo em 30 de setembro de 2023, a totalidade da receita líquida da Companhia foi proveniente do Brasil, país sede da Companhia.

b. Receita proveniente dos clientes atribuídos a cada país estrangeiro e sua participação na receita líquida total da Companhia

Nos últimos três exercícios sociais, bem como no período de nove meses findo em 30 de setembro de 2023, a totalidade da receita líquida da Companhia foi proveniente do Brasil, país sede da Companhia.

1.8 Efeitos relevantes de regulação estrangeira

1.8 – Países estrangeiros: em relação aos países estrangeiros divulgados no item 1.7, descrever impactos relevantes decorrentes da regulação desses países nos negócios do emissor

Não aplicável, uma vez que a Companhia não possui receitas originárias do exterior.

1.9 Informações ambientais sociais e de governança corporativa (ASG)

1.9 – ASG: em relação a informações ambientais, sociais e de governança corporativa (ASG), indicar:

a. Se o emissor divulga informações ASG em relatório anual ou outro documento específico para esta finalidade

O principal meio de divulgação de informações sociais, ambientais e de governança da Companhia é o Relatório de Sustentabilidade, elaborado anualmente com base nas diretrizes e padrão da *Global Reporting Initiative* (GRI), metodologia internacionalmente reconhecida desde a versão de 2007, e agregou, desde 2019, o *framework* da *Sustainability Accounting Standards Board* (SASB). O Relatório, que é assegurado por terceira parte independente, leva em consideração também os Objetivos de Desenvolvimento Sustentável (ODS) da Organização das Nações Unidas (ONU), como forma de integrar as ações socioambientais da Companhia com uma agenda de desenvolvimento global. O documento está disponível no *website* da Companhia e consolida suas informações de sustentabilidade e de suas controladas no período. Outros instrumentos são também utilizados, focados em públicos ou eventos específicos, a citar: Apresentações e *releases* de resultados trimestrais, Relatórios da Administração, Programa de Visitas, *website*, redes sociais, entre outros.

b. A metodologia ou padrão seguidos na elaboração desse relatório ou documento

A Companhia adota as diretrizes da *Global Reporting Initiative* (GRI), padrão *Standards*, da Sustainability Accounting Standards Board (SASB) para elaboração do relatório de sustentabilidade.

c. Se esse relatório ou documento é auditado ou revisado por entidade independente, identificando essa entidade, se for o caso

O Relatório de Sustentabilidade é verificado e assegurado por entidade independente. No Relatório referente ao ano de 2022, a empresa responsável pela verificação e asseguração foi a Bureau Veritas.

d. A página na rede mundial de computadores onde o relatório ou documento pode ser encontrado

O Relatório de Sustentabilidade está disponível no *website* da Companhia: https://www.engie.com.br/investidores/informacoes-financeiras/.

e. Se o relatório ou documento produzido considera a divulgação de uma matriz de materialidade e indicadores-chave de desempenho ASG, e quais são os indicadores materiais para o emissor

A fim de assegurar que tanto os interesses da Companhia quanto o de seus diferentes *stakeholders* sejam contemplados em seus Relatórios, o Estudo de Materialidade, que embasa os reportes de sustentabilidade, incluem um amplo processo de engajamento das comunidades locais – o último deles realizados no segundo semestre de 2022, e envolveu comunidades do entorno de oito usinas operadas pela Companhia, além da Sede, reuniram cerca de 430 pessoas.

Cabe destacar que os painéis de sustentabilidade constituem prática recorrente na Companhia. Em 2019, foi realizado um amplo processo de diálogo com as comunidades do qual participaram cerca de 600 pessoas. Em 2021, ainda sob o impacto da pandemia, as atividades envolveram 93 pessoas, de sete estados do país, próximas a nove empreendimentos.

1.9 Informações ambientais sociais e de governança corporativa (ASG)

Os temas e os respectivos indicadores materiais para a Companhia são:

Tópico	Tema	Indicador GRI
Governança e integridade	Governança e integridade	2-26; 2-27; 205-1;205-3; 406-1
Gestão de Riscos	Gestão de Riscos	3-3
Inovação	Inovação	3-3
Desempenho e impactos positivos	Performance econômica e operacional	201-1; EU1; EU2
Desempenho e impactos positivos	Fomento à sustentabilidade na cadeia de valor	308-1; 308-2; 414-1; 414-2
Aceleração da transição para economia neutra em carbono	Estratégia climática	2-22
Aceleração da transição para economia neutra em carbono	Energia e emissões de gases de efeito estufa (GEE)	302-1; 302-3; 305-1; 305-2;305-3; 305-4; 305-6; 305-7
Cuidado com as pessoas	Transição energética justa	3-3
Cuidado com as pessoas	Saúde, segurança, e desenvolvimento dos colaboradores	403-3; 403-6; 403-9; 404-1
Cuidado com as pessoas	Promoção dos direitos humanos	2-23; 406-1
Cuidado com as pessoas	Fomento à diversidade, equidade e inclusão	405-1
Cuidado com as pessoas	Apoio ao desenvolvimento sustentável das comunidades	413-1
Conservação do planeta	Biodiversidade	304-1; 304-3
Conservação do planeta	Água e efluentes	303-1; 303-3
Conservação do planeta	Resíduos sólidos	306-1; 306-2; 306-3;306-4; 306-5

f. Se o relatório ou documento considera os Objetivos de Desenvolvimento Sustentável (ODS) estabelecidos pela Organização das Nações Unidas e quais são os ODS materiais para o negócio do emissor

Tópico	Tema	ODS materiais
Governança e integridade	Governança e integridade	16
Gestão de Riscos	Gestão de Riscos	8
Inovação	Inovação	9
Desempenho e impactos positivos	Performance econômica e operacional	7, 8, 9
Desempenho e impactos positivos	Fomento à sustentabilidade na cadeia de valor	12, 13, 16, 17
Aceleração da transição para economia neutra em carbono	Estratégia climática	7, 13, 17
Aceleração da transição para economia neutra em carbono	Energia e emissões de gases de efeito estufa (GEE)	7, 13, 17
Cuidado com as pessoas	Transição energética justa	7
Cuidado com as pessoas	Saúde, segurança, e desenvolvimento dos colaboradores	3, 8
Cuidado com as pessoas	Promoção dos direitos humanos	1,3,4,5,8,10,11
Cuidado com as pessoas	Fomento à diversidade, equidade e inclusão	5, 10
Cuidado com as pessoas	Apoio ao desenvolvimento sustentável das comunidades	4, 5,10,17
Conservação do planeta	Biodiversidade	6,13,15
Conservação do planeta	Água e efluentes	6
Conservação do planeta	Resíduos sólidos	12

g. Se o relatório ou documento considera as recomendações da Força-Tarefa para Divulgações Financeiras Relacionadas às Mudanças Climáticas (TCFD) ou recomendações de divulgações financeiras de outras entidades reconhecidas e que sejam relacionadas a questões climáticas

A Companhia adota parcialmente as recomendações da Força-Tarefa para Divulgações Financeiras Relacionadas às Mudanças Climáticas (TCFD), conforme detalhado no item i.5.

h. Se o emissor realiza inventários de emissão de gases do efeito estufa, indicando, se for o caso, o escopo das emissões inventariadas e a página na rede mundial de computadores onde informações adicionais podem ser encontradas

O inventário é elaborado a partir dos conceitos, princípios e diretrizes estabelecidos pela metodologia GHG Protocol, divulgados pelo Programa Brasileiro GHG Protocol (PBGHGP), utilizando as suas especificações para contabilização, quantificação e publicação de Inventários Corporativos de Emissões de Gases de Efeito Estufa. Também são utilizadas equações fornecidas pelo Painel Intergovernamental de Mudanças do Clima (IPCC) para cálculo das emissões de determinadas fontes e sumidouros.

A estrutura do relatório segue as especificações da norma ISO 14.064:2007 - Sistema de Gestão de Gases do Efeito Estufa" – Organização Internacional de Normatização (International Organization Standartization), 2007. As emissões

1.9 Informações ambientais sociais e de governança corporativa (ASG)

totais de GEE do grupo empresarial ENGIE foram calculadas e classificadas em Escopo 1 (emissões diretas), Escopo 2 (emissões indiretas por energia adquirida) e Escopo 3 (outras emissões indiretas) e o Inventário é verificado por parte externa independente, consolidando dados a partir das duas abordagens utilizadas pelo Programa: controle operacional e participação societária.

Os inventários completos podem ser verificados através do *link*:
https://www.engie.com.br/investidores/informacoes-financeiras/.

i. Explicação do emissor sobre as seguintes condutas, se for o caso:

i.1) A não divulgação de informações ASG

A divulgação de informações ASG são realizadas conforme mencionado no item 1.9.a. anteriormente apresentado.

i.2) A não adoção de matriz de materialidade

A divulgação da matriz de materialidade é realizada conforme mencionado no item 1.9.e. anteriormente apresentado.

i.3) A não adoção de indicadores-chave de desempenho ASG

A divulgação de indicadores-chave de desempenho ASG são realizadas conforme mencionado no item 1.9.e. anteriormente apresentado.

i.4) A não realização de auditoria ou revisão sobre as informações ASG divulgadas

A auditoria ou revisão sobre as informações ASG divulgadas são realizadas conforme mencionado no item 1.9.c. anteriormente apresentado.

i.5) A não consideração dos ODS ou a não adoção das recomendações relacionadas a questões climáticas, emanadas pela TCFD ou outras entidades reconhecidas, nas informações ASG divulgadas

As informações referentes a consideração dos ODS, estão apresentadas nos itens 1.9.f. Com relação as recomendações emanadas pela TCFD, a Companhia tem empreendido esforços para atendimento, com cada vez maior nível de profundidade, para Divulgações Financeiras Relacionadas às Mudanças Climáticas. Maiores detalhes estão disponíveis no Relatório de Sustentabilidade e no relatório CDP da Companhia.

i.6) A não realização de inventários de emissão de gases do efeito estufa

A divulgação sobre a realização de inventários de emissão de gases do efeito estufa estão apresentadas no item 1.9.h. anteriormente apresentado.

1.10 Informações de sociedade de economia mista

1.10 – Economia mista: indicar, caso o emissor seja sociedade de economia mista:

a. Interesse público que justificou sua criação

Não aplicável, considerando que a Companhia não é uma sociedade de economia mista.

b. Atuação do emissor em atendimento às políticas públicas, incluindo metas de universalização

Não aplicável, considerando que a Companhia não é uma sociedade de economia mista.

c. Processo de formação de preços e regras aplicáveis à fixação de tarifas

Não aplicável, considerando que a Companhia não é uma sociedade de economia mista.

1.11 Aquisição ou alienação de ativo relevante

1.11 – Operação não usual nos negócios: indicar a aquisição ou alienação de qualquer ativo relevante que não se enquadre como operação normal nos negócios do emissor

Não houve aquisição ou alienação de qualquer ativo relevante que não se enquadre como operação normal nos negócios da Companhia nos últimos três exercícios sociais e no período de nove meses findo em 30 de setembro de 2023.

1.12 Operações societárias/Aumento ou redução de capital

1.12 – Operações relevantes: indicar operações de fusão, cisão, incorporação, incorporação de ações, aumento ou redução de capital envolvendo o emissor e os documentos em que informações mais detalhadas possam ser encontradas

Operações Societárias

Seguem abaixo descritas as principais operações societárias da Companhia realizadas no exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2022 e no período de nove meses findo em 30 de setembro de 2023, expressas em moeda corrente nacional (em milhões de reais), exceto quando indicado:

2023:

a. Assinatura de contrato de compra e venda para aquisição de conjunto fotovoltaico

Em 28 de outubro de 2023, foi assinado o Contrato de Compra e Venda de Ações ("Contrato") entre a Engie Brasil Energia Complementares Participações Ltda. ("ECP"), controlada direta da Companhia, na qualidade de compradora, e GIP Helios II S.A. ("GIP"), na qualidade de vendedor, o qual regula a aquisição pela ECP da totalidade das ações de emissão da Atlas Energia Renovável do Brasil S.A. ("Atlas Renovável") e da Atlas Brasil Energia Holding 2 S.A. ("Atlas Holding 2" e, em conjunto com Atlas Renovável, denominadas "Atlas") e, por consequência, das ações de emissão dos Conjuntos Fotovoltaicos Juazeiro, São Pedro, Sol do Futuro, Sertão Solar e Lar do Sol detidas pela Atlas ("Ativos"). A assinatura do Contrato pela ECP e operações nele contempladas foram aprovados na Reunião do Conselho de Administração da Companhia em 27 de outubro de 2023.

A capacidade instalada e a capacidade comercial dos parques totalizam 545 MW médios e 145,1 MW médios, respectivamente. O valor total de aquisição será de aproximadamente R$ 3.240 milhões, dividido entre o preço da compra, no montante de até R$ 2.269 milhões e o endividamento líquido da Atlas, no valor aproximado de R$ 971 milhões, que passa a ser consolidado. Os valores envolvidos poderão ser modificados (*earn-out*), de acordo com o atingimento de determinadas condições previstas no Contrato, estando sujeitos a ajustes até a data do fechamento da operação.

A assinatura do Contrato pela ECP e operações nele contempladas foram aprovados na Reunião do Conselho de Administração da Companhia em 27 de outubro de 2023. O fechamento da operação está sujeito à satisfação de determinadas condições precedentes negociadas entre as partes por meio do Contrato, incluindo a aprovação pelo Conselho Administrativo de Defesa Econômica – CADE, dentre outras condições suspensivas usuais para operações dessa natureza.

Informações mais detalhadas acerca da referida aquisição podem ser verificadas por meio do (i) ata de reunião do Conselho de Administração, realizada em 27 de outubro de 2023; bem como (iii) no fato relevante divulgados pela Companhia em 30 de outubro de 2023, disponíveis na página de relações com investidores da Companhia em https://www.engie.com.br/investidores e na página da Comissão de Valores Mobiliários ("CVM") em www.cvm.gov.br.

b. Emissão de ações preferenciais de subsidiária indireta

Em 07 de junho de 2023, foi celebrado Acordo de Investimentos entre o Itaú Unibanco e a subsidiária da Companhia, ENGIE Brasil Energias Complementares Participações Ltda, regulando a subscrição pelo Itaú de ações preferenciais da controlada indireta (Maracanã Geração de Energia e Participações) no valor de R$ 1 bilhão, representando 100% das ações preferenciais e 12,34% do capital social da Maracanã.

Informações mais detalhadas acerca da referida operação podem ser verificadas por meio do fato relevante divulgado pela Companhia em 07 de junho de 2023, disponível na página de relações com investidores da Companhia em https://www.engie.com.br/investidores e na página da Comissão de Valores Mobiliários ("CVM") em www.cvm.gov.br.

1.12 Operações societárias/Aumento ou redução de capital

c. Alienação de ativos relevantes

c.1) Venda da Usina Termelétrica Pampa Sul (UTE Pampa Sul)

Em 15 de setembro de 2022, foi assinado o Contrato de Compra e Venda de Ações entre a Companhia, sua controlada ENGIE Brasil Energia Comercializadora Ltda. (como vendedoras) e as empresas Grafito Fundo de Investimento e Perfin Space X (como compradoras) visando a alienação da totalidade da participação societária que a Companhia detinha na UTE Pampa Sul. A venda da UTE Pampa Sul, localizada em Candiota (RS), que possuía capacidade instalada de 345 MW e utilizava o carvão mineral como fonte de energia, seguiu a estratégia de descarbonização da Companhia e do Grupo ENGIE, direcionando esforços e investimentos aos empreendimentos de energia renovável.

Em 31 de maio de 2023, após o cumprimento das condições precedentes, foi concluída a operação de alienação da totalidade da participação societária da Pampa Sul. O benefício econômico total da venda para a Companhia, foi de R$ 450 milhões, sujeitos a determinadas condições e ajustes previstos em Contrato, e a assunção do endividamento líquido de Pampa Sul pelos compradores, no valor aproximado de R$ 1,6 bilhão.

Informações mais detalhadas acerca da referida operação podem ser verificadas por meio (i) do fato relevante divulgado pela Companhia em 15 de setembro de 2022; e (ii) fato relevante divulgado em 01 de junho de 2023, disponíveis na página de relações com investidores da Companhia em https://www.engie.com.br/investidores e na página da Comissão de Valores Mobiliários (“CVM”) em www.cvm.gov.br.

2022:

a. Aquisição de ativos relevantes

a.1) Aquisição dos Conjuntos Fotovoltaicos Paracatu e Floresta

Com o objetivo de promover a substituição gradual da capacidade termelétrica pela geração a partir de fontes renováveis, o Conselho de Administração da Companhia, em reunião realizada em 05 de agosto de 2021, aprovou a instalação do Comitê Especial Independente para Transações com Partes Relacionadas para avaliar a aquisição dos Conjuntos Fotovoltaicos Paracatu e Floresta, localizados em Minas Gerais e Rio Grande do Norte, respectivamente, com capacidade instalada total de 259,8 MW, de titularidade da Solairedirect Holding Brasil S.A. (“Solairedirect”), empresa pertencente ao Grupo ENGIE, e da ENGIE Solar Brasil Energia e Consultoria Ltda. Os ativos estão contratados pelo prazo de 20 anos no 2° Leilão de Energia de Reserva de 2015. Com base na recomendação dada pelo Comitê Independente, o Conselho de Administração aprovou em 14 de fevereiro de 2022 a aquisição dos ativos pelo valor de até R$ 625 milhões. A conclusão da operação de aquisição ocorreu em 16 de março de 2022. Foi assumida uma dívida líquida de aproximadamente R$ 620 milhões (data base de 31 de dezembro de 2021), contratada com o Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES). A operação não constituiu investimento relevante e não se enquadrou nas disposições do artigo 256 da Lei N° 6.404/76, razão pela qual não foi submetida à ratificação em assembleia geral de acionistas.

Informações mais detalhadas acerca da referida aquisição podem ser verificadas por meio da (i) ata de reunião do Conselho de Administração, realizada em 05 de agosto de 2021; (ii) ata de reunião do Conselho de Administração, realizada em 14 de fevereiro de 2022; bem como (iii) nos fatos relevantes divulgados pela Companhia em 14 de fevereiro de 2022 e 16 de março de2022, disponíveis na página de relações com investidores da Companhia em https://www.engie.com.br/investidores e na página da Comissão de Valores Mobiliários (“CVM”) em www.cvm.gov.br.

1.12 Operações societárias/Aumento ou redução de capital

a.2) Aquisição do projeto Complexo Eólico Serra do Assuruá

Em 05 de maio de 2022, o Conselho de Administração da Companhia aprovou a aquisição dos direitos de desenvolvimento do Projeto Eólico Serra do Assuruá, de titularidade até então da PEC Energia S.A. O Projeto possui capacidade instalada de 846 MW, composto por 24 parques eólicos, localizado no munícipio de Gentio do Ouro (BA). A aquisição foi concluída em 21 de junho de 2022, sendo o preço máximo da transação de aproximadamente R$ 265 milhões. A operação não constituiu investimento relevante e não se enquadrou nas disposições do artigo 256 da Lei N° 6.404/76, razão pela qual não foi submetida à ratificação em assembleia geral de acionistas. A implantação do projeto está prevista para início a partir de 2023.

Informações mais detalhadas acerca da referida aquisição podem ser verificadas por meio da (i) ata de reunião do Conselho de Administração, realizada em 05 de maio de 2022; e (ii) nos comunicados ao mercado divulgados pela Companhia em 05 de maio de 2022 e 21 de junho de 2022, disponíveis na página de relações com investidores da Companhia em https://www.engie.com.br/investidores e na página da Comissão de Valores Mobiliários ("CVM") em www.cvm.gov.br.

b. Alienação de ativos relevantes

b.1) Alienação da subsidiária ENGIE Geração Solar Distribuída (EGSD)

Em 21 de fevereiro de 2022, foi concluída a operação de venda da participação societária que a Companhia possuía na subsidiária ENGIE Geração Solar Distribuída (EGSD), cujo atuação se concentrava na comercialização e manutenção de painéis solares fotovoltaicos. Nesta data, a sociedade deixou de ser controlada pela Companhia, passando também a não ser consolidada. O preço de venda de 100% da participação acionária na EGSD foi de R$ 14 milhões. Informações mais detalhadas acerca da referida alienação podem ser verificadas por meio da Demonstração financeiras (DFP) relativas ao exercício encerrado em 31 de dezembro de 2022, divulgadas em 16 de fevereiro de 2023, disponíveis na página de relações com investidores da Companhia em https://www.engie.com.br/investidores e na página da Comissão de Valores Mobiliários ("CVM") em www.cvm.gov.br.

b.2) Alienação da subsidiária Usina Termelétrica Norte Catarinense Ltda (Norte Catarinense)

Em 01 de setembro de 2022, foi concluída a operação de alienação de 100% da participação acionária detida pela Companhia na subsidiária Norte Catarinense, cujo obtido social consistia na geração elétrica por meio da implantação e operação de projeto de uma usina termelétrica a gás natural, no município de Garuva (SC). O preço de venda foi de R$ 13,5 milhões. Informações mais detalhadas acerca da referida alienação podem ser verificadas por meio da Demonstração financeiras (DFP) relativas ao exercício encerrado em 31 de dezembro de 2022, divulgadas em 16 de fevereiro de 2023, conforme aplicável, disponíveis na página de relações com investidores da Companhia em https://www.engie.com.br/investidores e na página da Comissão de Valores Mobiliários ("CVM") em www.cvm.gov.br.

Aumento ou redução de capital social

Não houve aumento ou redução de capital envolvendo a Companhia durante o exercício social de 2022, ou ao longo do exercício social corrente.

1.13 Acordos de acionistas

1.13 – Acordo de acionistas: indicar a celebração, extinção ou modificação de acordos de acionistas e os documentos em que informações mais detalhadas possam ser encontradas

Não há acordo de acionistas arquivado na Companhia.

1.14 Alterações significativas na condução dos negócios

1.14 – Condução dos negócios: indicar alterações significativas na forma de condução dos negócios do emissor

Não houve alterações significativas na forma de condução dos negócios da Companhia, nos três últimos exercícios sociais e no período de nove meses findo em 30 de setembro de 2023.

1.15 Contratos relevantes celebrados pelo emissor e suas controladas

1.15 – Contratos não usuais: identificar os contratos relevantes celebrados pelo emissor e suas controladas não diretamente relacionados com suas atividades operacionais

Não foram celebrados contratos relevantes pela Companhia ou por suas controladas que não sejam diretamente relacionados às atividades operacionais nos três últimos exercícios sociais e no período de nove meses findo em 30 de setembro de 2023.

1.16 Outras informações relevantes

1.16 – Fornecer outras informações que o emissor julgue relevantes

Não existem outras informações relevantes sobre este item.

2.1 Condições financeiras e patrimoniais

2.1 – Condições gerais: os Diretores devem comentar sobre:

As informações contábeis contidas neste item 2 do Formulário de Referência devem ser lidas em conjunto com as informações contábeis intermediárias individuais e consolidadas referentes ao período de nove meses findo em 30 de setembro de 2023 e 2022 e com as demonstrações contábeis individuais e consolidadas da Companhia para os exercícios sociais encerrados em 31 de dezembro de 2022, 2021 e 2020, bem como suas respectivas notas explicativas as quais foram elaboradas de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil, bem como as *International Financial Reporting Standards* ("IFRS"), emitidas pelo *International Accounting Standards Board* ("IASB") e registradas na CVM. As práticas contábeis adotadas no Brasil compreendem aquelas previstas na legislação societária brasileira e nos pronunciamentos, orientações e interpretações emitidas pelo Comitê de Pronunciamentos Contábeis ("CPC") e aprovados pela CVM.

A análise dos Diretores esclarecendo os resultados obtidos e as razões para a flutuação nos valores das contas patrimoniais da Companhia constituem uma opinião sobre os impactos ou efeitos dos dados apresentados nas demonstrações contábeis sobre a situação financeira da Companhia. A Administração da Companhia não pode garantir que a situação financeira e os resultados obtidos no passado venham a se reproduzir no futuro. As informações a seguir apresentadas foram avaliadas e comentadas pelos os Diretores. Dessa forma, as avaliações, opiniões e comentários ora apresentados, traduzem a visão e percepção dos Diretores sobre as atividades, negócios e desempenho da Companhia, bem como visam fornecer aos investidores informações que os ajudarão a comparar as demonstrações contábeis da Companhia para: **(i)** os exercícios sociais encerrados em 31 de dezembro de 2022, 2021 e 2020 e aos períodos de nove meses findos em 30 de setembro de 2023 e 2022; **(ii)** as mudanças nas linhas principais dessas demonstrações contábeis de período para período; e **(iii)** os principais fatores que explicam tais alterações.

Os termos "AH" e "AV" constantes das colunas de determinadas tabelas abaixo significam "Análise Horizontal" e "Análise Vertical", respectivamente. A Análise Horizontal compara índices ou itens de linha nas demonstrações contábeis ou informações contábeis trimestrais da Companhia ao longo de um período. A Análise Vertical representa o percentual ou item de uma linha em relação às receitas líquidas para os períodos aplicáveis para os resultados das operações da Companhia.

Ainda, as informações neste item "*2. Comentários dos Diretores*", exceto quando indicado de forma diferente, são expressas em moeda corrente nacional (em milhões de Reais).

a. Condições financeiras e patrimoniais gerais

Os Diretores, com base nos indicadores de liquidez e endividamento expostos abaixo, entendem que a Companhia apresenta condições financeiras e patrimoniais adequadas para a execução dos planos de expansão de capital e de investimento, bem como para atender aos seus requisitos de liquidez e cumprir com suas obrigações de curto e longo prazo.

	Em 30 de setembro de	Exercício social encerrado em 31 de dezembro de		
(Em R$ milhões, exceto %)	**2023**	**2022**	**2021**	**2020**
(+) Empréstimos e Financiamentos (Circulante e Não circulante)	12.469	11.910	13.597	11.201
(+) Debêntures (Circulante e Não Circulante)	5.387	5.446	6.538	5.563
(+) Ações Preferenciais Resgatáveis (Circulante e Não Circulante)	650	584	510	482
(-) Resultado de operações com derivativos *(hedges)*	205	210	(58)	(574)
Dívida Bruta[1]	**18.711**	**18.150**	**20.587**	**16.672**
(+) Caixa e equivalentes de caixa e depósitos vinculados	(3.375)	(2.465)	(5.975)	(4.886)
Dívida líquida[2]	**15.336**	**15.685**	**14.612**	**11.786**
Patrimônio líquido	9.392	8.440	7.933	7.742
Grau de alavancagem[3]	**62,0%**	**65,0%**	64,8%	60,3%

(1) *Dívida Bruta*: consiste no resultado da soma de Empréstimos e Financiamentos (Circulante e Não Circulante), Debêntures (Circulante e Não Circulante) e Ações Preferenciais Resgatáveis (Circulante e Não Circulante), líquidos dos efeitos dos hedges.
(2) *Dívida Líquida*: consiste no resultado da soma de Empréstimos e Financiamentos (Circulante e Não Circulante), Debêntures (Circulante e Não Circulante), Ações Preferenciais Resgatáveis (Circulante e Não Circulante), líquidos dos efeitos dos hedges e Caixa e equivalentes de caixa depósitos vinculados.
(3) *Grau de alavancagem*: consiste no resultado da divisão da Dívida Líquida pelo (Dívida Líquida + Patrimônio líquido).

2.1 Condições financeiras e patrimoniais

Para informações adicionais sobre as medições não contábeis vide item 2.5 deste Formulário de Referência.

- Em 30 de setembro de 2023, a Dívida Bruta da Companhia totalizava R$ 18.711 milhões, um aumento de 3,1% comparativamente à R$ 18.150 milhões em 31 de dezembro de 2022. O prazo médio de vencimento da dívida no referido período era de 7,5 anos. A Dívida Líquida totaliza R$ 15.336 milhões, uma redução de 2,2% em relação ao registrado em 31 de dezembro de 2022. O Grau de Alavancagem representava 62,0%. A variação em relação a posição de 31 de dezembro de 2022 está relacionada, principalmente, à combinação dos seguintes fatores: (i) R$ 1.004 milhões de saques junto ao Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES) para construção dos projetos Conjunto Eólico Santo Agostinho e Conjunto Eólico Serra do Assuruá; (ii) R$ 1.349 milhões em encargos incorridos a serem pagos e variação monetária; e (iv) R$ 1.703 milhões em amortizações de empréstimos, financiamentos e debêntures.

- Em 31 de dezembro de 2022, a Dívida Bruta totalizava R$ 18.150 milhões, uma redução de 11,8% comparativamente à R$ 2.437 milhões em 31 de dezembro de 2021. O prazo médio de vencimento da dívida no fim de 2022 era de 7,6 anos. A Dívida Líquida totalizava R$ 15.685 milhões, um aumento de 7,3% em relação ao registrado em 31 de dezembro de 2021. O Grau de Alavancagem representava 65,0%. A variação em relação a posição de 31 de dezembro de 2021 está relacionada, principalmente, à combinação dos seguintes fatores, ocorridos no ao longo de 31 de dezembro de 2022: **(i)** R$ 1.789 milhões de transferência de financiamentos e debêntures de subsidiárias reclassificadas para Ativo Não Circulante Mantido para Venda; **(ii)** R$ 789 milhões de saques junto ao Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES) e bancos repassadores para construção dos projetos Conjunto Eólico Santo Agostinho e Sistemas de Transmissão Gralha Azul e Novo Estado; **(iii)** R$ 794 milhões oriundos de ingresso de aquisição das subsidiárias Floresta e Paracatu; **(iv)** geração de R$ 1.934 milhões em encargos incorridos a serem pagos e variação monetária; e **(v)** R$ 4.006 milhões em amortizações de empréstimos, financiamentos e debêntures.

- No exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2021, a Dívida Bruta totalizava R$ 20.587, um aumento de 23,5% (R$ 3.915) comparativamente à posição de 31 de dezembro de 2020. O prazo médio de vencimento da dívida no fim de 2021 era de 6,9 anos. A Dívida Líquida totalizava R$ 14.612, um aumento de 24,0% em relação ao registrado ao fim de 2020. O Grau de Alavancagem representava 64,8%. A variação em relação a posição de 31 de dezembro de 2020 está relacionada, principalmente, à combinação dos seguintes fatores, ocorridos no ao longo do exercício social de 2021: **(i)** saques junto ao Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES) e bancos repassadores, no montante de R$ 2.794 milhões, destinados, principalmente, à construção dos Sistemas de Transmissão Novo Estado e Gralha Azul e do Conjunto Eólico Campo Largo II; **(ii)** empréstimo no valor de R$ 530 milhões, para formação de capital de giro da Companhia e para o pagamento antecipado dos financiamentos da Usina Hidrelétrica São Salvador e das controladas indiretas que compõem os Conjuntos Eólicos Santa Mônica e Trairí; **(iii)** R$ 762 milhões da 2ª emissão de debêntures da Usina Termelétrica Pampa Sul e emissão da ENGIE Brasil Energia; **(iv)** geração de R$ 2.244milhões em encargos incorridos a serem pagos e variação monetária; e **(v)** R$ 2.415 milhões em amortizações de empréstimos, financiamentos e debêntures.

b. Estrutura de capital

A tabela abaixo apresenta todo o valor utilizado pela Companhia para financiar suas operações (capitalização total), segregado entre capital de terceiros (passivo circulante e não-circulante) e capital próprio (patrimônio líquido), expresso tanto em termos reais quanto em termos percentuais:

2.1 Condições financeiras e patrimoniais

	Em 30 de setembro de	Em 31 de dezembro de		
(Em R$ milhões, exceto %)	**2023**	**2022**	**2021**	**2020**
Capital de Terceiros (Passivo Circulante + Passivo Não Circulante)	30.005	29.747	30.183	27.444
Capital Próprio (Patrimônio Líquido)	9.392	8.440	7.932	7.741
Capitalização Total (Capital de Terceiros + Capital Próprio)	**39.397**	**38.187**	**38.115**	**35.186**
Parcela de capital de terceiros (% da Capitalização Total)	76,2%	77,9%	79,2%	78,0%
Parcela de capital próprio (% da Capitalização Total)	23,8%	22,1%	20,8%	22,0%

A Companhia administra o seu capital de modo a maximizar o retorno dos investidores por meio da otimização do saldo das dívidas e do patrimônio, buscando uma estrutura de capital e mantendo índices de endividamento e cobertura de dívida que proporcionem o retorno de capital aos seus investidores.

O negócio da Companhia apresenta uma elevada geração operacional de caixa, principalmente em função de sua elevada margem, resultado da característica intensiva em capital da atividade de geração de energia e dos rígidos controles de custos e despesas realizados pela Administração da Companhia.

A administração acredita que a estrutura de capital (medida pela relação entre os passivos e patrimônio líquido da Companhia) mostrou-se equilibrada nos respectivos períodos apresentados.

Capital de Terceiros

- Em 30 de setembro de 2023, o total de passivos circulantes e não circulantes somavam R$ 30.005 milhões, enquanto em 31 de dezembro de 2022, o total de passivos circulantes e não circulantes eram de R$ 29.747 milhões, não representando, portanto, variação significativa entre ambos os períodos.
- Em 31 de dezembro de 2022, o total de passivos circulantes e não circulantes somavam R$ 29.747 milhões, enquanto em 31 de dezembro de 2021, o total de passivos circulantes e não circulantes eram de R$ 30.183 milhões, não representando, portanto, variação significativa entre ambos os exercícios.
- Em 31 de dezembro de 2021, o total de passivos circulantes e não circulantes somavam R$ 30.183 milhões, enquanto em 31 de dezembro de 2020, o total de passivos circulantes e não circulantes eram de R$ 27.444 milhões, não representando, portanto, variação significativa entre ambos os exercícios.

Capital Próprio

- Em 30 de setembro de 2023, o patrimônio líquido da Companhia totalizava um saldo de R$ 9.392 milhões, enquanto em 31 de dezembro de 2022, o patrimônio líquido da Companhia totalizava um saldo de R$ 8.440 milhões, não representando, portanto, variação significativa entre ambos os exercícios.
- Em 31 de dezembro de 2022, o patrimônio líquido da Companhia totalizava um saldo de R$ 8.440 milhões, enquanto em 31 de dezembro de 2021, o patrimônio líquido da Companhia totalizava um saldo de R$ 7.932 milhões, não representando, portanto, variação significativa entre ambos os períodos.
- Em 31 de dezembro de 2021, o patrimônio líquido da Companhia totalizava um saldo de R$ 7.932 milhões, enquanto em 31 de dezembro de 2020, o patrimônio líquido da Companhia totalizava um saldo de R$ 7.741 milhões, não representando, portanto, variação significativa entre ambos os períodos.

c. Capacidade de pagamento em relação aos compromissos financeiros assumidos

Os Diretores da Companhia, considerando o seu perfil de endividamento e a sua posição de liquidez, em situações normais de mercado, acreditam que a Companhia possui plenas condições para honrar as obrigações de curto e médio prazos hoje existentes, bem como para continuar expandindo seus investimentos.

Os Diretores da Companhia entendem ainda que, em condições normais de mercado, a sólida geração de caixa confere à Companhia margem de conforto para honrar todas as obrigações de longo prazo existentes.

2.1 Condições financeiras e patrimoniais

Neste quadro estão listados os principais indicadores de capacidade de pagamento da dívida utilizados pela Companhia.

	Período de nove meses findo em 30 de setembro de		Exercício social encerrado em 31 de dezembro de		
(Em R$ milhões, exceto %)	**2023**	**2022**	**2022**	**2021**	**2020**
EBITDA Ajustado	5.629	5.205	6.941	7.217	6.427
Despesa financeira	(1.465)	(1.963)	(2.373)	(2.310)	(2.137)
Resultado financeiro	(1.538)	(2.088)	(2.515)	(3.079)	(1.882)
Dívida Bruta	**18.711**	**N.A.**	18.150	20.587	16.672
Dívida Líquida	15.336	N.A.	15.685	14.612	11.786
Dívida Líquida/ EBITDA Ajustado	2,7	N.A.	2,3	2,0	1,8
Dívida Bruta/ EBITDA Ajustado	3,3	N.A.	2,6	2,9	2,6
EBITDA Ajustado / Despesa financeira	(3,8)	(2,7)	(2,9)	(3,1)	(3,0)
Caixa líquido gerado pelas atividades operacionais	3.353	2.346	3.338	1.989	1.342

* Informações adicionais sobre as medições não contábeis e suas respectivas reconciliações, vide item 2.5 deste Formulário de Referência.

No período de nove meses findo em 30 de setembro de 2023, bem como nos últimos três exercícios sociais a Companhia honrou suas obrigações assumidas com terceiros, tais como fornecedores, dividendos, dívidas, concessões a pagar, entre outros.

Ainda, caso se entenda necessário, a Companhia possui estrutura e capacidade de contrair novos empréstimos para financiar os investimentos e a sua operação.

- A Dívida Líquida da Companhia em 30 de setembro de 2023 é de R$ 15.336 milhões e corresponde a 2,7 vezes o EBITDA ajustado pelo Impairment e alienação de subsidiária apurado no período de nove meses findo em 30 de setembro de 2023, de R$ 5.629 milhões. Adicionalmente, a Companhia gerou um caixa líquido pelas atividades operacionais de R$ 3.353 milhões no período de nove meses findo em 30 de setembro de 2023.

- A Dívida Líquida da Companhia em 31 de dezembro de 2022 era de R$ 15.685 milhões e corresponde a 2,3 vezes o EBITDA ajustado pelos Impairment e alienação de subsidiária apurado no exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2022, de R$ 6.941 milhões. Adicionalmente, a Companhia gerou um caixa líquido pelas atividades operacionais de R$ 3.338 milhões no exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2022.

- A Dívida Líquida da Companhia no exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2021 era de R$ 14.612 milhões e corresponde a 2,0 vezes o EBITDA ajustado pelos efeitos não recorrentes apurado em 2021, de R$ 7.217 milhões. Adicionalmente, a Companhia apurou fluxo de caixa operacional positivo de R$ 1.989 milhões em 2021.

- A Dívida Líquida da Companhia no exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2020 era de R$ 11.786 milhões e corresponde a 1,8 vezes o EBITDA ajustado pelos efeitos não recorrentes apurado em 2020, de R$ 6.427 milhões. Adicionalmente, a Companhia apurou fluxo de caixa operacional positivo de R$ 1.342 milhões em 2021.

Com base nos resultados apresentados e no plano de negócios da Companhia, os Diretores da Companhia reforçam a capacidade de pagamento em relação aos compromissos financeiros assumidos.

A Fitch Ratings atribui à Companhia *Rating* Nacional de Longo Prazo como 'AAA(bra)', com perspectiva estável, e em escala global 'BB(bra)', com perspectiva estável, um nível acima do *rating* soberano. Os *ratings* estão diretamente relacionados à captura de linhas de crédito atrativas, ampliando a competitividade da Companhia no desenvolvimento de novos projetos.

2.1 Condições financeiras e patrimoniais

d. Fontes de financiamento para capital de giro e para investimentos em ativos não-circulantes utilizadas

A Companhia utiliza linhas de crédito em instituições financeiras de primeira linha, com a finalidade de suprir uma eventual necessidade de caixa de curto e médio prazos.

Para os projetos de investimento da Companhia, além da utilização de parte de sua geração de caixa, a principal fonte de financiamento é o Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES), diretamente e/ou por meio de seus Bancos Repassadores[1]. Além do BNDES, a Companhia também utiliza outros bancos de fomento, como o Banco da Amazônia (BASA) e o Banco do Nordeste (BNB). Estas instituições financeiras usualmente oferecem taxa de juros e prazos de pagamento compatíveis com o retorno dos projetos de geração de energia.

Caso o projeto de investimento não seja elegível para financiamento pelo BNDES, ou por questões de custo do financiamento, a Companhia pode recorrer a outras fontes de financiamento incentivadas, como o Fundo Constitucional de Financiamento do Nordeste (FNE), o Fundo Constitucional de Financiamento do Centro-Oeste (FCO), ao mercado de capitais, por meio da emissão de notas promissórias e/ou debêntures ou outras fontes de financiamento, visando à manutenção de uma estrutura de capital e liquidez adequada. A Companhia avalia constantemente as alternativas de financiamento de suas operações.

Em 30 de setembro de 2023, a Companhia utilizou como principais fontes de financiamento recursos do BNDES.

Em 31 de dezembro de 2022, a Companhia utilizou como principais fontes de financiamento recursos do BNDES e do BASA.

No exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2021, a Companhia utilizou como principais fontes de financiamento recursos do BNDES e empréstimos em moeda estrangeira, cuja variação cambial está protegida por operações de *swap*, e recursos oriundos de emissão de debêntures.

e. Fontes de financiamento para capital de giro e para investimentos em ativos não-circulantes que pretende utilizar para cobertura de deficiências de liquidez

Em que pese os Diretores não prevejam qualquer situação de deficiência de liquidez, a Companhia possui linhas de crédito previstas (capital de giro, financiamento de longo prazo e fiança bancária) perante instituições financeiras de primeira linha.

Em caso de necessidade de financiamento para capital de giro, a Companhia pretende utilizar prioritariamente linhas de crédito disponíveis no mercado junto a instituições financeiras de primeira linha. Para fins de financiamento de ativos não circulantes, a Companhia pretende utilizar prioritariamente recursos de financiamentos de longo prazo diretamente junto ao BNDES ou por meio de outros bancos de fomento.

Além disso, em razão do elevado *rating* atribuído pela agência de classificação de risco *Fitch Ratings*, a Companhia tem acesso tempestivo ao mercado de capitais para eventuais necessidades de levantamento de recursos financeiros.

[1] Banco Repassador: Itaú BBA.

2.1 Condições financeiras e patrimoniais

f. Níveis de endividamento e as características de tais dívidas, descrevendo ainda:

As principais informações sobre as dívidas contratadas com Instituições Financeiras, em 30 de setembro de 2023, estão descritas a seguir:

(i) contratos de empréstimo e financiamento relevantes

Condições das principais dívidas contratadas		Condições de Pagamento			
	Remuneração	**Encargos**	**Principal**	**Vencimento**	**Saldos em 30.09.2023 (R$ milhões)**
Controladora					
Empréstimos e financiamentos					
Moeda nacional					
BNDES - Assuruá	IPCA + 6,70% a.a.	Mensais	Mensais	12.2046	705
Moeda estrangeira (dólar)					
BNP Paribas III	2,5400% a.a. com *swap* para CDI + 1,70% a.a.	Semestrais	03.2024	03.2024	619
MUFG V	1,8914% a.a. até 10.2021 e 2,0057% a.a. até 10.2025 ambos com swap para CDI + 1,32% a.a.	Semestrais	50% em 10.2024 e 50% em 10.2025	10.2025	430
Scotiabank IV	2,002% a.a. com swap para CDI + 1,35% a.a.	Semestrais	07.2026	07.2026	454

2.1 Condições financeiras e patrimoniais

	Condições de Pagamento				
	Remuneração	**Encargos**	**Principal**	**Vencimento**	**Saldos em 30.09.2023 (R$ milhões)**
Controladas					
Empréstimos e financiamentos					
Ferrari					
BNDES Ampliação	TJLP + 1,76% a.a. [b]	Mensais	Mensais	07.2032	42
Assú V					
BNB	IPCA + 1,7624% a.a.	Trimestrais a partir de 07.2023; Mensais a partir de 08.2023	Mensais a partir de 08.2023	07.2038	86
BNB	IPCA médio 12 meses + 4,4108% a.a.	Trimestrais a partir de 05.2022; Mensais a partir de 09.2024	Mensais a partir de 09.2024	08.2039	9
Conjunto Eólico Campo Largo					
BNDES	TJLP + 2,52% a.a. [b]	Mensais	Mensais	06.2035	374
BNDES	TJLP + 1,82% a.a. [b]	Mensais	Mensais	06.2035	436
Conjunto Eólico Umburanas - Fase I					
BNDES	IPCA + 3,91% a.a.	Mensais	Mensais	12.2038	1.264
Gralha Azul					
BNDES	IPCA + 3,83% a.a.	Mensais, a partir de outubro de 2023	Mensais, a partir de outubro de 2023	03.2044	1.946
Conjunto Eólico Campo Largo II					
BNDES	IPCA + 4,23% a.a.	Mensais, a partir de setembro de 2021	Mensais, a partir de setembro de 2021	12.2039	1.377
Novo Estado					
BNDES	IPCA + 4,67% a.a.	Mensais, a partir de novembro de 2022	Mensais, a partir de novembro de 2022	05.2044	2.178
BASA	IPCA + 1,4452% a.a.	Mensais, a partir de novembro de 2022	Mensais, a partir de novembro de 2022	08.2044	771
Santo Agostinho					
BNDES	IPCA + 6,16% a.a.	Mensais	Mensais	11.2045	1.018
Floresta e Paracatu					
BNDES	TJLP + 2,15% a.a.	Mensais	Mensais	10.2036	249
BNDES	IPCA + 4,98% a.a.	Mensais	Mensais	10.2038	511

[a] O banco é o seguinte: Itaú BBA.

[b] O montante correspondente à parcela da TJLP que exceder 6% a.a. é incorporado ao principal.

2.1 Condições financeiras e patrimoniais

Informações adicionais sobre os contratos de empréstimos e financiamentos de valores mais relevantes da Companhia e de suas controladas

- **Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES):**

O financiamento foi utilizado principalmente para implantação do Projeto Assuruá.

- **Financiamentos contratados pelas Controladas:**

Os financiamentos contratados pelas controladas consolidadas na Companhia são na modalidade *Project Finance*. Para tal, foram constituídas Sociedades de Propósitos Específicos (SPE) para a implantação dos respectivos projetos.

- **Empréstimos tomados em moeda estrangeira**

Em 30 de setembro de 2023, a Companhia havia contratado empréstimos em moeda estrangeira com os seguintes bancos: **(i)** Scotiabank; **(ii)** BNP Paribas; e **(iii)** MUFG Bank LTD. (MUFG), sendo os recursos captados, principalmente, com a finalidade de compor capital de giro da Companhia.

A Companhia mantém contratos de operações de *swap* com subsidiárias brasileiras das mesmas instituições financeiras as quais contratou empréstimos em dólar, a fim de proteger fluxos futuros de pagamentos de principal e juros, contra a flutuação da taxa cambial. Estas operações foram designadas como instrumentos de *hedge*, convertendo o empréstimo em dólar para real e a taxa fixa para uma taxa flutuante (CDI).

O vencimento do principal e a amortização dos juros dos empréstimos e dos *hedges* ocorrerão exatamente nas mesmas datas. É válido destacar que a Política de Investimentos e Derivativos da Companhia estabelece que a utilização de instrumentos financeiros derivativos fica restrita à proteção de riscos (*hedge*) e deve ser mantida correlação estreita quanto ao perfil da dívida, volumes e prazos.

As principais condições dos empréstimos e das operações de *swap* e NDF contratados foram as seguintes:

	Valor		Empréstimo e posição ativa do *swap* e NDF	Posição passiva do *swap* e NDF	
Bancos	**US$ milhões**	**R$ milhões**	**US$ + Juros (a.a.)**	**Condição**	**Vencimento**
BNP Paribas III	125	632	2,54%	CDI + 1,70% a.a.	03.2024
MUFG V	95	500	1,8914% a.a. até 10.2021 e 2,0057% a.a. até 10.2025	CDI + 1,32% a.a.	10.2025
Scotiabank IV	102	530	2,002% a.a.	CDI + 1,35% a.a.	07.2026

Garantias dos empréstimos e financiamentos

As garantias dos empréstimos e financiamento visam assegurar ao credor o pagamento dos serviços de dívida, com o BNDES, BNB, BASA e debêntures, emitidas pela Companhia e por suas controladas, assim como o pagamento dos serviços de operação e manutenção, em caso de inadimplemento das beneficiárias, conforme previsto nos instrumentos contratuais. São constituídas, em sua maioria, pelo montante equivalente a três meses do serviço da dívida e a três meses das despesas contratuais de operação e de manutenção.

A Companhia mantém garantia para os empréstimos e financiamentos a seguir descritos. Para os demais empréstimos não há garantias concedidas pela Companhia.

- **BNDES, Repasse BNDES (Banco) e BASA**

2.1 Condições financeiras e patrimoniais

(i) **Financiamento de Projetos Eólicos:** (a) cessão dos direitos emergentes da autorização; (b) cessão de direitos creditórios; (c) penhor da totalidade das ações representativas do capital social das controladas; (d) penhor de bens e equipamentos relativos aos projetos; (e) conta reserva em montante equivalente a 3 meses do serviço da dívida; (f) conta reserva em valor correspondente a 3 meses das despesas contratuais de operação e de manutenção; e (g) fiança corporativa da ENGIE Brasil Energia ou da ECP.

(ii) **Financiamento de Projetos Solares: (**a) cessão dos direitos emergentes da autorização; (b) cessão de direitos creditórios; (c) penhor da totalidade das ações representativas do capital social das controladas; (d) penhor de bens e equipamentos relativos aos projetos; (e) conta reserva em montante equivalente a 3 meses do serviço da dívida; e (f) conta reserva em valor correspondente a 3 meses das despesas contratuais de operação e de manutenção.

(iii) **Financiamento de empreendimento de transmissão:** (a) cessão dos direitos emergentes da concessão; (b) cessão de direitos creditórios; (c) penhor da totalidade das ações representativas do capital social das controladas; (d) conta reserva em montante equivalente a 3 meses do serviço da dívida; e (e) fiança corporativa da ENGIE Brasil Energia ou fiança bancária.

- **BNB**

Financiamento de empreendimento solar fotovoltaico: (a) fiança corporativa da ECP ou fiança bancária; e (b) conta reserva em valor mínimo equivalente a 4,09% do saldo devedor total do financiamento.

2.1 Condições financeiras e patrimoniais

(ii) outras relações de longo prazo com instituições financeiras

a) Debêntures

São representadas pelas debêntures emitidas pela Companhia e pelas controladas Jaguara e Miranda. Em 30 de setembro de 2023, a Companhia possuía vigentes estas emissões:

				Condições de Pagamento		Em R$ milhões
	Quantidade	Remuneração	Garantia	Juros / Variação Monetária	Principal	30.09.2023
Controladora:						
5ª Emissão - Série única	165.000	IPCA + 6,3000% a.a.	Sem garantia	Anualmente em dezembro	3 parcelas anuais a partir de 12.2022	192
6ª Emissão - Série 2	353.400	IPCA + 6,2515% a.a.	Sem garantia	Anualmente em julho	3 parcelas anuais a partir de 07.2024	507
7ª Emissão - Série 1	515.353	IPCA + 5,6579% a.a.	Sem garantia	Anualmente em julho	2 parcelas anuais a partir de 07.2024	688
7ª Emissão - Série 2	231.257	IPCA + 5,9033% a.a.	Sem garantia	Anualmente em julho	3 parcelas anuais a partir de 07.2026	307
9ª Emissão – Série 1	576.095	IPCA + 3,7000% a.a.	Sem garantia	Anualmente em julho	2 parcelas anuais a partir de 07.2025	741
9ª Emissão – Série 2	539.678	IPCA + 3,9000% a.a.	Sem garantia	Anualmente em julho	3 parcelas anuais a partir de 07.2027	693
9ª Emissão – Série 3	378.827	IPCA + 3,6000% a.a.	Sem garantia	Semestralmente em julho e janeiro	2 parcelas anuais a partir de 07.2025	487
9ª Emissão – Série 4	105.400	IPCA + 3,7000% a.a.	Sem garantia	Semestralmente em julho e janeiro	3 parcelas anuais a partir de 07.2027	135
10ª Emissão – Série única	400.000	IPCA + 5,7158% a.a.	Sem garantia	Anualmente em setembro	24 parcelas anuais a partir de 09.2023	428
Controladas:						
Jaguara						
1ª Emissão - Série 2	634.000	IPCA + 6,4962% a.a.	Garantia real	Semestralmente em junho e dezembro	15 parcelas semestrais a partir de 06.2020	735
Miranda						
1ª Emissão - Série 2	386.000	IPCA + 6,4962% a.a.	Garantia real	Semestralmente em junho e dezembro	15 parcelas semestrais a partir de 06.2020	474

2.1 Condições financeiras e patrimoniais

Informações adicionais sobre as debêntures

Para informações sobre as principais características das debêntures emitidas pela Companhia e por suas controladas, vide itens 12.3 e 12.9 deste Formulário de Referência.

b) Ações preferenciais resgatáveis

O Conselho de Administração da Companhia, em reunião realizada em 21.08.2020, aprovou a emissão de ações preferenciais resgatáveis da controlada indireta Novo Estado Participações ("NEP"), todas escriturais, sem valor nominal, sem direito a voto, com prioridade no recebimento de dividendos fixos, no montante total de R$ 500 milhões (R$ 477 milhões, líquido de custos de emissão). A emissão ocorreu em 01.09.2020. As ações dão direito de participar dos dividendos declarados e distribuídos pela NEP de forma prioritária e cumulativa. A partir do semestre imediatamente posterior à entrada em operação do Sistema de Transmissão, os dividendos serão destinados semestralmente, não estando a NEP obrigada a distribuir dividendos antes deste evento.

A quantidade de ações preferenciais resgatáveis emitidas totaliza 95.446.379, subdivididas em 12 classes, com diferentes prazos de resgate, sendo o prazo de resgate da última classe 31.10.2034. Os valores de emissão e de resgate por ação, estão demonstrados a seguir:

	Valor de emissão por ação	Valor capitalizado por ação	Valor de reserva de capital por ação
Novo Estado Participações S.A.	5,2385	2,6192	2,6192

Para efeitos societários na controlada indireta NEP, o valor total da emissão foi alocado parte como capital social integralizado, no montante de R$ 250 milhões, e parte como reserva de capital, no montante de R$ 250 milhões. Para efeitos de registro contábil, de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil, essa transação foi considerada como um instrumento de dívida, portanto, o valor total da emissão foi registrado como passivo não circulante. Não existem direitos diferenciados entre as ações preferenciais e ordinárias além da prioridade no recebimento de qualquer pagamento de proventos ou distribuições pela NEP.

(iii) grau de subordinação entre as dívidas

O grau de subordinação das dívidas está demonstrado a seguir: (i) financiamentos com garantia real; (ii) empréstimos com garantia quirografária e (iii) títulos de dívida com garantia quirografária.

São consideradas dívidas com garantia real todas as dívidas garantidas por garantia real, assim entendidas o penhor, dentre outras garantias reais.

São consideradas dívidas quirografárias todas as dívidas que não possuem garantia ou que possuem garantia fidejussória, assim entendidas a garantia de aval e a fiança, dentre outras garantias fidejussórias.

Adicionalmente, em caso de uma eventual situação de recuperação judicial, a Companhia adotará os preceitos da Lei n° 11.101/05, e suas alterações posteriores, para compor a ordem de preferência em concurso universal de credores.

2.1 Condições financeiras e patrimoniais

(iv) eventuais restrições impostas ao emissor, em especial, em relação a limites de endividamento e contratação de novas dívidas, à distribuição de dividendos, à alienação de ativos, à emissão de novos valores mobiliários e à alienação de controle societário, bem como se o emissor vem cumprindo essas restrições

a) Empréstimos e financiamentos

A Companhia em 30 de setembro de 2023 estava sujeita aos seguintes compromissos contratuais (*covenants*) – índices e limites financeiros – estabelecidos em seus contratos de empréstimos e financiamentos:

Dívida	*Covenants*
Controladora:	
Scotiabank, MUFG e BNP Paribas	(i) Consolidado: Ebitda /despesas financeiras ≥ 2,0 (ii) Consolidado: Dívida bruta /Ebitda ≤ 4,5
BNDES Ampliação Ferrari (Obrigação da Interveniente)	Consolidado: Dívida líquida /Ebitda ≤ 3,5
Controladas[1]:	
BNDES, BNB e BASA	Controladas: Índice de cobertura do serviço da dívida[2] ≥ 1,1 ou ≥ 1,2 ou ≥1,25 ou ≥ 1,3, dependendo da controlada ou ≥ 1,3 dependendo da controlada

(1) Covenants referentes as dívidas das controladas da Companhia.
(2) Índice de cobertura do serviço da dívida: Geração de caixa da atividade / Serviço da dívida.

Os financiamentos contratados junto ao BNDES são formalizados mediante a celebração de contratos de financiamento por meio da abertura de linha de crédito e estão sujeitos às disposições aplicáveis aos contratos do BNDES.

Nos termos dessas disposições, adicionalmente aos *covenants* financeiros descritos na tabela anteriormente apresentada, as controladas tomadoras de empréstimo não podem, sem a prévia autorização do BNDES: (i) conceder preferência a outros créditos; (ii) realizar amortização de ações; (iii) emitir debêntures; (iv) emitir partes beneficiárias; (v) assumir novas dívidas, observadas as ressalvas expressamente previstas nas disposições aplicáveis aos contratos do BNDES; (vi) alienar ou onerar bens de seu ativo permanente; e (vii) distribuir dividendos superiores ao mínimo obrigatório, em algumas controladas.

Adicionalmente, o BNDES poderá decretar o vencimento antecipado do contrato, e exigir imediatamente a dívida, nas hipóteses de inadimplemento das obrigações assumidas perante o mesmo pela empresa beneficiária do crédito, suas subsidiárias, intervenientes, ou entidade integrante do Grupo Econômico ao qual a empresa pertença. Outra hipótese de vencimento antecipado é quando ocorre modificações do controle efetivo, direto ou indireto da empresa beneficiária do crédito sem a autorização prévia do banco. Além destes, outros eventos que afetem a capacidade de operação do projeto, ou que afetem as garantias cedidas ao banco, habitualmente são também hipóteses de vencimento antecipado.

Ainda, itens mais abrangentes como sentença condenatória transitada em julgado em razão da prática de atos que importem em trabalho infantil, trabalho escravo ou crime contra o meio ambiente também são situações que implicam em vencimento antecipado destes tipos de instrumentos financeiros.

Os compromissos financeiros estabelecidos nos contratos de empréstimos e financiamentos estão sendo cumpridos pela Companhia e suas controladas. Os compromissos são apurados anualmente, conforme estabelecido nestes contratos, exceto os contratos da própria Emissora, os quais são apurados trimestralmente.

b) Debêntures

	Dívida	*Covenants*
Controladora	5ª, 6ª, 7ª e 9ª emissões	(i)Consolidado: EBITDA/despesas financeiras ≥ 2,0 (ii)Consolidado: Dívida bruta/EBITDA ≤ 4,5
Jaguara e Miranda	1ª emissão	Índice de cobertura do serviço da dívida ≥ 1,10[1] Índice de cobertura do serviço da dívida ≥ 1,10[1]

(1) Índice de cobertura do serviço da dívida: Geração de caixa da atividade / Serviço da dívida.

2.1 Condições financeiras e patrimoniais

Adicionalmente aos compromissos financeiros descritos na tabela, nos termos das escrituras de emissão das debêntures, a Companhia não pode incorrer nas condicionantes descritas a seguir, sob pena de vencimento antecipado, estando elencados os itens de maior restrição nas emissões de debêntures ativas na Companhia: (i) inadimplemento por prazo superior a 2 dias úteis de obrigações pecuniárias previstas na escritura de emissão das debêntures; (ii) descumprimento de obrigação não pecuniária por prazo superior a 10 dias úteis, ou na hipótese de notificação remetida pelo Agente Fiduciário, após 5 dias úteis da referida comunicação, conforme previsto na escritura de emissão das debêntures; (iii) não pagamento de quaisquer obrigações pecuniárias que, individual ou em conjunto, sejam iguais ou superiores a R$ 100 milhões para a 5ª e 6ª emissões, R$ 120 milhões para a 7ª, e 9ª emissões, R$ 250 milhões para a 10ª emissão e R$ 50 milhões para as controladas; (iv) vencimento antecipado de qualquer dívida cujo valor, individual ou em conjunto, seja superior a R$ 100 milhões para a 5ª e 6ª emissões, R$ 120 milhões para a 7ª e 9ª emissões, R$ 250 milhões para a 10ª emissão e R$ 50 milhões para as controladas; (v) protesto de títulos de responsabilidade da Companhia ou qualquer de suas controladas cujo valor, individual ou em conjunto, seja superior a R$ 100 milhões para a 5ª e 6ª emissões, R$ 120 milhões para a 7ª, e 9ª emissões, R$ 250 milhões para a 10ª emissão e R$ 50 milhões para as controladas, não sanado em 5 dias úteis do recebimento da notificação de protesto; (vi) liquidação, dissolução, extinção ou qualquer forma de reorganização societária das controladas da Companhia e da própria Companhia, exceto se a(s) sociedade(s) sucessória(s) forem, também, controladas, direta ou indiretamente, por empresa do grupo econômico no qual a Companhia está inserida e seus ativos sejam mantidos no grupo econômico da Companhia e cumulativamente não acarrete em redução da classificação de risco da Companhia abaixo de AA (duplo A), em escala local, pela Standard & Poor´s Fitch, ou nota equivalente pela Moodys; (vii) pedido de recuperação judicial, extrajudicial, autofalência ou qualquer procedimento análogo que caracterize estado de insolvência da Companhia ou de suas controladas; (viii) requerimento ou decretação de falência da Companhia ou de suas controladas, exceto se tal requerimento for contestado e houver comprovação de depósito elisivo no prazo legal, se aplicável; (ix) cisão, fusão, incorporação ou qualquer tipo de reorganização societária da Companhia, exceto se: (ix.i) a alteração for aprovada em Assembleia Geral de Debenturistas; (ix.ii) for garantido o direito de resgate aos debenturistas que não concordarem com a reorganização; ou (ix.iii) a sociedade sucessora for controlada, direta ou indiretamente, por empresa do mesmo grupo econômico da Companhia e seus ativos sejam mantidos no grupo econômico da Companhia e cumulativamente não acarrete em redução da classificação de risco da Companhia abaixo de AA (duplo A), em escala local, pela Standard & Poor´s Fitch, ou nota equivalente pela Moodys; (x) alteração no controle acionário direto ou indireto da Companhia, exceto se tal alteração não acarretar em redução da classificação de risco da Companhia; (xi) alienação, inoperância ou paralisação prolongada ou qualquer outra forma de disposição, pela Companhia, de ativos permanentes que representem, de forma individual ou agregada, 25% da capacidade de geração de energia elétrica da Companhia, e que comprovadamente afete a capacidade econômico-financeira da Companhia; (xii) intervenção ou perda da concessão/autorização que represente mais de 25% de sua capacidade instalada, e que comprovadamente afete a capacidade econômico financeira da Companhia para as emissões da Companhia e perda do Contrato de Concessão, exceto se, dentro do prazo de 15 (quinze) Dias Úteis a contar da data de ciência de qualquer desses eventos, a Emissora comprove que houve decisão favorável à reversão do cancelamento, suspensão, revogação, encampação, caducidade ou extinção ou obteve medida liminar garantindo a continuidade da prestação dos serviços e desde que referida liminar não seja cassada para as controladas; (xiii) transformação do tipo societário da Companhia; (xiv) redução do capital social da Companhia, exceto se aprovado em Assembleia Geral de Debenturistas; (xv) pagamento de dividendos, juros sobre capital próprio ou qualquer outra participação no lucro prevista no Estatuto Social, ressalvado o pagamento do dividendo mínimo obrigatório previsto na Lei das Sociedades por Ações, caso a Companhia esteja em mora com relação ao pagamento de qualquer obrigação pecuniária relativa às debêntures; (xvi) cessão, promessa de cessão ou qualquer forma de transferência ou promessa de transferência a terceiros dos direitos e das obrigações assumidas com a emissão das debêntures, sem que haja a prévia autorização dos debenturistas; (xvii) não renovação, cancelamento, revogação ou suspensão das autorização, concessões, subvenções, alvarás ou licenças necessárias

2.1 Condições financeiras e patrimoniais

para o exercício das atividades da Companhia que implique na interrupção ou suspensão de 25% da capacidade de geração da Companhia e cause um efeito significativo na capacidade da Companhia cumprir com as obrigações advindas da Escritura de emissão das debêntures; (xviii) não cumprimento de qualquer decisão judicial, administrativa ou sentença judicial, transitada em julgado e que não caiba recurso ou sentença arbitral não sujeita a recurso, em valor individual ou agregado igual ou superior a R$ 100 milhões para a 5ª e 6ª emissões, R$ 120 milhões para a 7ª e 9ª emissões, R$ 250 milhões para a 10ª emissão e R$ 50 milhões para as controladas; (xix) não manutenção de classificação de risco corporativo igual ou superior a AA, em escala local, pela Standard & Poor's, Fitch ou nota equivalente pela Moody's; e (xx) não utilização dos recursos provenientes da emissão das debêntures conforme descrito na Escritura de emissão da mesma.

Os *covenants* financeiros e restrições estão sendo integralmente cumpridos pela Companhia.

Os contratos de empréstimo e financiamento relevantes que possuem cláusula de vencimento antecipado cruzado (*cross-default* ou *cross acceleration)*, são os listados abaixo:

Tipo	Emissor		Credor	Contratos	Threshold (Em R$ milhões)	Observações	Tal sujeição se aplica também a eventual descumprimento de *covenants* e/ou declaração de vencimento antecipado de dívidas de outras empresas do seu grupo econômico.
Debêntures	Companhia	EBE	Debenturistas	EBE - Debêntures - 05ª Emissão	100	*Cross-default* acionado em caso de inadimplemento pela Emissora ou suas Controladas.	Sim.
Debêntures	Companhia	EBE	Debenturistas	EBE - Debêntures - 06ª Emissão	120	*Cross-default* acionado em caso de inadimplemento pela Emissora ou suas Controladas Relevantes.	Sim.
Debêntures	Companhia	EBE	Debenturistas	EBE - Debêntures - 07ª Emissão	120	*Cross-default* acionado em caso de inadimplemento pela Emissora ou suas Controladas Relevantes.	Sim.
Debêntures	Companhia	EBE	Debenturistas	EBE - Debêntures - 09ª Emissão	120	*Cross-default* acionado em caso de inadimplemento pela Emissora ou suas Controladas Relevantes.	Sim.
Debêntures	Companhia	EBE	Debenturistas	EBE - Debêntures - 10ª Emissão	250	Threshold atualidado pelo IPCA a partir de set/21. *Cross-default* acionado em caso de inadimplemento pela Emissora ou suas Controladas Relevantes.	Não.
Empréstimo	Companhia	EBE	BNP	EBE - 4131 - BNP - 2020.03 (4y) - Loan	US$ 100 milhões	*Cross-default* acionado em caso de inadimplemento pela Emissora ou suas controladas.	Sim.
Empréstimo	Companhia	EBE	MUFG	EBE - 4131 - MUFG - 2020.10 (5y) - Loan	US$ 100 milhões	*Cross-default* acionado em caso de inadimplemento pela Emissora ou suas controladas.	Sim.
Empréstimo	Companhia	EBE	Scotiabank	EBE - 4131 - Scotia - 2021.07 (5y) - Loan	US$ 100 milhões	*Cross-default* acionado em caso de inadimplemento pela Emissora.	Sim.
Financiamento	Companhia	EBE	BNDES	EBE - Financiamento - BNDES - Assuruá	Qualquer valor	*Cross-default* acionado em caso de inadimplemento nas dívidas do Grupo Econômico junto ao BNDES.	Não.
Financiamento	Controlada	CLWP Fase 1	BNDES	CLWP Fase 1 - Financiamento - BNDES	Qualquer valor	*Cross-default* acionado em caso de inadimplemento nas dívidas do Grupo Econômico junto ao BNDES.	Sim.
Financiamento	Controlada	CLWP Fase 2	BNDES	CLWP Fase 2 - Financiamento - BNDES	Qualquer valor	*Cross-default* acionado em caso de inadimplemento nas dívidas do Grupo Econômico junto ao BNDES.	Sim.

2.1 Condições financeiras e patrimoniais

Tipo	Emissor	Credor	Contratos	Threshold (Em R$ milhões)	Observações	Tal sujeição se aplica também a eventual descumprimento de *covenants* e/ou declaração de vencimento antecipado de dívidas de outras empresas do seu grupo econômico.
Financiamento	Controlada	FERRARI	BNDES	FERRARI - Financiamento - BNDES	Qualquer valor	*Cross-default* acionado em caso de inadimplemento nas dívidas do Grupo Econômico junto ao BNDES.	Sim.
Financiamento	Controlada	FLORESTA	BNDES	FLORESTA - Financiamento - BNDES	Qualquer valor	*Cross-default* acionado em caso de inadimplemento nas dívidas do Grupo Econômico junto ao BNDES.	Sim.
Financiamento	Controlada	GRALHA AZUL	BNDES	GRALHA AZUL - Financiamento - BNDES	Qualquer valor	*Cross-default* acionado em caso de inadimplemento nas dívidas do Grupo Econômico junto ao BNDES.	Sim.
Financiamento	Controlada	NOVO ESTADO	BNDES	NOVO ESTADO - Financiamento - BNDES	Qualquer valor	*Cross-default* acionado em caso de inadimplemento nas dívidas do Grupo Econômico junto ao BNDES.	Sim.
Financiamento	Controlada	PARACATU	BNDES	PARACATU - Financiamento - BNDES	Qualquer valor	*Cross-default* acionado em caso de inadimplemento nas dívidas do Grupo Econômico junto ao BNDES.	Sim.
Financiamento	Controlada	SANTO AGOSTINHO Fase 1	BNDES	SANTO AGOSTINHO Fase 1 - Financiamento - BNDES	Qualquer valor	*Cross-default* acionado em caso de inadimplemento nas dívidas do Grupo Econômico junto ao BNDES.	Sim.
Financiamento	Controlada	UMBURANAS Fase 1	BNDES	UMBURANAS Fase 1 - Financiamento - BNDES	Qualquer valor	*Cross-default* acionado em caso de inadimplemento nas dívidas do Grupo Econômico junto ao BNDES.	Sim.
Financiamento	Companhia	EBE	Itaú	EBE - Finame - Itaú - Trairí	Qualquer valor	*Cross-default* acionado em caso de inadimplemento nas dívidas do Grupo Econômico junto ao BNDES.	Não.

Adicionalmente, vale ressaltar que, considerando os respectivos *thresholds* e especificações demonstradas no quadro acima 85% do endividamento consolidado da Companhia está sujeito a vencimento antecipado cruzado (*cross-default ou cross acceleration*).

g. Limites dos financiamentos contratados e percentuais já utilizados

Em março de 2020, a controlada indireta Gralha Azul contratou financiamento com o BNDES, no valor de R$ 1.481 milhões. O prazo para liberação da totalidade dos recursos é setembro de 2023. Em 2020 foi liberado o montante de R$ 602 milhões, em 2021 o valor liberado foi de R$ 800 milhões, e em 2022 R$ 79 milhões foram liberados, totalizando R$ 1.481 milhões – 100,0%. Os recursos foram destinados ao financiamento da construção do sistema de transmissão.

Em abril de 2020, as controladas indiretas que compõem o Conjunto Eólico Campo Largo II, contrataram financiamento com o BNDES, no valor de R$ 1.243 milhões. O prazo para liberação da totalidade dos recursos é agosto de 2021. Em 2020, foi liberado o montante de R$ 862 milhões e em 2021 R$ 369 milhões, totalizando R$ 1.231 milhões – 99,0%. Os recursos liberados foram destinados ao financiamento da construção das centrais geradoras eólicas do Conjunto Eólico Campo Largo II. Para os recursos remanescente, R$ 12 milhões, não ocorreram despesas financiáveis suficientes para a realização da liberação.

Em junho de 2020, a controlada indireta Novo Estado, contratou financiamentos com o BNDES, no valor de R$ 1.710 milhões. Em 2020 foi liberado o montante de R$ 755 milhões, R$ 910 milhões em 2021 e R$ 45 milhões em 2022, ou seja, foi liberado o percentual total em 2022. Adicionalmente, em agosto de 2020, a controlada indireta Novo Estado, contratou financiamento com o Banco da Amazônia S.A. (BASA), no valor de R$ 800 milhões. Em 2022 foi liberado o

2.1 Condições financeiras e patrimoniais

montante de R$ 70 milhões que, adicionado à liberação ocorrida em 2021 no montante de R$ 730 milhões, completou a liberação do montante total contratado. Os recursos foram destinados ao financiamento da construção do sistema de transmissão.

Em novembro de 2021, a Companhia, por meio das controladas indiretas que compõem o Conjunto Eólico Santo Agostinho – Fase I, contratou financiamento com o BNDES, no valor total de R$ 1.473 milhões. O prazo para a liberação da totalidade dos recursos é janeiro de 2024. Em 2022 foi liberado o montante de R$ 606 milhões. Em abril de 2023 foi liberado o montante de R$ 323 milhões, totalizando – 63,0%. Os recursos serão destinados ao financiamento da construção das centrais geradoras eólicas do conjunto.

Em dezembro de 2022, a Companhia, contratou financiamento com o BNDES no valor total de R$ 1.500 milhões. Em junho de 2023 foi liberado o montante de R$ 708 milhões, 47,2%. Os recursos serão destinados ao financiamento da construção do Conjunto Eólico do Assuruá. O prazo para liberação da totalidade dos recursos é agosto de 2025.

h. Alterações significativas em itens das demonstrações de resultado e de fluxo de caixa

DEMOSNTRAÇÕES DE RESULTADO

Período de nove meses findo em 30 de setembro de 2023 comparado ao período de nove meses findo em 30 de setembro de 2022

(Em R$ milhões, exceto %)	Período de nove meses findo em 30 de setembro de				30.09.2023 x 30.09.2022
	2023	AV (%)	2022	AV (%)	AH (%)
RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA	**8.037**	**100,0%**	**8.805**	**100,0%**	**-8,7%**
CUSTOS OPERACIONAIS	**(3.506)**	**-43,6%**	**(4.623)**	**-52,5%**	**-24,2%**
LUCRO BRUTO	**4.531**	**56,4%**	**4.182**	**47,5%**	**8,3%**
Receitas (despesas) operacionais					
Despesas com vendas	**(42)**	**-0,5%**	**(20)**	**-0,2%**	**110,0%**
Despesas gerais e administrativas	**(261)**	**-3,2%**	**(233)**	**-2,6%**	**12,0%**
Reversão (constituição) de provisão para redução ao valor recuperável de ativos, líquida	**1.140**	**14,2%**	**(45)**	**-0,5%**	**-2.633,3%**
Alienação de subsidiária	**(1.289)**	**-16,0%**	**(84)**	**-1,0%**	**1.434,5%**
Outras despesas operacionais, líquidas	**(65)**	**-0,8%**	**(20)**	**-0,2%**	**225,0%**
Resultado de Participações Societárias					
Equivalência patrimonial	**776**	**9,7%**	**534**	**6,1%**	**45,3%**
LUCRO ANTES DO RESULTADO FINANCEIRO E DOS TRIBUTOS	**4.790**	**59,6%**	**4.314**	**49,0%**	**11,0%**
Resultado financeiro					
Receitas financeiras	**353**	**4,4%**	**454**	**5,2%**	**-22,2%**
Despesas financeiras	**(1.465)**	**-18,2%**	**(1.963)**	**-22,3%**	**-25,4%**
Despesas de concessões a pagar (Uso de Bem Público)	**(426)**	**-5,3%**	**(579)**	**-6,6%**	**-26,4%**
	(1.538)	**-19,1%**	**(2.088)**	**-23,7%**	**-26,3%**
LUCRO ANTES DOS TRIBUTOS SOBRE O LUCRO	**3.252**	**40,5%**	**2.226**	**25,3%**	**46,1%**
Imposto de renda e contribuição social (corrente e diferido)	**(770)**	**-9,6%**	**(452)**	**-5,1%**	**70,4%**
LUCRO LÍQUIDO DO PERÍODO	**2.482**	**30,9%**	**1.774**	**20,1%**	**39,9%**

Receita operacional líquida

A receita operacional líquida passou de R$ 8.805 milhões no período de nove meses findo em 30 de setembro de 2022 para R$ 8.037 milhões no período de nove meses findo em 30 de setembro de 2023, ou seja, houve uma redução de R$ 768 milhões ou 8,7%. Essa variação foi reflexo, principalmente, dos seguintes fatores:

(i) Redução de R$ 316 milhões ou 26,7% no segmento de transmissão; **(ii)** decréscimo na geração e venda de energia do portfólio de R$ 260 milhões ou 3,7%, motivado, substancialmente, pela combinação dos seguintes fatores: (ii.i) R$ 172 milhões de redução na receita com contratos de venda de energia nos ambientes regulado e livre, resultado da redução de quantidade de energia vendida, suavizada pelo aumento do preço médio líquido de venda; (ii.ii)

2.1 Condições financeiras e patrimoniais

decréscimo de R$ 66 milhões nas transações realizadas no mercado de curto prazo, principalmente na Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), mais detalhes estão descritos no item "Detalhamento das Operações de Curto Prazo"; e (ii.iii) decréscimo de R$ 6 milhões na remuneração dos ativos financeiros de concessão correspondentes à parcela do pagamento pela outorga das concessões das Usinas Hidrelétricas Jaguara e Miranda referente à energia destinada ao Ambiente de Contratação Regulada (ACR), pela redução da inflação entre os períodos analisados; e (iii) redução de R$ 185 milhões ou 36,5% no segmento de *trading* oriunda, principalmente, do decréscimo da receita das operações realizadas.

Custos operacionais

Os custos operacionais passaram de R$ 4.623 milhões no período de nove meses findo em 30 de setembro de 2022 para R$ 3.506 milhões no período de nove meses findo em 30 de setembro de 2023, ou seja, houve uma redução de R$ 1.117 milhões ou 24,2%. Essa variação foi reflexo, principalmente, dos seguintes fatores: (i) redução de R$ 537 milhões ou 68,0% nos custos do segmento de transmissão, principalmente pela redução dos custos de construção; (ii) redução de R$ 396 milhões ou 11,9% nos custos do segmento de geração e venda de energia do portfólio da Companhia; (iii) redução de R$ 181 milhões ou 36,3% nos custos de operações de *trading* de energia; e (iv) redução de R$ 3 milhões nos custos de venda e instalação de painéis solares.

Receitas (despesas) operacionais

- **Alienação de subsidiária:**

Em 31 de maio de 2023, após o cumprimento das condições precedentes, foi concluída a operação de venda da participação societária que a Companhia possuía na subsidiária Usina Termelétrica Pampa Sul S.A. ("Pampa Sul"). Nesta data, a sociedade deixou de ser controlada pela Companhia, passando também a não ser consolidada. O resultado com a alienação de subsidiária no período de nove meses findo em 30 de setembro de 2023 foi de R$ 1.289 milhões, e no período de nove meses findo em 30 de setembro de 2022 foi de R$ 84 milhões.

As operações de alienação de subsidiárias ocorridas no período de nove meses findo em 30 de setembro de 2022 são compostas pelas alienações das subsidiárias (i) ENGIE Geração Solar Distribuída (EGSD), em 21 de fevereiro de 2022. O resultado com a alienação em subsidiária de painéis solares no período de nove meses findo em 30 de setembro de 2022 de R$ 94 milhões, e reversão do *impairment* de painéis solares no período de nove meses findo em 30 de setembro de 2022 de R$ 118 milhões; e (ii) Norte Catarinense Ltda, em 1° de setembro de 2022, o resultado com a alienação do ativo, líquido dos custos de venda, foi de R$ 10 milhões no período de nove meses findo em 30 de setembro de 2022. Naquelas datas, as sociedades deixaram de ser controladas pela Companhia, passando também a não serem consolidadas.

- **Reversão (provisão) para redução ao valor recuperável de ativos, líquida (*Impairment*):**

Adicionalmente, além da reversão do *impairment* referente à alienação da Pampa Sul, no montante de R$ 1.243 milhões, em decorrência da alienação, no período de nove meses findo em 30 de setembro de 2023 a Companhia reconheceu provisão no montante de R$ 103 milhões, referente ao sinistro ocorrido no Conjunto Fotovoltaico Paracatu em decorrência de vento forte na região do município de Paracatu (MG), no dia 02 de abril 2023.

Durante o acumulado no período de nove meses findo em 30 de setembro de 2022, além da reversão do *impairment* referente à alienação da EGSD, a Companhia reconheceu R$ 163 milhões de *impairment*, este efeito não recorrente, foi motivado pela intenção firme de venda da UTE Pampa Sul, cuja avaliação preliminar dos valores de venda foi inferior aos seus valores contábeis.

2.1 Condições financeiras e patrimoniais

- **Outras despesas operacionais, líquidas:**

Durante o período de nove meses findo em 30 de setembro de 2022, a Companhia teve uma despesa de R$ 21 milhões referente, substancialmente, à baixa de ativos da UTE Pampa Sul, decorrente de manutenções realizadas no ano de 2022.

Resultado de Equivalência Patrimonial

Entre os períodos comparados, o resultado de equivalência patrimonial aumentou R$ 242 milhões ou 45,3%, passando de R$ 534 milhões no período de nove meses findo em 30 de setembro de 2022 para R$ 776 milhões no período de nove meses findo em 30 de setembro de 2023.

Resultado financeiro

- **Receitas financeiras:** no comparativo entre os períodos de nove meses findos em 30 de setembro de 2023 e 2022, as receitas financeiras reduziram R$ 101 milhões ou 22,2%, passando de R$ 454 milhões no período de nove meses findo em 30 de setembro de 2022 para R$ 353 milhões no período de nove meses findo em 30 de setembro de 2023, em virtude, principalmente, da redução dos saldos de aplicações financeiras nos períodos em questão e suavizada pelo acréscimo do CDI.

- **Despesas financeiras:** as despesas reduziram de R$ 1.963 milhões no período de nove meses findo em 30 de setembro de 2022 para R$ 1.465 milhões no período de nove meses findo em 30 de setembro de 2023, ou seja, R$ 498 milhões ou 25,4%, resultado da combinação, principalmente, da redução de R$ 455 milhões sobre a dívida, entre os trimestres analisados, devido (i) à redução de R$ 319 milhões em juros sobre a dívida, em virtude da liquidação de instrumentos de dívida em montantes significativos ao longo do ano de 2022 e (ii) pela redução de R$ 136 milhões relativos à atualização monetária, em decorrência da redução dos índices inflacionários.

- **Despesas de concessões a pagar (Uso de Bem Público):** as despesas de concessões a pagar reduziram R$ 153 milhões, ou seja 26,4%, passando de R$ 579 milhões no período de nove meses findo em 30 de setembro de 2022 para R$ 426 milhões no período de nove meses findo em 30 de setembro de 2023, resultado dos seguintes efeitos: (i) redução de R$ 175 milhões de atualização monetária, em decorrência, principalmente, da redução do IPCA e do IGPM entre os períodos; e (ii) R$ 22 milhões de acréscimo pela atualização a valor presente das concessões a pagar.

Imposto de Renda e Contribuição Social (corrente e diferido)

Os valores apurados de imposto de renda e contribuição social (corrente e diferido), aumentaram R$ 318 milhões ou 70,4%, passando de R$ 452 milhões no período de nove meses findo em 30 de setembro de 2022 para R$ 770 milhões no período de nove meses findo em 30 de setembro de 2023. A variação foi motivada, principalmente, pelo aumento do lucro antes dos tributos sobre o lucro entre os períodos observados.

Lucro Líquido

Em decorrência dos fatores mencionados acima, o lucro líquido no período de nove meses findo em 30 de setembro de 2023 foi de R$ 2.482 milhões, comparado a R$ 1.774 milhões apresentados no período de nove meses findo em 30 de setembro de 2022.

2.1 Condições financeiras e patrimoniais

Exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2022 comparado com o exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2021

(Em R$ milhões, exceto %)	Exercício social encerrado em 31 de dezembro de				31.12.2022 x 31.12.2021
	2022	AV (%)	2021	AV (%)	AH (%)
RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA	**11.907**	**100,0%**	**12.541**	**100,0%**	**-5,1%**
CUSTOS OPERACIONAIS	**(6.317)**	**-53,1%**	**(6.629)**	**-52,9%**	**-4,7%**
LUCRO BRUTO	**5.590**	**46,9%**	**5.912**	**47,1%**	**-5,4%**
Receitas (despesas) operacionais					
Despesas com vendas	(27)	-0,2%	(29)	-0,2%	-6,9%
Despesas gerais e administrativas	(339)	-2,8%	(301)	-2,4%	12,6%
Provisão para redução ao valor recuperável de ativos, líquida	(67)	-0,6%	(1.076)	-8,6%	-93,8%
Alienação de subsidiária	(84)	-0,7%	(200)	-1,6%	-58,0%
Outras receitas (despesas) operacionais, líquidas	1	0,0%	(9)	-0,1%	-111,1%
	(516)	**-4,3%**	**(1.615)**	**-12,9%**	**-68,0%**
Resultado de Participações Societárias					
Equivalência patrimonial	727	6,1%	602	4,8%	**20,8%**
LUCRO ANTES DO RESULTADO FINANCEIRO E DOS TRIBUTOS	**5.801**	**48,7%**	**4.899**	**39,1%**	**18,4%**
Resultado financeiro					
Receitas financeiras	585	4,9%	281	2,2%	108,2%
Despesas financeiras	(2.373)	-19,9%	(2.310)	-18,4%	2,7%
Despesas de concessões a pagar (Uso de Bem Público)	(727)	-6,1%	(1.050)	-8,4%	-30,8%
	(2.515)	**-21,1%**	**(3.079)**	**-24,6%**	**-18,3%**
LUCRO ANTES DOS TRIBUTOS SOBRE O LUCRO	**3.286**	**27,6%**	**1.820**	**14,5%**	**80,5%**
Imposto de renda e contribuição social (corrente e diferido)	(621)	-5,2%	(255)	-2,0%	143,5%
LUCRO LÍQUIDO DO EXERCÍCIO	**2.665**	**22,4%**	**1.565**	**12,5%**	**70,3%**

Receita operacional líquida

A receita operacional líquida passou de R$ 12.541 milhões no exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2021 para R$ 11.907 milhões no exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2022, ou seja, houve uma redução de R$ 634 milhões ou 5,1%. Essa variação foi reflexo, principalmente, dos seguintes fatores:

(i) Aumento na geração e venda de energia do portfólio de R$ 951 milhões ou 11,1%, motivado, substancialmente, pelos seguintes efeitos positivos: (i.i) R$ 1.187 milhões na receita com contratos de venda de energia nos ambientes regulado e livre, resultado da combinação das variações de quantidade de energia vendida e do preço médio líquido de vendas; e (i.ii) R$ 37 milhões na receita de indenizações. Esses efeitos foram parcialmente atenuados por decréscimos de: (i.iii) R$ 214 milhões nas transações realizadas no mercado de curto prazo, principalmente na Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), mais detalhes podem ser obtidos em "Detalhamento das Operações de Curto Prazo"; e (i.iv) R$ 71 milhões na remuneração dos ativos financeiros de concessão correspondentes à parcela do pagamento pela outorga das concessões das Usinas Hidrelétricas Jaguara e Miranda referente à energia destinada ao Ambiente de Contratação Regulada (ACR), pela menor inflação entre os períodos analisados. Adicionalmente, ocorreu **(ii)** redução de R$ 1.133 milhões ou 40,0% no segmento de transmissão e **(iii)** redução de R$ 428 milhões ou 38,5% no segmento de *trading* oriundo, principalmente, das reduções da receita das operações realizadas.

Custos operacionais

No exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2022, os custos operacionais atingiram R$ 6.317 milhões, redução de R$ 312 milhões ou 4,7% aos custos no exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2021, de R$ 6.629 milhões. Esta redução foi reflexo da combinação dos seguintes fatores: **(i)** aumento de R$ 1.584 milhões ou 54,3% no segmento de geração e venda de energia do portfólio; **(ii)** redução de R$ 1.424 milhões ou 55,5% nos custos do segmento de transmissão; **(iii)** redução de R$ 424 milhões ou 38,9% nos custos de operações de *trading* de energia; e **(iv)** redução de R$ 48 milhões ou 94,1% nos custos de painéis solares.

2.1 Condições financeiras e patrimoniais

Receitas (despesas) operacionais

- **Provisão para redução ao valor recuperável de ativos, líquida:** Na comparação entre os exercícios sociais encerrados em 31 de dezembro de 2021 e 2022, a provisão para redução ao valor recuperável de ativos, líquida reduziu R$ 1.009 milhões ou 93,8%, passando de R$ 1.076 milhões em 2021 para R$ 67 milhões no exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2022. A variação é explicada pelos seguintes efeitos em 2021, não recorrentes: (i) reconhecimento de *impairment* em decorrência da intenção firme de venda das subsidiárias UTE Pampa Sul e ENGIE Geração Solar Distribuída (EGSD), cuja avaliação preliminar dos valores de venda foi inferior aos seus valores contábeis; parcialmente atenuado pela (ii) reversão de *impairment* da subsidiária Diamante, o qual foi realizado em virtude da venda, ocorrida em 18 de outubro de 2021 e (iii) reconhecimento de *impairment* da subsidiária Diamante, em razão da evolução do seu processo de venda. No exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2022 a Companhia complementou o *impairment* da UTE Pampa Sul no montante de R$ 164 milhões e reverteu R$ 118 milhões referente à EGSD, em virtude da venda, ocorrida em 21 de fevereiro de 2022.

- **Alienação de subsidiária:** Em decorrência da estratégia de descarbonização da Companhia, em 18 de outubro de 2021, foi concluída a operação de venda da subsidiária Diamante. Nesta data, a sociedade deixou de ser controlada pela Companhia, passando também a não ser consolidada. O resultado com a alienação de subsidiária, foi de R$ 200 milhões no exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2021. Em 21 de fevereiro e 1º de setembro de 2022, foram concluídas as operações de venda das participações societárias que a Companhia possuía nas subsidiárias EGSD e Norte Catarinense. Nestas datas, as sociedades deixaram de ser controladas pela Companhia, passando também a não serem consolidadas. O resultado com a alienação da EGSD, líquido dos custos de venda foi de R$ 94 milhões, e reversão do *impairment* de R$ 118 milhões, foi de R$ 24 milhões. O resultado com a alienação da Norte Catarinense, líquido dos custos de venda, foi de R$ 10 milhões.

- **Outras receitas (despesas) operacionais, líquidas:** No exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2022, o segmento de transmissão reconheceu o montante de R$ 20 milhões oriundo do ajuste positivo de preço da aquisição de Novo Estado Transmissora de Energia, ajuste que ocorreu após o período de 12 meses de mensuração da combinação de negócios, motivo pelo qual foi registrado no resultado da Companhia. O segmento de Geração reconheceu uma despesa de R$ 22 milhões os quais referem-se, substancialmente, à baixa de ativos da UTE Pampa Sul, decorrente de manutenções realizadas no ano de 2022.

Resultado de Equivalência Patrimonial

Entre os anos comparados, o resultado de equivalência patrimonial aumentou R$ 125 milhões ou 20,8%, passando de R$ 602 milhões no exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2021 para R$ 727 milhões no exercício encerrado em 31 de dezembro de 2022.

Resultado financeiro

- **Receitas financeiras:** no comparativo entre os anos, as receitas financeiras aumentaram R$ 304 milhões ou 108,2%, passando de R$ 281 milhões em 2021 para R$ 585 milhões no exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2022, em virtude, principalmente, do aumento na renda de aplicações financeiras no montante de R$ 290 milhões. Os acréscimos foram motivados, substancialmente, pelo aumento do CDI entre os anos analisados.

- **Despesas financeiras:** as despesas aumentaram de R$ 2.310 milhões em 2021 para R$ 2.373 milhões em 2022, ou seja, R$ 63 milhões ou 2,7%, resultado da combinação, principalmente, dos seguintes efeitos: (i) acréscimo de R$ 18 milhões sobre dívida, entre os anos analisados, dos quais: (i.i) aumento de R$ 348 milhões de juros, em razão,

2.1 Condições financeiras e patrimoniais

principalmente, da emissão de debêntures e contratação de empréstimos e financiamentos ao longo dos anos de 2021 e 2022; (i.ii) redução de R$ 330 milhões de atualização monetária, pela variação da inflação.

- **Despesas de concessões a pagar (Uso de Bem Público):** as despesas de concessões a pagar reduziram R$ 323 milhões, ou 30,8%, passando de R$ 1.050 milhões em 2021 para R$ 727 milhões no exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2022, resultado dos seguintes efeitos: (i) redução de R$ 414 milhões de atualização monetária, motivada, principalmente, pela alteração do índice inflacionário do contrato de concessão da Usina Hidrelétrica Cana Brava, a partir de outubro de 2021, para IPCA em substituição ao IGP-M, bem como pela desaceleração do IPCA; e (ii) R$ 91 milhões de aumento pela atualização a valor presente das concessões a pagar.

Imposto de Renda e Contribuição Social (corrente e diferido)

Os valores apurados de imposto de renda e contribuição social (corrente e diferido), no acumulado do ano, aumentaram R$ 366 milhões ou 143,5%, passando de R$ 255 milhões em 2021 para R$ 621 milhões no exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2022. A variação foi motivada, principalmente, pelo aumento do lucro antes dos tributos sobre o lucro entre os períodos observados.

Lucro Líquido

Em decorrência dos fatores mencionados acima, o lucro líquido no exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2022 foi de R$ 2.665 milhões, comparado a R$ 1.565 milhões apresentados no exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2021.

Exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2021 comparado com ao exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2020

(Em R$ milhões, exceto %)	Exercício social encerrado em 31 de dezembro de				31.12.2021 x 31.12.2020
	2021	AV (%)	2020	AV (%)	AH (%)
RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA	12.541	100,0	12.259	100,0	2,3
CUSTOS OPERACIONAIS	(6.629)	(52,9)	(6.796)	(55,3)	(2,5)
LUCRO BRUTO	5.912	47,1	5.463	44,7	8,2
Receitas (despesas) operacionais					
Despesas com vendas	(29)	(0,2)	(25)	(0,2)	16,0
Despesas gerais e administrativas	(301)	(2,4)	(252)	(2,1)	19,4
Provisão para redução ao valor recuperável de ativos, líquida	(1.076)	(8,6)	(99)	(0,8)	986,9
Alienação de subsidiária	(200)	(1,6)	-	--	-
Outras receitas (despesas) operacionais, líquidas	(9)	(0,1)	(5)	-	80,0
	(1.615)	(12,9)	(381)	(3,1)	323,9
Resultado de Participações Societárias					
Equivalência patrimonial	602	4,8	487	4,0	23,6
LUCRO ANTES DO RESULTADO FINANCEIRO E DOS TRIBUTOS	4.899	39,0	5.569	45,6	(12,0)
Resultado financeiro					
Receitas financeiras	281	2,2	255	2,1	10,2
Despesas financeiras	(3.360)	(26,8)	(2.137)	(17,4)	57,2
	(3.079)	(24,6)	(1.882)	(15,4)	63,6
LUCRO ANTES DOS TRIBUTOS SOBRE O LUCRO	1.820	14,4	3.687	30,2	(50,6)
Imposto de renda e contribuição social	(255)	(2,0)	(890)	(7,3)	(71,3)
LUCRO LÍQUIDO	1.565	12,4	2.797	22,9	(44,0)
LUCRO POR AÇÃO - BÁSICO E DILUÍDO - EM REAIS	**1,92**		**3,43**		

(1) Geração solar distribuída.

Receita operacional líquida

A receita operacional líquida passou de R$ 12.259 milhões em 2020 para R$ 12.541 milhões em 2021, ou seja, elevação de R$ 282 milhões (2,3%). Esse aumento foi reflexo, principalmente, dos seguintes fatores: (i) aumento na geração e venda de energia do portfólio de R$ 22 milhões, motivado, substancialmente, pelos seguintes efeitos positivos: (i.i) R$ 174 milhões na remuneração dos ativos financeiros de concessão relativos à parcela do pagamento pela outorga das concessões das Usinas Hidrelétricas Jaguara e Miranda, referente à energia destinada ao mercado regulado; e (i.ii) R$ 25 milhões nas transações realizadas no mercado de curto prazo, principalmente na CCEE. Esses efeitos foram

2.1 Condições financeiras e patrimoniais

parcialmente atenuados por decréscimos de: (i.iii) R$ 84 milhões não recorrentes, oriundos de recuperação de tributos, em 2020; (i.iv) R$ 46 milhões na receita com contratos de venda de energia nos ambientes regulado e livre, resultado da combinação das variações de quantidade de energia vendida e do preço médio líquido de vendas; (i.v) R$ 34 milhões relativos à indenização de fornecedores, motivada por sinistros e pela cobrança de multa contratual por indisponibilidade, recebidas no ano anterior; e (i.vi) R$ 30 milhões decorrentes de exportação de energia, realizada em 2020. Adicionalmente, ocorreu (ii) elevação de R$ 281 milhões no segmento de transmissão motivado pelo aumento da remuneração de ativo de contrato; (iii) aumento de R$ 29 milhões oriundo, principalmente, do resultado positivo, em 2021, da marcação a mercado das vendas futuras e da maior receita nas transações no mercado de curto prazo, parcialmente atenuada pelo decréscimo observado nas operações realizadas; e (iv) decréscimo de R$ 50 milhões na venda e instalação de painéis solares.

Custos operacionais

Em 2021, os custos operacionais atingiram R$ 6.629 milhões, inferiores em R$ 167 milhões (2,5%) aos custos de 2020, de R$ 6.796 milhões. Esta variação foi reflexo da combinação dos seguintes fatores: (i) decréscimo de R$ 409 milhões (12,3%) no segmento de geração e venda de energia do portfólio; (ii) redução de R$ 31 milhões (37,8%) nos custos de venda e instalação de painéis solares; (iii) diminuição de R$ 17 milhões (1,5%) nos custos de operações de trading de energia; e (iv) acréscimo de R$ 290 milhões (12,8%) nos custos do segmento de transmissão.

Receitas (despesas) operacionais

- **Despesas com vendas, gerais e administrativas:** As despesas com vendas, gerais e administrativas aumentaram R$ 53 milhões (19,1%) entre 2020 e 2021, saindo de R$ 277 milhões em 2020 para R$ 330 milhões em 2021. Esse aumento foi motivado pelo acréscimo de R$ 46 milhões (17,2%) oriundos do segmento de geração e venda de energia do portfólio da Companhia, substancialmente motivado pelos seguintes efeitos: (i) R$ 41 milhões nas despesas com pessoal, principalmente, pelo reconhecimento das despesas decorrentes das adesões ao programa de demissão voluntária, provisão de PLR e bônus e reajuste anual da remuneração dos colaboradores; e (ii) R$ 9 milhões com depreciação e amortização, pelo aumento com amortização de softwares. Esses efeitos foram, parcialmente, atenuados pela redução com contribuições e doações, haja vista a maior criticidade da pandemia ocasionada pela COVID-19 no ano de 2020. Adicionalmente, houve aumento de R$ 7 milhões nos demais segmentos em que a Companhia atua, principalmente, pelo maior gasto com serviços de terceiros.

- **Provisão para redução ao valor recuperável de ativos (*impairment*):** Na comparação anual entre os períodos analisados, o impairment, líquido de reversão aumentou R$ 977 milhões, passando de R$ 99 milhões em 2020 para R$ 1.076 milhões em 2021. Este efeito, não recorrente, foi motivado principalmente (i) pelo reconhecimento de impairment em decorrência da intenção firme de venda das subsidiárias Usina Termelétrica Pampa Sul e EGSD, cuja avaliação preliminar dos valores de venda é inferior aos seus valores contábeis. As vendas estão alinhadas com as diretrizes firmadas pela Companhia; e (ii) reconhecimento de impairment no segundo e terceiro trimestres de 2021 da subsidiária Diamante, em razão da evolução do seu processo de venda.

- **Alienação de subsidiária:** Em decorrência da estratégia de descarbonização da Companhia, em 18.10.2021, foi concluída a operação de venda da subsidiária Diamante. Nesta data, a sociedade deixou de ser controlada pela Companhia, passando também a não ser consolidada. O resultado com a alienação do ativo, líquido dos custos de venda, foi negativo em R$ 200 milhões.

Resultado de Equivalência Patrimonial

Entre os anos comparados, o resultado de equivalência patrimonial aumentou em R$ 115 milhões (23,6%), passando de R$ 487 milhões no ano de 2020 para R$ 602 milhões no ano de 2021.

2.1 Condições financeiras e patrimoniais

Resultado financeiro

- **Receitas financeiras:** No comparativo entre os anos, as receitas financeiras aumentaram R$ 26 milhões (10,2%), passando de R$ 255 milhões em 2020 para R$ 281 milhões em 2021. Essa variação é explicada, essencialmente, pelos seguintes fatores: (i) aumento de R$ 95 milhões na receita com aplicações financeiras, motivado pelo maior montante aplicado e pela variação da taxa de juros observada entre os anos em comparação; (ii) ganho na venda de títulos e valores mobiliários reconhecido no ano de 2021, de R$ 31 milhões; (iii) reconhecimento, não recorrente, de juros sobre impostos e contribuições sociais, no montante de R$ 76 milhões, referentes à atualização financeira sobre recuperação de tributos oriunda de ganho em ação judicial, no ano de 2020; e (iv) reconhecimento, em 2020, de R$ 39 milhões, decorrentes da conclusão por parte do órgão regulador dos efeitos da aplicação de resolução da Aneel, a qual previa a redução do reembolso do carvão mineral adquirido com recursos da Conta de Desenvolvimento Energético (CDE) em função da eficiência energética da unidade geradora.

- **Despesas financeiras:** as despesas aumentaram de R$ 1.207 milhões em 2020 para R$ 2.310 milhões em 2021, ou seja, R$ 1.103 milhões (91,4%), resultado, principalmente, do acréscimo de R$ 1.075 milhõess obre dívida, entre os anos analisados, dos quais: (i) R$ 802 milhões de atualização monetária, pela variação da inflação; e (ii) R$ 273 milhões de juros, em razão, principalmente, da emissão de debêntures e contratação de empréstimos e financiamentos;

- **Despesas de concessões a pagar (Uso de Bem Público):** as despesas de concessões a pagar aumentaram R$ 120 milhões, ou seja 12,9%, passando de R$ 930 milhões em 2021 para R$ 1.050 milhões em 2022, resultado dos seguintes efeitos: (i) R$ 62 milhões de atualização monetária, em virtude, principalmente do acréscimo dos índices inflacionários; e (ii.ii) R$ 58 milhões de aumento de juros.

Imposto de Renda e Contribuição Social sobre o Lucro Líquido (corrente e diferido)

O resultado com imposto de renda e contribuição social (corrente e diferido) reduziu R$ 635 milhões (71,3%), entre os anos analisados, passando de R$ 890 milhões em 2020 para R$ 255 milhões em 2021, em decorrência, principalmente, em decorrência dos seguintes fatos: (i) efeitos tributários sobre os itens não recorrentes reconhecidos, nos anos em análise e pelo, também efeito não recorrente, de recuperação de créditos fiscais, no montante de R$ 31 milhões, relativos a não incidência de IR e CSLL sobre Selic, em 2021; (ii) redução do lucro antes do IR e CSLL entre os períodos observados; (ii) maior benefício de incentivos fiscais em 2021 se comparado à 2020; e (iv) redução dos juros sobre capital próprio.

Lucro Líquido

Em decorrência dos fatores mencionados acima, o lucro líquido no exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2021 foi de R$ 1.565 milhões, comparado a R$ 2.797 milhões apresentados no exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2020.

ANÁLISE DOS FLUXOS DE CAIXA

A tabela a seguir apresenta os valores relativos ao fluxo de caixa consolidado da Companhia para os períodos e exercícios indicados:

2.1 Condições financeiras e patrimoniais

Período de nove meses findo em 30 de setembro de 2023 comparado ao período de nove meses findo em 30 de setembro de 2022

	Período de nove meses findo em 30 de setembro de	
(Em R$ milhões, exceto %)	2023	2022
Caixa líquido gerado pelas atividades operacionais	3.353	2.329
Caixa líquido das atividades de investimento	(1.683)	(1.396)
Caixa líquido das atividades de financiamento	(821)	(2.324)
Redução (aumento) de caixa e equivalentes de caixa	849	(1.391)

Caixa líquido gerado pelas atividades operacionais

O caixa líquido gerado pelas atividades operacionais foi de R$ 3.353 milhões e R$ 2.329 milhões nos períodos de nove meses findos em 30 de setembro de 2023 e 2022, respectivamente. O aumento de R$ 1.024 milhões observado entre os períodos é decorrente, principalmente, de (i) aumento no contas a receber de clientes; (ii) alienação da subsidiária Pampa Sul; (iii) aumento oriundo da RAP (Receita Anual Permitida) construção em virtude da entrada em operação comercial de Novo Estado Transmissora de Energia S.A. e Gralha Azul Transmissão de Energia S.A.

Caixa líquido das atividades de investimento

O caixa líquido consumido pelas atividades de investimento foi de R$ 1.683 milhões e R$ 1.396 milhões nos períodos de nove meses findos em 30 de setembro de 2023 e 2022, respectivamente. O aumento de R$ 287 milhões observado entre os períodos é decorrente, principalmente, de (i) aumento na aplicação de imobilizado e intangível; (ii) ingresso de caixa e equivalente de caixa devido à aquisição dos Conjuntos Fotovoltaicos Floresta e Paracatu que ocorreu nos nove meses de 2022; (iii) aquisição dos Conjuntos Fotovoltaicos Floresta e Paracatu que ocorreu em 2022; e (iv) aumento no pagamento de parcelas de concessões (uso de bem público).

Caixa líquido das atividades de financiamento

O caixa líquido consumido pelas atividades de financiamento foi de R$ 821 milhões e R$ 2.324 milhões nos períodos de nove meses findos em 30 de setembro de 2023 e 2022, respectivamente. A redução de R$ 1.503 milhões observado entre os períodos é decorrente, principalmente, de (i) aporte de capital de acionistas minoritários, líquidos dos custos de emissão em 2023; (ii) aumento na captação de instrumentos de dívida; e (iii) redução no volume de pagamentos de instrumentos de dívida.

Exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2022 comparado com o exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2021

	Exercício social encerrado em 31 de dezembro de	
(Em R$ milhões, exceto %)	2022	2021[1]
Caixa líquido gerado pelas atividades operacionais	3.338	1.989
Caixa líquido das atividades de investimento	(1.784)	(339)
Caixa líquido das atividades de financiamento	(4.474)	(1.033)
Redução (aumento) de caixa e equivalentes de caixa	(2.920)	617

(1) Valores comparativos conforme demonstração contábil publicada na data-base.

Caixa líquido gerado pelas atividades operacionais

O caixa líquido gerado pelas atividades operacionais foi de R$ 3.338 milhões e R$ 1.989 milhões nos exercícios sociais encerrados em 31 de dezembro de 2022 e 2021, respectivamente. O aumento de R$ 1.349 observada entre os períodos é decorrente, principalmente, de (i) aumento do lucro antes dos tributos ajustado; e (ii) aumento oriundo da RAP (Receita Anual Permitida) construção em virtude do início da entrada em operação de Novo Estado Transmissora de Energia S.A. e Gralha Azul Transmissão de Energia S.A.

2.1 Condições financeiras e patrimoniais

Caixa líquido das atividades de investimento

O caixa líquido consumido pelas atividades de investimento foi de R$ 1.784 milhões e R$ 339 milhões nos exercícios sociais encerrados em 31 de dezembro de 2022 e 2021, respectivamente. O aumento de R$ 1.445 observado entre os períodos é decorrente, principalmente, de (i) redução no recebimento de dividendos da controlada em conjunto TAG; (ii) aquisição dos Conjuntos Fotovoltaicos Floresta e Paracatu; (iii) redução no recebimento valores relacionados à alienação de subsidiárias; e (iv) aumento na aplicação de imobilizado e intangível.

Caixa líquido das atividades de financiamento

O caixa líquido consumido pelas atividades de financiamento foi de R$ 4.474 milhões e R$ 1.033 milhões nos exercícios sociais encerrados em 31 de dezembro de 2022 e 2021, respectivamente. O aumento de R$ 3.441 milhões observado entre os períodos é decorrente, principalmente, de (i) redução na captação de instrumentos de dívida; e (ii) aumento no pagamento instrumentos de dívida, líquida de *hedge*.

Exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2021 comparado com o exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2020

	Exercício social encerrado em 31 de dezembro de	
(Em R$ milhões, exceto %)	2021	2020
Caixa líquido gerado pelas atividades operacionais	1.989	1.342
Caixa líquido das atividades de investimento	(339)	(996)
Caixa líquido das atividades de financiamento	(1.033)	323
Redução (aumento) de caixa e equivalentes de caixa	617	669

Caixa líquido gerado pelas atividades operacionais

O caixa líquido gerado pelas atividades operacionais foi de R$ 1.989 e R$ 1.342 nos exercícios sociais encerrados em 31 de dezembro de 2021 e 2020, respectivamente. O aumento líquido de R$ 647 observado entre os períodos é decorrente, principalmente, de (i) aumento no recebimento de clientes; e (ii) aumento da repactuação do risco hidrológico em 2021; (iii) aumento pela alienação da subsidiária Diamante; e (iv) aumento da remuneração do ativo de contrato.

Caixa líquido das atividades de investimento

O caixa líquido consumido pelas atividades de investimento foi de R$ 339 e R$ 996 nos exercícios sociais encerrados em 31 de dezembro de 2021 e 2020, respectivamente. A redução líquida de R$ 657 observado entre os períodos é decorrente, principalmente, de (i) aumento na aplicação de imobilizado e intangível; (ii) redução na aquisição de investimento; e (iii) recebimento pela alienação da subsidiária Diamante.

Caixa líquido das atividades de financiamento

O caixa líquido consumido pelas atividades de financiamento foi de R$ 1.033 no exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2021. O caixa líquido gerado pelas atividades de financiamento foi de R$ 323 no exercício social encerrado em 2020. A redução líquida de R$ 1.357 observada entre os períodos é decorrente, principalmente, de (i) aumento no pagamento de dividendos e juros sobre o capital próprio; (ii) redução no pagamento de instrumentos de dívida; (iii) redução na emissão de instrumentos de dívida; e (iv) aumento dos depósitos vinculados ao serviço da dívida.

2.2 Resultados operacional e financeiro

2.2 – Resultados: os Diretores devem comentar:

a. Resultados das operações da Companhia, em especial:

(i) descrição de quaisquer componentes importantes da receita

A composição da receita operacional líquida da Companhia é a seguinte:

	Período de nove meses findo em 30 de setembro de				Exercício social encerrado em 31 de dezembro de					
	2023	%	2022	%	2022	%	2021	%	2020	%
Em R$ milhões										
Receita operacional bruta										
Distribuidoras de energia elétrica	3.432	42,7%	3.398	38,6%	4.589	38,5%	3.919	31,2%	3.928	32,0%
Consumidores livres	2.641	32,9%	2.823	32,1%	3.772	31,7%	3.461	27,6%	3.510	28,6%
Comercializadoras de energia elétrica	666	8,3%	708	8,0%	954	8,0%	663	5,3%	682	5,6%
Operações de *trading*	354	4,4%	557	6,3%	752	6,3%	1.196	9,5%	1.194	9,7%
Transações no mercado de curto prazo	270	3,4%	343	3,9%	388	3,3%	619	4,9%	594	4,8%
Serviços prestados	147	1,8%	143	1,7%	194	1,6%	173	1,4%	162	1,3%
Exportação de energia	-	-	-	-	-	-	-	-	31	0,3%
Outras receitas	60	0,6%	55	0,7%	103	0,9%	66	0,7%	152	1,4%
	7.570	**94,1%**	**8.027**	**91,3%**	**10.752**	**90,3%**	**10.097**	**80,6%**	**10.253**	**83,7%**
Deduções da receita operacional	**(711)**	**-8,8%**	**(748)**	**-8,5%**	**(1.000)**	**-8,4%**	**(974)**	**-7,8%**	**(1.015)**	**-8,3%**
Outras										
Remuneração de ativo de contrato	634	7,9%	559	6,3%	755	6,3%	681	5,4%	190	1,5%
Remuneração de ativo financeiro de concessão	359	4,5%	365	4,1%	485	4,1%	556	4,4%	382	3,1%
Receita de construção de infraestrutura de transmissão	185	2,3%	601	6,8%	914	7,7%	2.155	17,2%	2.366	19,3%
Ganhos não realizados em operações de *trading*	-	-	1	0,0%	1	0,0%	26	0,2%	-	-
Ganho em ação judicial	-	-	-	-	-	-	-	-	84	0,7%
	1.178	**14,7%**	**1.526**	**17,2%**	**2.155**	**18,1%**	**3.418**	**27,2%**	**3.022**	**24,6%**
Receita operacional líquida	**8.037**	**100,0%**	**8.805**	**100,0%**	**11.907**	**100,0%**	**12.541**	**100,0%**	**12.260**	**100,0%**

(ii) fatores que afetaram materialmente os resultados operacionais

Os fatores que afetaram materialmente os resultados operacionais da Companhia no período de nove meses findo em 30 de setembro de 2023, e no exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2022, 2021 e 2020, estão mencionados a seguir. Informações complementares sobre eles foram detalhadas nos itens 2.1.h e 2.2.a.(i).

30.09.2023:

(i) efeito positivo do reconhecimento da extensão de prazo de concessão;

(ii) redução do volume de compras de energia;

(iii) redução dos custos com combustível próprio;

(iv) aumento no resultado bruto do segmento de transmissão de energia;

(v) maior resultado de participação societária em controlada em conjunto – TAG;

Ainda, vale ressaltar que os efeitos positivos acima mencionados foram parcialmente atenuados pelos seguintes efeitos negativos: (i) impacto negativo da combinação das variações de quantidade de energia vendida e do preço médio líquido de venda; (ii) variação negativa nas transações realizadas no mercado de curto prazo; (iii) aumento dos

2.2 Resultados operacional e financeiro

encargos de uso da rede elétrica e conexão; (iv) aumento dos custos com pessoal; (v) resultado negativo na alienação de subsidiária; e (vi) reconhecimento de *impairment*.

2022

(i) aumento da combinação das variações de quantidade de energia vendida e do preço médio líquido de venda;

(ii) redução no reconhecimento de *impairment* entre os períodos;

(iii) redução nas despesas de concessões a pagar motivada pela desaceleração dos índices de correção;

(iv) aumento no resultado bruto do segmento de transmissão de energia;

(v) redução dos custos com combustível próprio;

(vi) aumento positivo no resultado das transações realizadas no mercado de curto prazo;

(vii) maior resultado de participação societária em controlada em conjunto – TAG; e

(viii) redução do resultado negativo de alienação de subsidiárias.

Ainda, vale ressaltar que os efeitos positivos acima mencionados foram parcialmente atenuados pelos seguintes efeitos negativos: (i) impacto negativo da repactuação do risco hidrológico, haja vista o efeito positivo registrado em 2021, sem efeito em 2022; (ii) aumento do volume de compras de energia; e (iii) redução na receita de ativos financeiros de concessão.

2021

(i) recuperação de custos de energia, haja vista a repactuação do risco hidrológico, em 2021;

(ii) redução do volume de compras de energia;

(iii) aumento na receita de ativos financeiros de concessão; e

(iv) maior resultado de participação societária em controlada em conjunto – TAG.

Esses efeitos foram contrabalanceados pelos seguintes efeitos negativos: (i) aumento nos juros e variação monetária decorrente do aumento do saldo da dívida e elevação dos índices de correção e juros; (ii) reconhecimento de *impairment* das subsidiárias Pampa Sul e EGSD; (iii) reconhecimento de perdas por aumento do CAPEX e postergação da entrada em operação comercial de Gralha Azul e Novo Estado; (iv) aumento no resultado negativo das transações realizadas no mercado de curto prazo; (v) resultado da alienação da venda da subsidiária Diamante; (vi) aumento dos custos com combustível próprio e encargos de uso da rede; (vii) aumento dos custos com materiais e serviços de terceiros; e (viii) redução da combinação das variações de quantidade de energia vendida e do preço médio líquido de venda.

2020

(i) recuperação de custos de energia, haja vista a repactuação do risco hidrológico, em 2020;

(ii) maior resultado de participação societária em controlada em conjunto – TAG;

(iii) aumento no resultado do segmento de transmissão de energia;

2.2 Resultados operacional e financeiro

(iv) combinação das variações de quantidade de energia vendida e do preço médio líquido de venda, e por consequência, aumento nos custos com serviços de terceiros, pessoal, combustível e encargos de uso de rede;

(v) ganho em ação judicial, em 2020; e

(vi) redução nas compras para portfólio.

Esses efeitos foram contrabalanceados pelos seguintes efeitos negativos: (i) aumento nos juros e variação monetária decorrente de dívida devido a emissão de novas debêntures, captação de empréstimos no exterior e captação de novos financiamentos, emissão de ações preferenciais resgatáveis, valores utilizados para a aquisição adicional de TAG, aquisição da Novo Estado, construção dos projetos Conjunto Eólico Campo Largo II, Gralha Azul e Novo Estado; (ii) aumento da variação monetária sobre as concessões a pagar, em especial pelo acréscimo do IGP-M observado em 2020; (iii) acréscimo nos valores de impairment, entre os anos em comparação; (iv) diminuição no resultado das transações realizadas no mercado de curto prazo; (v) incremento das despesas gerais e administrativas; e (vi) redução no resultado de trading de energia.

b. Variações das receitas atribuíveis a modificações de preços, taxas de câmbio, inflação, alterações de volumes e introdução de novos produtos e serviços

As receitas de venda da Companhia são suportadas por contratos com cláusulas de reajuste de preço, em grande parte, pelo IPCA e IGP-M. A receita da Companhia não possui exposição a taxas de câmbio que afete significativamente seu resultado e não foi, substancialmente, afetada pela introdução de novos produtos e serviços.

Na operação de *trading* de energia, a Companhia atua visando auferir resultados com as variações de preço da energia elétrica, dentro de limites de risco e de contrapartes pré-estabelecidos pela Administração da Companhia.

As principais variações das receitas da Companhia em decorrência de modificação de preço e alteração de volume estão explicadas no item 2.2.a (i) acima.

c. Impacto da inflação, da variação de preços dos principais insumos e produtos, do câmbio e da taxa de juros no resultado operacional e no resultado financeiro da Companhia, quando relevante

(i) inflação e variação de preços nos custos de venda de energia elétrica

Compras de energia para gerenciamento de portfólio: estas transações normalmente são realizadas por meio de contratos de médio e longo prazo, os quais possuem seus preços reajustados pelo IPCA e IGP-M. Os impactos médios negativos referentes ao reajuste de preço pelos índices de inflação foram de R$ 42 milhões para o período de nove meses findo em 30 de setembro de 2023, R$ 25 milhões, R$ 14 milhões e 33 milhões, para os exercícios sociais encerrados em 31 de dezembro de 2022, 2021 e 2020, respectivamente.

Encargos de uso de rede elétrica e conexão: são calculados pela multiplicação do montante de uso da rede, em kW, pela tarifa estabelecida anualmente pela Aneel, com base no rateio dos custos totais de conexão e de transmissão observados, e esperados, para todo sistema, e nos índices de reajustes dos contratos de transmissão e conexão vigentes – IPCA e IGP-M. O efeito da variação desses indicadores de inflação no custo da Companhia foi de R$ 56 milhões no período de nove meses findo em 30 de setembro de 2023, R$ 51 milhões, R$ 39 milhões e R$ 21 milhões, nos exercícios sociais encerrados em 31 de dezembro de 2022, 2021 e 2020, respectivamente.

Compensação financeira pela utilização de recursos hídricos (*royalties*): o valor corresponde a 7,0% sobre a quantidade de energia elétrica produzida, valorada por uma Tarifa Anualizada de Referência (TAR) definida pela Aneel, com base no custo de aquisição de energia pela distribuidora, revisto a cada 4 anos.

2.2 Resultados operacional e financeiro

No período de nove meses findo em 30 de setembro de 2023, a TAR teve uma variação de 7,2%, com um impacto negativo para a Companhia, de aproximadamente, R$ 11 milhões. Para o exercício de 2022, a TAR teve uma variação de 10,2%, com impacto negativo no resultado da Companhia de, aproximadamente, R$ 21 milhões. Para o exercício de 2021, a TAR teve uma redução de 4,5%, com impacto positivo no resultado da Companhia de, aproximadamente, R$ 9 milhões. No exercício de 2020, a TAR teve um reajuste de 2,9%, com impacto negativo no resultado da Companhia de, aproximadamente, R$ 6 milhões.

(ii) impactos do câmbio, da inflação e da taxa de juros no resultado financeiro da Companhia

Exposição ao câmbio

As informações referentes à exposição ao câmbio estão descritas no item 2.1 "f" (i) deste Formulário de Referência. A Companhia não possui nenhum compromisso financeiro em moeda estrangeira cuja variação cambial não esteja integralmente protegida por operação de *hedge*.

Exposição ao risco de taxa de juros e índices flutuantes

Em 30 de setembro de 2023, e em 31 de dezembro de 2022, 2021 e 2020, a Companhia estava exposta à taxa de juros e índices flutuantes relacionados às variações da TJLP, taxa DI, do IPCA e do IGP-M.

Os impactos dos juros e da variação monetária no resultado financeiro da Companhia nos períodos acima mencionados foram estes:

	Em 30 de setembro de	Em 31 de dezembro de		
(Valores em R$ milhões)	**2023**	**2022**	**2021**	**2020**
Juros e variação monetária sobre:				
Empréstimos e financiamentos	614	987	1.072	591
Debêntures	494	769	925	516
Ações preferenciais resgatáveis	66	74	29	5
Hedge de valor justo sobre empréstimos	174	372	157	(4)
Total de juros e variação monetária	1.348	**2.202**	**2.183**	**1.108**
Despesas de concessões a pagar (Uso de Bem Público)	426	**727**	**1.050**	**930**

2.3 Mudanças nas práticas contábeis/Opiniões modificadas e ênfases

2.3 – Práticas contábeis: os Diretores devem comentar:

a. Mudanças nas práticas contábeis que tenham resultado em efeitos significativos sobre as informações previstas nos campos 2.1 e 2.2

30.09.2023

Não ocorreram mudanças significativas nas práticas contábeis da Companhia, no período de nove meses findo em 30 de setembro de 2023.

2022

Não ocorreram mudanças significativas nas práticas contábeis da Companhia, no exercício encerrado em 31.12.2022.

2021

Não ocorreram mudanças significativas nas práticas contábeis da Companhia, no exercício encerrado em 31.12.2021.

2020

Não ocorreram mudanças significativas nas práticas contábeis da Companhia, no exercício encerrado em 31.12.2020.

b. Opiniões modificadas e ênfases presentes no relatório do auditor

As informações contábeis intermediárias individuais e consolidadas da Companhia relativas ao período de nove meses findo em 30 de setembro de 2023, bem como as demonstrações contábeis individuais e consolidadas da Companhia relativas aos exercícios sociais encerrados em 31 de dezembro de 2022, 2021 e 2020 não contêm opiniões modificadas ou ênfases presentes no relatório dos auditores independentes da Companhia.

2.4 Efeitos relevantes nas DFs

2.4 – Efeitos relevantes: os Diretores devem comentar os efeitos relevantes que os eventos abaixo tenham causado ou se espera que venham a causar nas demonstrações financeiras do emissor e em seus resultados:

a. Introdução ou alienação de segmento operacional

Os segmentos operacionais da Companhia refletem sua gestão e a sua estrutura organizacional e de acompanhamento de resultados, e estão abaixo sumarizados:

- **Geração:** é o principal negócio da Companhia e compreende as atividades de geração e venda de energia elétrica do portfólio.

- **Transmissão:** a Companhia é a responsável primária pela construção e instalação da infraestrutura relacionada à concessão de transmissão dos Sistemas de Transmissão Gralha Azul, Novo Estado, Gavião Real e Asa Branca e está exposta aos riscos e benefícios da construção e operação desses ativos.

- ***Trading:*** este segmento visa auferir resultados por meio da variação de preços de energia, dentro dos limites de risco pré-estabelecidos. As atividades deste segmento são realizadas pelas controladas ENGIE Trading e EBC.

- **Transporte de gás:** a Companhia também atua nos mercados de gás através de sua controlada em conjunto TAG.

30.09.2023

Os principais segmentos operacionais da Companhia são geração e venda de energia elétrica do portfólio ("Geração"), transmissão de energia elétrica ("Transmissão") e *trading* de energia elétrica ("*Trading*"). Esses segmentos concentraram 85,2%, 10,8% e 4,0%, respectivamente, das receitas operacionais líquidas consolidadas da Companhia no período de nove meses findo em 30 de setembro de 2023.

O segmento de transporte de gás, por meio da controlada em conjunto TAG, é reconhecido no resultado do período como "Resultado de equivalência patrimonial" e representa 31,3% do lucro líquido da Companhia.

No período de nove meses findo em 30 de setembro de 2023, a Companhia não ingressou em novos segmentos e não houve alienação de segmento operacional.

2022

Os principais segmentos operacionais da Companhia são geração e venda de energia elétrica do portfólio ("Geração"), transmissão de energia elétrica ("Transmissão") e *trading* de energia elétrica ("*Trading*"). Esses segmentos concentraram 79,9%, 14,3% e 5,8%, respectivamente, das receitas operacionais líquidas consolidadas da Companhia no exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2022.

O segmento de transporte de gás, por meio da controlada em conjunto TAG, é reconhecido no resultado do exercício como "Resultado de equivalência patrimonial" e representa 27,3% do lucro líquido da Companhia.

Em 2022, a Companhia não ingressou em novos segmentos e houve alienação de segmento operacional, por meio da alienação da EGSD.

Em 21 de fevereiro de 2022, após o cumprimento das condições precedentes, foi concluída a operação de venda da participação societária que a Companhia possuía na subsidiária ENGIE Geração Solar Distribuída ("EGSD"). Nesta data, a sociedade deixou de ser controlada pela Companhia, passando também a não ser consolidada. O preço de venda de 100% da participação acionária na ESGD foi de R$ 14 milhões, composto por duas parcelas: (i) R$ 3 milhões – recebidos no fechamento da operação; (ii) R$ 9 milhões – recebidos em dezembro de 2022 e (iii) até R$ 2 milhões – relacionados a ativos e passivos supervenientes, os quais serão recebidos pela EGSD e repassados à Companhia em

2.4 Efeitos relevantes nas DFs

datas futuras, e ajuste de preço na data de fechamento, líquidos de provisões estimadas para assistência técnica sob responsabilidade da ENGIE.

O *impairment* constituído em anos anteriores foi revertido juntamente com o reconhecimento da receita de venda e do custo do investimento. O *impairment* revertido foi de R$ 118 milhões. Esses efeitos, em conjunto com o reconhecimento da receita de venda (R$ 14 milhões), resultaram em um ganho reconhecido no resultado de R$ 24 milhões.

2021

Os principais segmentos operacionais da Companhia são geração e venda de energia elétrica do portfólio ("Geração"), transmissão de energia elétrica ("Transmissão") e *trading* de energia elétrica ("*Trading*"). Esses segmentos concentraram 68,3%, 22,6% e 8,9%, respectivamente, das receitas operacionais líquidas consolidadas da Companhia em 2021.

O segmento de transporte de gás, por meio da controlada em conjunto TAG, é reconhecido no resultado do exercício como "Resultado de equivalência patrimonial" e representa 38,5% do lucro líquido da Companhia.

Em 2021, a Companhia não ingressou em novos segmentos e não houve alienação de segmento operacional.

2020

Os principais segmentos operacionais da Companhia são geração e venda de energia elétrica do portfólio ("Geração"), transmissão de energia elétrica ("Transmissão") e trading de energia elétrica ("*Trading*"). Esses segmentos concentraram 69,7%, 20,8% e 8,8%, respectivamente, das receitas operacionais líquidas consolidadas da Companhia em 2020.

O segmento de transporte de gás, através da controlada em conjunto TAG, é reconhecido no resultado do exercício como "Resultado de equivalência patrimonial" e representam 17,4% do lucro líquido da Companhia.

Em 2020, a Companhia não ingressou em novos segmentos e não houve alienação de segmento operacional.

b. Constituição, aquisição ou alienação de participação societária

30.09.2023

Emissão de ações preferenciais de subsidiária indireta

Em 07 de junho de2023, foi celebrado Acordo de Investimento na Maracanã Geração de Energia e Participações S.A. ("Maracanã"), entre sua controlada Engie Brasil Energias Complementares Participações Ltda. ("Engie Energias Complementares") e Itaú Unibanco S.A. ("Investidor"), com interveniência e anuência da Maracanã, e de outras partes, regulando, entre outras matérias, a subscrição, pelo Investidor, de novas ações preferenciais de emissão da controlada indireta Maracanã, no valor de R$ 1 bilhão, representando 100% das ações preferenciais e 12,34% do capital social total da Maracanã.

Processo de alienação da subsidiária Usina Termelétrica Pampa Sul S.A. ("Pampa Sul")

Em decorrência da estratégia de descarbonização da Companhia, em 15 de setembro de 2022, foi assinado o Contrato de Aquisição de Ações (SPA - *Share Purchase Agreement*) entre a Companhia e a ENGIE Brasil Energia Comercializadora Ltda. ("EBC"), com as compradoras Grafito Fundo de Investimento em Participações Multiestratégia ("Grafito") e Perfin Space X Fundo de Investimento em Participações em Infraestrutura ("Space X"). O SPA regula a aquisição, pelos compradores, da totalidade da participação societária que as vendedoras possuem na Usina

2.4 Efeitos relevantes nas DFs

Termelétrica Pampa Sul S.A. ("Pampa Sul"), a qual detém a totalidade dos ativos e direitos da Usina Termelétrica Pampa Sul ("UTE Pampa Sul" ou "Usina").

A UTE Pampa Sul, localizada em Candiota, no estado do Rio Grande do Sul, utiliza o carvão mineral como fonte de energia. A Usina, de 345,0 MW de capacidade instalada e 323,5 MWm de garantia física bruta, vendeu no 20° Leilão de Energia nova (A-5/2014), 294,5 MWm em contrato de 25 anos, tendo entrado em operação comercial em 28.06.2019.

Com a venda, a Companhia irá receber em caixa o montante de até R$ 450 milhões, previsto para 2024, e a assunção do endividamento líquido de Pampa Sul será realizada pelos compradores, no valor aproximado de R$ 1,6 bilhão. Os compradores irão, inclusive, obter a liberação integral da fiança corporativa prestada pela ENGIE no âmbito do referido endividamento. A assinatura do SPA pela Companhia foi aprovada na Reunião do Conselho de Administração da Companhia realizada em 15.09.2022.

Tendo em vista que o valor de venda, líquido dos custos, é inferior ao valor contábil dos ativos líquidos da subsidiária, foi reconhecido, em 2022, R$ 191 milhões de provisão para redução ao valor recuperável de ativos (*impairment*) nos investimentos no consolidado, sendo R$ 168 milhões na controladora. Entretanto, em função da assinatura do SPA de venda da Usina, em 30.09.2022, a Companhia efetuou a reversão do *impairment* reconhecido, no montante de R$ R$ 43 milhões.

Em 31 de maio de 2023, após o cumprimento das condições precedentes, foi concluída a operação de venda da participação societária que a Companhia possuía na subsidiária Pampa Sul. Nesta data, a sociedade deixou de ser controlada pela Companhia, passando também a não ser consolidada. O resultado com a alienação do ativo, líquido dos custos de venda (R$ 1.289 milhões negativos) e reversão do impairment (R$ 1.243 milhões), foi negativo em R$ 46 milhões.

2022

Aquisição dos Conjuntos Fotovoltaicos Paracatu e Floresta

Em março de 2022, a Companhia adquiriu 100% das ações da Solairedirect Holding Brasil S.A. ("Solairedirect"), detentora dos Conjuntos Fotovoltaicos Floresta e Paracatu, e ENGIE Solar Brasil Energia e Consultoria Ltda. ("ENGIE Solar"), ambas pertencentes ao Grupo ENGIE. O Conselho de Administração da ENGIE Brasil Energia instalou um Comitê Especial Independente para Transações com Partes Relacionadas (CPR), para avaliar a operação de aquisição. O CPR contratou as seguintes consultorias independentes para apoiar no processo, das quais: (i) *due diligence* legal e apoio na negociação do contrato de compra e venda; (ii) *due diligence* contábil, financeira, tributária e trabalhista; (iii) *due diligence* técnica; e (iv) consultoria para a emissão de opinião sobre a avaliação e geração de valor dos ativos (*fairness opinion*).

Após a realização das devidas *due diligences*, avaliações dos ativos e negociações dos termos e condições da operação, realizados com o apoio de consultorias especializadas contratadas pelo CPR, este enviou um relatório com sua recomendação ao Conselho de Administração, que aprovou a aquisição das empresas em reunião realizada em 14 de fevereiro de 2022. A conclusão da operação ocorreu após o atingimento das condições precedentes previstas no contrato, em 16.03.2022, pelo montante de R$ 656 milhões.

O Conjunto Fotovoltaico Floresta, localizado na cidade de Areia Branca/RN, possui capacidade instalada de 86 MW, tendo contratado, pelo prazo de 20 anos, com término em 31 de outubro de 2038, 25,1 MW médios ao preço de R$ 421,58/MWh (dezembro/2022), reajustado pelo IPCA, com operação comercial iniciada em dezembro de 2017.

2.4 Efeitos relevantes nas DFs

Por sua vez, o Conjunto Fotovoltaico Paracatu, localizado em Paracatu/MG, possui capacidade instalada de 132 MW, com contrato de venda de 34,0 MW médios pelo prazo de 20 anos, com término em 31.10.2038, ao preço de R$ 429,07/MWh (dezembro/2022), reajustado pelo IPCA, e iniciou a operação comercial em fevereiro de 2019.

Aquisição do Conjunto Eólico Serra do Assuruá ("Serra do Assuruá")

Em 21 de junho de 2022, após o cumprimento das condições precedentes previstas no contrato de compra e venda de ativos e outras avenças, foi concluída a aquisição dos direitos de desenvolvimento do Projeto Serra do Assuruá junto à PEC Energia S.A. ("PEC") pela ENGIE Brasil Energias Complementares Participações Ltda. ("ECP"), controlada direta da Companhia. Ressaltamos que esta aquisição se trata de uma aquisição de projetos.

Adicionalmente, em 30.09.2022, a Companhia comunicou ao mercado a assinatura do contrato de fornecimento de até 188 aerogeradores com a Vestas do Brasil Energia Eólica Ltda, iniciando a implantação de Serra do Assuruá, cuja entrada em operação comercial está prevista para o 2° semestre de 2024.

Ademais, em 22 de dezembro de 2022, a Companhia comunicou ao mercado a assinatura do contrato de financiamento com o BNDES destinado à implantação de Serra do Assuruá no montante de R$ 1,5 bilhão e prazo de amortização de 252 meses, com a primeira prestação vencendo em dezembro de 2025.

Alienação da subsidiária Norte Catarinense Ltda ("Norte Catarinense")

Em 01 de setembro de 2022, foi concluída a operação de venda da participação societária que a Companhia possuía na subsidiária Norte Catarinense. Nesta data, a sociedade deixou de ser controlada pela Companhia, passando também a não ser consolidada. O resultado com a alienação do ativo, líquido dos custos de venda, foi positivo em R$ 10 milhões.

2021

As principais informações referentes à constituição, alteração relevante, aquisição, incorporação e alienação de participações societárias da Companhia são estas:

Alienação da subsidiária Diamante Geração de Energia Ltda ("Diamante")

Em decorrência da estratégia de descarbonização da Companhia, foi avaliada a venda do Complexo Termelétrico Jorge Lacerda ("CTJL"), ativo controlado pela Diamante Geração de Energia Ltda. ("Diamante"), cujas capacidade instalada e garantia física são de 857,0 MW e 649,9 MW médios, respectivamente.

Desta forma, em 30 de agosto de 2021, foi assinado o contrato de compra e venda de quotas ("QPA") entre a Companhia e a ENGIE Brasil Energia Comercializadora Ltda. ("EBC"), controlada da Companhia, na qualidade de vendedoras; Fram Capital Energy II Fundo de Investimento em Participações Multiestratégia ("FRAM") e Diamante, na qualidade de intervenientes-anuentes; e Diamante Holding Participações Ltda. ("Diamante Holding"), controlada da FRAM, na qualidade de compradora, o qual regula a aquisição, pela Diamante Holding, da totalidade da participação societária que a Companhia e a EBC possuem na subsidiária Diamante.

Em 18 de outubro de 2021, após o cumprimento das condições precedentes, foi concluída a operação de venda da participação societária que a Companhia e a EBC possuem na Diamante. Nesta data, a sociedade deixou de ser controlada pela Companhia, passando também a não ser consolidada. O preço de aquisição de 100% da participação acionária em Diamante foi de R$ 321 milhões, sendo que R$ 210 milhões foram pagos no fechamento da operação e R$ 111 milhões, estão pendentes de recebimento uma vez que estão atrelados ao cumprimento de algumas condições previstas no QPA. O resultado da venda da subsidiária foi de perda de R$ 200 milhões e estão apresentados na rubrica "Alienação de subsidiária" na demonstração de resultado.

2.4 Efeitos relevantes nas DFs

Aquisição do projeto Complexo Fotovoltaico Assú Sol

Em 28 de setembro de 2021, foi assinado o contrato de compra e venda de ações entre a controlada da Companhia, ENGIE Brasil Energias Complementares Participações Ltda. (“ECP”), na qualidade de compradora, e Infinito Energy Investimentos e Participações S.A. e Atlântica Solar Power Ltda., na qualidade de vendedoras, tendo por objeto a aquisição do projeto do Complexo Fotovoltaico Assú Sol por meio da compra da totalidade das ações da Assú Sol Geração de Energia SPE S.A. ("Assú Sol”), localizado no município de Assú, estado do Rio Grande do Norte. Em 21 de dezembro de 2021, após o cumprimento das condições precedentes, foi concluída a operação de aquisição.

O projeto, com capacidade instalada total estimada de até 750 MW, será desenvolvido na mesma região onde a Companhia opera, desde 2017, a Usina Fotovoltaica Assú V. O valor total da operação é de R$ 44 milhões (base dezembro de 2021). Os pagamentos serão realizados conforme o cumprimento de marcos relacionados ao cronograma de desenvolvimento do projeto, sendo que, até a data dessas Demonstrações Contábeis, foi pago o montante de R$ 8 milhões.

2020

As principais informações referentes à constituição, alteração relevante, aquisição, incorporação e alienação de participações societárias da Companhia são estas:

Novo Estado Transmissora de Energia

Em dezembro de 2019, a Companhia, por meio de sua controlada ENGIE Transmissão de Energia Participações S.A., atualmente denominada Novo Estado Participações S.A., assinou contrato de compra e venda da totalidade das ações de emissão da Sterlite Novo Estado Energia S.A., detidas pela Sterlite Brazil Participações S.A. – vencedora do Lote 3 do Leilão de Transmissão Aneel n° 002/2017, realizado em dezembro de 2017. O fechamento da operação ocorreu em 3 de março de 2020, de modo que em 29 de maio de 2020 foi firmado o Primeiro Termo Aditivo ao respectivo contrato de concessão, consolidando a transferência de titularidade. A Novo Estado detém a concessão do Lote 3 do Leilão de Transmissão Aneel n° 002/2017, realizado em dezembro de 2017. O objeto da referida concessão é a construção, operação e manutenção de aproximadamente 1.800 quilômetros de linhas de transmissão, uma nova subestação e a expansão de outras três subestações existentes nos estados do Pará e Tocantins pelo prazo de 30 anos. O prazo limite para início da operação da linha de transmissão, cuja RAP é de R$ 313 milhões, é 09 de março de 2023. Em 03 de março de 2020, após o cumprimento das condições precedentes estabelecidas no contrato de compra e venda, foi concluída a operação de aquisição de 100% das ações de Novo Estado. O preço de aquisição totalizou R$ 372 milhões.

Em fevereiro de 2023, a Novo Estado Transmissora finalizou a implantação do Sistema de Transmissão Novo Estado a partir da energização das linhas de transmissão entre as subestações Xingu e Serra Pelada, última etapa necessária para o atingimento da operação integral de Novo Estado. A operação comercial iniciou em dezembro de 2021 e teve sua finalização dentro do prazo estabelecido pela Aneel.

Transportadora Associada de Gás S.A. – (“TAG”)

Em 14 de maio de 2020, o Conselho de Administração da Companhia aprovou a participação no processo para aquisição acionária de 10% do capital social da TAG, detidos pela Petrobras, em parceria com outra investidora do Grupo ENGIE e terceiros que formam o Grupo Investidor. Em 20 de julho de 2020, foi anunciada a aquisição de participação acionária adicional de 3,25% na TAG, do total de 10% que a Petrobras ainda detinha, pelo valor de R$ 327 milhões.

2.4 Efeitos relevantes nas DFs

c. Eventos ou operações não usuais

30.09.2023

Os principais eventos não usuais que impactaram o resultado da Companhia no período de nove meses findo em 30 de setembro de 2023 foram os seguintes: (i) R$ 239 milhões referente à extensão de prazo de concessão; (ii) Alienação da Usina Termelétrica Pampa Sul gerou um resultado negativo líquido de R$ 46 milhões; (iii) reconhecimento de R$ 64 milhões com efeito negativo decorrente da revisão tarifária periódica; (iv) R$ 103 milhões reconhecidos a título de provisão referente ao sinistro ocorrido no Conjunto Fotovoltaico Paracatu.

2022

Os principais eventos não usuais que impactaram o resultado da Companhia no exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2022 foram os seguintes: (i) reconhecimento de R$ 67 milhões de *impairment*, sendo estes: (i.i) complemento do *impairment* da UTE Pampa Sul no montante de R$ 164 milhões; e (i.ii) reconhecimento de R$ 21 milhões relativos ao aumento nos custos de fornecimento de matéria prima; e, parcialmente atenuado, pela (i.iii) reversão de R$ 118 milhões referente à EGSD, em virtude da venda, ocorrida em 21 de fevereiro de 2022.

2021

Os principais eventos não usuais que impactaram o resultado da Companhia no exercício de 2021 foram os seguintes: (i) R$ 1.591 milhões referente à repactuação do risco hidrológico; (ii) R$ 1.076 milhões de *impairment*, dos quais: (ii.i) R$ 1.080 milhões e R$ 78 milhões correspondem a *impairment* das investimentos detidos nas controladas Pampa Sul e EGSD, respectivamente, em função da expectativa de alienação destas Companhias; e (ii.ii) R$ 58 milhões e R$ 22 milhões relativos a reversão de *impairment* do Complexo Termelétrico Jorge Lacerda e da Usina Termelétrica Lages, respectivamente; e (iii) R$ 200 milhões de perda na alienação da subsidiária Diamante.

2020

Os principais eventos não usuais que impactaram o resultado da Companhia no exercício de 2020 foram os seguintes: (i) R$ 968 milhões referente à recuperação de custos de energia, haja vista a repactuação do risco hidrológico; (ii) R$ 84 milhões de ganho em ação judicial que garantiram à Companhia o direito de reaver, mediante compensação ou restituição, créditos de tributos federais; e (iii) R$ 99 milhões de *impairment*, sendo R$ 58 milhões relativos ao *impairment* das unidades 1 e 2 da UTLA do Complexo Termelétrico Jorge Lacerda, devido a possibilidade de desligamento dessas unidades, e R$ 41 milhões referentes ao *impairment* do ágio e da mais valia da controlada direta EGSD.

2.5 Medições não contábeis

2.5 – Medições não contábeis: caso o emissor tenha divulgado, no decorrer do último exercício social, ou deseje divulgar neste formulário medições não contábeis, como Lajida (lucro antes de juros, impostos, depreciação e amortização) ou Lajir (lucro antes de juros e imposto de renda), o emissor deve:

a. Informar o valor das medições não contábeis

EBITDA, EBITDA LTM, Margem EBITDA e Margem EBITDA LTM

O EBITDA (*Earnings Before Interest, Taxes, Depreciation and Amortization*) ou LAJIDA (Lucros Antes de Juros, Impostos, Depreciações e Amortizações) é uma medição não contábil divulgada pela Companhia em consonância com a Resolução CVM nº 156, de 23 de junho de 2022 ("Resolução CVM 156") que revogou a Instrução CVM 527/2012, conciliada com suas demonstrações contábeis, e consiste no lucro líquido ajustado pelo resultado financeiro líquido, pelas despesas de imposto de renda e contribuição social, e pelas despesas e custos de depreciação e amortização.

O EBITDA sugere o patamar de geração operacional de caixa da Companhia, ou seja, indica a capacidade da empresa em gerar caixa a partir de seus ativos operacionais, consistindo no lucro líquido do período/exercício adicionado pela despesa de imposto de renda e contribuição social corrente e diferido, pelo resultado financeiro líquido e pelas despesas com depreciação e amortização.

A Margem EBITDA é calculada pela divisão do EBITDA pela receita operacional líquida.

O EBITDA e a Margem EBITDA não são medidas reconhecidas pelas Práticas Contábeis Adotadas no Brasil e nem pelas Normas Internacionais de Relatório Financeiro – *International Financial Reporting Standards* ("IFRS"), emitidas pelo *International Accounting Standard Board* ("IASB"), não representam os fluxos de caixa dos exercícios/períodos apresentados e não devem ser considerados como substitutos para o lucro líquido, como indicadores de desempenho operacional e/ou liquidez, como substitutos dos fluxos de caixa ou base para distribuição de dividendos. Não possuem um significado padrão e podem não ser comparáveis a medida com títulos semelhantes fornecidos por outras companhias.

O EBITDA e a Margem EBITDA são indicadores financeiros utilizados para avaliar o resultado de empresas sem a influência de sua estrutura de capital, de efeitos tributários e outros impactos contábeis sem reflexo direto no fluxo de caixa da empresa.

O EBITDA *Last Twelve Months* ("LTM"), ou últimos doze meses, é calculado pela soma do EBITDA do período de nove meses findos em 30 de setembro de 2023, somado ao EBITDA do exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2022, menos o EBITDA do período de nove meses findo em 30 de setembro de 2022. A Margem EBITDA LTM é calculada pela divisão do EBITDA LTM pela Receita Operacional Líquida LTM do período de doze meses findo em 30 de setembro de 2023.

EBITDA Ajustado, EBITDA Ajustado LTM, Margem EBITDA Ajustada e Margem EBITDA Ajustado LTM

EBITDA Ajustado é uma medida não contábil elaborada pela Companhia e corresponde ao EBITDA do exercício /período, conforme o caso, ajustado somente por itens não operacionais, não recorrentes ou de operações descontinuadas, neste caso, por **(a)** *Impairment*; e **(b)** Alienação de Subsidiária.

A Margem EBITDA Ajustado é calculada pela divisão do EBITDA Ajustado pela receita operacional líquida.

O EBITDA Ajustado não é uma medida reconhecida de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil e nem pelas Normas Internacionais de Relatório Financeiro - *International Financial Reporting Standards* (IFRS), emitidas pelo *International Accounting Standard Board* (IASB), não possui um significado padrão e pode não ser comparável ao EBITDA Ajustado elaborado por outras empresas. O EBITDA Ajustado apresenta limitações que podem prejudicar a sua utilização como medida de lucratividade, e não representam o fluxo de caixa para os períodos apresentados e

2.5 Medições não contábeis

não devem ser considerados isoladamente ou como substitutos para o lucro líquido na qualidade de indicador do desempenho operacional ou como substitutos do fluxo de caixa na qualidade de indicador de liquidez da Companhia. A Companhia utiliza o EBITDA Ajustado para avaliar seu resultado sem a influência de sua estrutura de capital, de efeitos tributários, outros resultados não operacionais e/ou itens extraordinários.

O EBITDA Ajustado LTM é calculado pela soma do EBITDA Ajustado do período de nove meses findos em 30 de setembro de 2023, somado ao EBITDA Ajustado do exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2022, menos o EBITDA Ajustado do período de noves meses findo em 30 de setembro de 2022. A Margem EBITDA Ajustada LTM é calculada pela divisão do EBITDA Ajustado LTM pela Receita Operacional Líquida LTM do período de doze meses findo em 30 de setembro de 2023.

	LTM: Período de doze meses findo em 30 de setembro de	Período de nove meses findo em 30 de setembro de		Exercício social encerrado em 31 de dezembro de		
(Em R$ milhões, exceto %)	**2023**	**2023**	**2022**	**2022**	**2021**	**2020**
EBITDA	7.194	5.480	5.076	6.790	5.941	6.484
Margem EBTIDA	64,6%	68,2%	57,6%	57,0%	47,4%	52,9%
EBITDA Ajustado	7.365	5.629	5.205	6.941	7.217	6.427
Margem EBITDA Ajustado (%)	66,1%	70,1%	59,1%	58,3%	57,5	52,8

Dívida Bruta

A Dívida Bruta da Companhia é uma medida não contábil calculada conforme prática do mercado, sendo possível ser conciliada com as demonstrações contábeis da Companhia, a qual é composta pelo saldo dos instrumentos de dívida (empréstimos e financiamentos, debêntures e ações preferenciais resgatáveis - circulante e não circulante), líquidos dos efeitos de *hedge*. A Dívida Bruta não é uma medida reconhecida de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil nem pelas Normas Internacionais de Relatório Financeiro - *International Financial Reporting Standards* (IFRS), emitidas pelo *International Accounting Standard Board* (IASB), não possui um significado padrão e pode não ser comparável à Dívida Bruta elaborada por outras empresas. A Companhia utiliza Dívida Bruta como medida para monitorar o cumprimento de suas obrigações contratadas com instituições financeiras líquidas de seus derivativos.

Dívida Bruta/ EBITDA Ajustado LTM

A Dívida Bruta/ EBTIDA Ajustado LTM é uma medição não contábil elaborada pela Companhia e definida como Dívida Bruta dividida pelo EBTIDA Ajustado LTM. A Dívida Bruta/ EBTIDA Ajustado LTM não é uma medida reconhecida de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil nem pelas Normas Internacionais de Relatório Financeiro - *International Financial Reporting Standards* (IFRS), emitidas pelo *International Accounting Standard Board* (IASB), não possui um significado padrão e pode não ser comparável à Dívida Bruta/ EBTIDA Ajustado LTM elaborada por outras empresas.

Dívida Líquida

A Dívida líquida da Companhia é uma medida não contábil calculada conforme prática do mercado, sendo possível ser conciliada com as demonstrações contábeis da Companhia, a qual é composta pelo saldo dos instrumentos de dívida (empréstimos e financiamentos, debêntures e ações preferenciais resgatáveis - circulante e não circulante), líquidos dos efeitos de *hedge* ("Dívida Bruta"), somado de caixa e equivalente de caixa e depósitos vinculados. A Dívida Líquida não é uma medida reconhecida de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil nem pelas Normas Internacionais de Relatório Financeiro - *International Financial Reporting Standards* (IFRS), emitidas pelo *International Accounting Standard Board* (IASB), não possui um significado padrão e pode não ser comparável à Dívida Líquida elaborada por outras empresas. A Companhia utiliza Dívida Líquida para avaliar a posição financeira da

2.5 Medições não contábeis

Companhia, seu grau de alavancagem financeira, assim como auxiliar decisões gerenciais relacionadas à gestão de fluxo de caixa, de investimentos e de estrutura de capital.

Dívida Líquida/EBITDA Ajustado LTM

A Dívida Líquida/ EBTIDA Ajustado LTM é uma medição não contábil elaborada pela Companhia e definida como Dívida Líquida dividida pelo EBTIDA Ajustado LTM. A Dívida Líquida/ EBTIDA Ajustado LTM não é uma medida reconhecida de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil nem pelas Normas Internacionais de Relatório Financeiro - *International Financial Reporting Standards* (IFRS), emitidas pelo *International Accounting Standard Board* (IASB), não possui um significado padrão e pode não ser comparável à Dívida Líquida/ EBTIDA Ajustado LTM elaborada por outras empresas.

Grau de Alavancagem

O grau de alavancagem, uma medida também não contábil, é apurado pela fórmula: Dívida Líquida / (Dívida Líquida + Patrimônio Líquido). O Grau de Alavancagem não é uma medida reconhecida de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil nem pelas Normas Internacionais de Relatório Financeiro - *International Financial Reporting Standards* (IFRS), emitidas pelo *International Accounting Standard Board* (IASB), não possui um significado padrão e pode não ser comparável o Grau de Alavancagem elaborado por outras empresas.

Seguem abaixo os saldos de referidas medições não contábeis:

	Em 30 de setembro de	Em 31 de dezembro de		
(Em R$ milhões, exceto %)	**2023**	**2022**	**2021**	**2020**
Dívida Bruta	18.711	18.150	20.587	16.672
Dívida Bruta/ EBITDA Ajustado LTM[(1)]	2,5	2,6	2,9	2,6
Dívida Líquida	15.336	15.685	14.612	11.786
Dívida Líquida/ EBITDA Ajustado LTM[(1)]	2,1	2,3	2,0	1,8
Grau de alavancagem (%)	62,0%	65,0%	64,8	60,4

[(1)] Para o cálculo considera o EBITDA Ajustado do período de 12 meses findo em 30 de setembro de 2023.

Lucro Líquido Ajustado e Margem Líquida Ajustada

O Lucro Líquido Ajustado da Companhia é uma medida não contábil calculado conforme prática do mercado, sendo possível ser conciliado com as demonstrações contábeis da Companhia, o qual é composto pelo saldo do lucro líquido do exercício, líquido dos efeitos não recorrentes. A Companhia considera como efeitos não recorrentes, (i) os *impairments* realizados durante o exercício social; (ii) alienação de subsidiárias; (iii) ganho em ações judiciais e seus respectivos imposto de renda e contribuição social; e (iv) Participações societárias. A Margem Líquida Ajustada é calculada dividindo o Lucro Líquido Ajustado pela Receita Operacional Líquida.

O Lucro Líquido Ajustado não é uma medida de desempenho financeiro segundo as práticas contábeis adotadas no Brasil e o IFRS, tampouco deve ser considerado isoladamente, ou como alternativa ao lucro líquido, como medida de desempenho operacional, ou alternativa aos fluxos de caixa operacionais, ou como medida de liquidez

A Companhia apresenta a seguinte medida não contábil referente ao Lucro Líquido Ajustado:

	Período de nove meses findo em 30 de setembro de		Exercício social encerrado em 31 de dezembro de		
(Em R$ milhões, exceto %)	**2023**	**2022**	**2022**	**2021**	**2020**
Lucro líquido Ajustado	2.615	1.860	2.765	2.369	2.686
Margem Líquida Ajustada **(%)**	**32,5%**	**21,1%**	**23,2%**	**18,9%**	**21,9%**

2.5 Medições não contábeis

b. Fazer as conciliações entre os valores divulgados e os valores das demonstrações financeiras auditadas

Reconciliação do EBITDA e Margem EBITDA

	LTM: Período de doze meses findo em 30 de setembro de	Período de nove meses findo em 30 de setembro de		Exercício social encerrado em 31 de dezembro de		
(Em R$ milhões, exceto %)	**2023[3]**	**2023**	**2022**	**2022**	**2021**	**2020**
Lucro líquido do período/exercício	**3.373**	2.482	1.774	2.665	1.565	2.797
(+) Imposto de renda e contribuição social (corrente e diferido)	939	770	452	621	255	890
(+) Resultado financeiro	1.965	1.538	2.088	2.515	3.079	1.882
(+) Depreciação e amortização	917	690	762	989	1.042	915
EBITDA[1]	**7.194**	**5.480**	**5.076**	**6.**790	**5.941**	**6.484**
Receita Operacional Líquida	11.139	8.037	8.805	11.907	12.541	12.259
Margem EBITDA (%)[2]	64,6%	68,2%	57,6%	57,0%	47,4%	52,9%

[1] **EBITDA:** Lucro Líquido do Período adicionado pela despesa de imposto de renda e contribuição social, pelas despesas financeiras líquidas e pelas despesas com depreciação e amortização.
[2] **Margem EBTIDA:** é calculada pela divisão do EBITDA pela Receita Operacional Líquida da Companhia.
[3] **Período findo de doze meses findo em 30 de setembro de 2023:** é o resultado do período de nove meses findos em 30 de setembro de 2023 somado ao exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2022 menos o período de nove meses findo em 30 de setembro de meses de 2022.

Memória de cálculo do EBTIDA Ajustado e Margem EBITDA Ajustado

	LTM: Período de doze meses findo em 30 de setembro de	Período de nove meses findo em 30 de setembro de		Exercício social encerrado em 31 de dezembro de		
(Em R$ milhões, exceto %)	**2023[7]**	**2023**	**2022**	**2022**	**2021**	**2020**
EBITDA	**7.194**	**5.480**	**5.076**	**6.**790	**5.941**	**6.484**
(+) *Impairment*[1]	(1.118)	(1.140)	45	67	1.076	99
(+) Alienação de subsidiária[2]	1.289	1.289	84	84	200	-
(-) Ganho em ação judicial - Recuperação de tributos[3]	-	-	-	-	-	(84)
(-) Participações societárias[4]	-	-	-	-	-	(72)
EBITDA Ajustado[5]	**7.365**	**5.629**	**5.205**	**6.941**	7.217	6.427
Receita Operacional Líquida	11.139	8.037	8.805	11.907	12.541	12.259
Margem EBITDA Ajustada (%)[6]	**66,1%**	70,1%	59,1%	58,3%	57,5	52,8

[1] ***Impairment:*** Resultado entre o valor recuperável menos o valor contábil líquido.
[2] **Alienação de Subsidiária:** Operação de venda de empresas controladas, não sendo mais consolidada pelo controlador.
[3] **Ganho em ação judicial:** Recuperação de tributos: ganho em ações judiciais.
[4] **Participações societárias:** Eventos não recorrentes ocorridos nas subsidiárias controladas em conjunto.
[5] **EBITDA Ajustado:** consiste no EBITDA ajustado por *Impairment* e Alienação Subsidiária, conforme acima definidos. A Companhia entende que (i) o *Impairment* - deve ser considerado pois é o resultado entre o valor recuperável menos o valor líquido; e (ii) a alienação fiduciária em função da operação de venda de empresas controladas, não sendo mais consolidada pelo controlador. Ressalta-se que os eventos de Extensão de prazo de concessão (R$ 239 milhões no acumulado de 30 de setembro de 2023) e Repactuação do risco hidrológico (R$ 1.591 milhões e R$ 968 milhões, nos anos de 2021 e 2020, respectivamente) não foram excluídos no cálculo do EBITDA Ajustado, tendo em vista que a Companhia não os considerou não-recorrentes.
[6] **Margem EBTIDA Ajustas:** é calculada pela divisão do EBITDA Ajustado pela Receita Operacional Líquida da Companhia.
[7] **Período findo de doze meses findo em 30 de setembro de 2023:** é o resultado do período de nove meses findos em 30 de setembro de 2023 somado ao exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2022 menos o período de nove meses findo em 30 de setembro de meses de 2022.

2.5 Medições não contábeis

Reconciliação da Dívida Bruta, Dívida Líquida, Dívida Bruta/ EBTIDA Ajustado LTM, Dívida Líquida EBTIDA Ajustado LTM e Grau de Alavancagem

	Em 30 de setembro de	Em 31 de dezembro de		
(Em R$ milhões, exceto %)	**2023**	**2022**	**2021**	**2020**
Empréstimos e financiamentos (circulante e não circulante)	**12.469**	**11.910**	**13.597**	**11.201**
Debêntures (circulante e não circulante)	**5.387**	**5.446**	**6.537**	**5.562**
Ações preferenciais resgatáveis (circulante e não circulante)	**650**	**584**	**510**	**482**
Resultado de operações com derivativos (*hedge*)	205	210	(58)	(574)
Dívida Bruta[1]	**18.711**	**18.150**	**20.587**	**16.672**
(+) Caixa e equivalentes de caixa e depósitos vinculados	**(3.375)**	(2.465)	(5.975)	(4.886)
Dívida Líquida[2]	**15.336**	**15.685**	**14.612**	**11.786**
Dívida Bruta/EBTIDA Ajustado LTM[3]	**2,5**	**2,6**	**2,9**	**2,6**
Dívida Líquida/EBTIDA Ajustado LTM[4]	**2,1**	**2,3**	**2,0**	**1,8**
Patrimônio líquido	**9.392**	**8.440**	**7.933**	**7.741**
Grau de alavancagem (%)[5]	**62,0%**	**65,0%**	**64,8%**	**60,4%**

[1] **Dívida Bruta**: é composta pelo saldo dos instrumentos de dívida (empréstimos e financiamentos, debêntures e ações preferenciais resgatáveis - circulante e não circulante), líquidos dos efeitos de *hedge*.
[2] **Dívida Líquida**: é composta pelo Dívida Bruta somado de caixa e equivalente de caixa e depósitos vinculados.
[3] **Dívida Bruta/ EBITDA Ajustado LTM**: é composta pela Dívida Bruta dividida pelo EBTIDA Ajustado LTM.
[4] **Dívida Líquida/ EBITDA Ajustado LTM**: é composta pela Dívida Líquida dividida pelo EBTIDA Ajustado LTM.
[5] **Grau de Alavancagem**: Dívida Líquida dividida pela soma da Dívida Líquida e do Patrimônio Líquido.

Reconciliação do Lucro Líquido Ajustado e Margem Líquida Ajustada

	Período de nove meses findo em 30 de setembro de		Exercício social encerrado em 31 de dezembro de		
(Em R$ milhões, exceto %)	**2023**	**2022**	**2022**	**2021**	**2020**
Lucro Líquido do Exercício	**2.482**	**1.774**	**2.665**	**1.565**	**2.797**
Ganho em ação judicial - Recuperação de tributos[1]	-	-	-	-	(157)
Impairments[2]	(1.140)	45	67	1.076	99
Alienação investimento[3]	1.289	84	84	200	-
Participações societárias[4]	-	-	-	-	(72)
Imposto de renda e contribuição social dos efeitos acima	(16)	(43)	(51)	(472)	19
Lucro Líquido Ajustado[5]	**2.615**	**1.860**	**2.765**	**2.369**	**2.686**
Receita Operacional Líquida	8.037	8.805	11.907	12.541	12.259
Margem Líquida (%)	**30,9%**	**20,1%**	**22,4%**	**12,5%**	**22,8%**
Margem Líquida Ajustada (%)	**32,5%**	**21,1%**	**23,2%**	**18,9%**	**21,9%**

[1] **Ganho em ação judicial – Recuperação de tributos:** ganho em ações judiciais, composto por principal e variação monetária.
[2] ***Impairments:*** Resultado entre o valor recuperável menos o valor contábil líquido.
[3] **Alienação de Investimento:** Operação de venda de empresas controladas, não sendo mais consolidada pelo controlador.
[4] **Participações societárias:** Eventos não recorrentes ocorridos nas subsidiárias controladas em conjunto.
[5] **Lucro Líquido Ajustado**: o qual é composto pelo saldo do lucro líquido do exercício, líquido dos efeitos não recorrentes. A Companhia considera como efeitos não recorrentes, (i) os *impairments* realizados durante o exercício social; (ii) a alienação de investimentos; (iii) ganho em ações judiciais e seus respectivos imposto de renda e contribuição social.
[6] **Margem Líquida**: é calculada pela divisão do Lucro Líquido do Exercício pela Receita Operacional Líquida da Companhia. Ressalta-se que os eventos de Extensão de prazo de concessão (R$ 239 milhões no acumulado de 30 de setembro de 2023) e Repactuação do risco hidrológico (R$ 1.591 milhões e R$ 968 milhões, nos anos de 2021 e 2020, respectivamente) não foram excluídos no cálculo do Lucro Líquido Ajustado, tendo em vista que a Companhia não os considerou não-recorrentes.
[7] **Margem Líquida Ajustada**: é calculada pela divisão do Lucro Líquido Ajustado pela Receita Operacional Líquida da Companhia.

2.5 Medições não contábeis

c. Explicar o motivo pelo qual entende que tal medição é mais apropriada para a correta compreensão da sua condição financeira e do resultado de suas operações

A Companhia utiliza tais medições por entender que elas representam as métricas usualmente utilizadas por investidores em geral para diagnosticar e analisar as operações da Companhia. Além disso, utiliza tais métricas para guiar as ações da Administração da Companhia com o intuito de maximizar a sua performance financeira e operacional, bem como a lucratividade da participação dos acionistas da Companhia.

EBITDA, EBITDA LTM, EBITDA Ajustado, EBITDA Ajustado LTM, Lucro Líquido Ajustado, Margem EBTIDA, Margem EBITDA LTM e Margem EBITDA Ajustado LTM

O EBITDA, EBITDA LTM, EBITDA Ajustado, EBITDA Ajustado LTM, Lucro Líquido Ajustado, Margem EBTIDA, Margem EBITDA LTM e Margem EBITDA Ajustado LTM são os indicadores financeiros utilizados para avaliar o resultado da Companhia sem a influência de sua estrutura de capital, de efeitos tributários da Companhia.

Em razão de não serem consideradas para o seu cálculo, as despesas e receitas financeiras, o imposto sobre a renda e a contribuição social (corrente e diferido), a depreciação e amortização, e as operações não recorrentes, a Companhia entende que o EBITDA Ajustado é o indicador mais apropriado para fins de análise, uma vez que funciona como uma medida geral de desempenho por se aproximar da geração de caixa de sua atividade econômica. Consequentemente, o EBITDA Ajustado funciona como uma ferramenta significativa para comparar, periodicamente, o desempenho operacional, bem como para embasar determinadas decisões de natureza administrativa. O EBITDA Ajustado permite uma melhor compreensão não só sobre o desempenho financeiro, como também sobre a capacidade de cumprir com as obrigações passivas e de obter recursos para as despesas de capital e para o capital de giro. O EBITDA, o EBITDA Ajustado, a Margem EBITDA e a Margem EBITDA Ajustado, no entanto, apresentam limitações que prejudicam a sua utilização como medida de lucratividade, em razão de não considerar determinados custos decorrentes dos negócios, que poderiam afetar de maneira significativa os lucros, tais como despesas financeiras, tributos, depreciação, despesas de capital e outros encargos relacionados.

A Companhia entende que a Margem EBITDA Ajustado é uma medição apropriada para a compreensão da sua condição financeira, pois mede a lucratividade operacional da Companhia.

Dívida Bruta, Dívida Líquida e Grau de Alavancagem

A Companhia entende que a Dívida Bruta, a Dívida Líquida e o Grau de Alavancagem são medições apropriadas para a compreensão da sua condição financeira, uma vez que medem o nível de alavancagem financeira, elemento primordial para execução da estratégia de crescimento dos negócios da Companhia.

Dívida Bruta/ EBITDA Ajustado LTM, Dívida Líquida/ EBITDA Ajustado LTM

A Companhia utiliza os indicadores para mensurar tempo para quitação de quaisquer empréstimos, financiamentos e debêntures com sua geração de caixa operacional.

2.6 Eventos subsequentes as DFs

2.6 – Eventos subsequentes: identificar e comentar qualquer evento subsequente às últimas demonstrações financeiras de encerramento de exercício social que as altere substancialmente

Em 28 de outubro de 2023, foi assinado o Contrato de Compra e Venda de Ações (“Contrato”) entre a Engie Brasil Energia Complementares Participações Ltda. (“ECP”), controlada direta da Companhia, na qualidade de compradora, e GIP Helios II S.A. (“GIP”), na qualidade de vendedor, o qual regula a aquisição pela ECP da totalidade das ações de emissão da Atlas Energia Renovável do Brasil S.A. (“Atlas Renovável”) e da Atlas Brasil Energia Holding 2 S.A. (“Atlas Holding 2” e, em conjunto com Atlas Renovável, denominadas “Atlas”) e, por consequência, das ações de emissão dos Conjuntos Fotovoltaicos Juazeiro, São Pedro, Sol do Futuro, Sertão Solar e Lar do Sol detidas pela Atlas (“Ativos”). A assinatura do Contrato pela ECP e operações nele contempladas foram aprovados na Reunião do Conselho de Administração da Companhia em 27 de outubro de 2023.

A capacidade instalada e a capacidade comercial dos parques totalizam 545 MW médios e 145,1 MW médios, respectivamente. O valor total de aquisição será de aproximadamente R$ 3.240 milhões, dividido entre o preço da compra, no montante de até R$ 2.269 milhões e o endividamento líquido da Atlas, no valor aproximado de R$ 971 milhões, que passa a ser consolidado. Os valores envolvidos poderão ser modificados (*earn-out*), de acordo com o atingimento de determinadas condições previstas no Contrato, estando sujeitos a ajustes até a data do fechamento da operação.

2.7 Destinação de resultados

2.7 – Destinação dos resultados: os Diretores devem comentar a destinação dos resultados sociais, indicando:

	2022	2021	2020
(a) Regras sobre retenção de lucros	Os lucros são retidos para a realização de investimentos, conforme estabelecido no orçamento de capital da Companhia. Além das reservas previstas na legislação societária, a Companhia não possui outras reservas reguladas no Estatuto.	Os lucros são retidos para a realização de investimentos, conforme estabelecido no orçamento de capital da Companhia. Além das reservas previstas na legislação societária, a Companhia não possui outras reservas reguladas no Estatuto.	Os lucros são retidos para a realização de investimentos, conforme estabelecido no orçamento de capital da Companhia. Além das reservas previstas na legislação societária, a Companhia não possui outras reservas reguladas no Estatuto.
(a.i) Valores das retenções de lucros	**Reserva legal:** em 2022 não houve destinação de lucros, em virtude do atingimento do limite de 20% do capital social, conforme art. 193 da Lei das Sociedades por Ações. **Reserva de incentivos fiscais:** R$ 8.953.525,56.	**Reserva legal:** R$ 43.649.660,14. **Reserva de incentivos fiscais:** R$ 30.847.398,76.	**Reserva legal**: 139.854.525,24. **Reserva de incentivos fiscais:** R$ 35.133.013,11. **Reserva de retenção de lucro:** R$ 638.669.403,00.
(a.ii) Percentuais em relação aos lucros totais declarados	**Reserva legal:** Não aplicável. **Reserva de incentivos fiscais**: 0,5%.	**Reserva legal:** 2,8%. **Reserva de incentivos fiscais:** R$ 2,0%.	**Reserva legal:** 5,0%. **Reserva de incentivos fiscais:** 1,3%. **Reserva de retenção de lucro:** 22,8%.
(b) Regras sobre distribuição de dividendos	Conforme o disposto no art. 31, § 1°, do Estatuto Social da Companhia, em cada exercício será obrigatória a distribuição de um dividendo não inferior a 30% do lucro líquido, ajustado nos termos da lei, devendo a destinação do resultado integral do exercício ser submetida à deliberação da assembleia geral. Além disso, nos termos do mesmo artigo, § 2° do referido documento, a Companhia poderá levantar balanços a qualquer tempo e, mediante deliberação do Conselho de Administração, distribuir dividendos intermediários e intercalares com base em tais balanços, desde que o total dos dividendos pagos em cada semestre do exercício social não exceda o montante das reservas de capital previstas em Lei. Também mediante deliberação do Conselho de Administração, conforme autorizado pelo art. 31, § 5°, do Estatuto Social, a Companhia poderá pagar juros remuneratórios sobre capital próprio. A Companhia possui por prática a distribuição de dividendos de valor equivalente a 55% do lucro líquido ajustado do exercício e que as distribuições sejam realizadas semestralmente. Poderá ocorrer distribuição em valor inferior a 55% do lucro líquido ajustado quando exigido por disposição legal ou por condições financeiras da Companhia, pois não há uma política formal implementada pela Companhia requerente a distribuição deste percentual.	Conforme o disposto no art. 31, § 1°, do Estatuto Social da Companhia, em cada exercício será obrigatória a distribuição de um dividendo não inferior a 30% do lucro líquido, ajustado nos termos da lei, devendo a destinação do resultado integral do exercício ser submetida à deliberação da assembleia geral. Além disso, nos termos do mesmo artigo, § 2° do referido documento, a Companhia poderá levantar balanços a qualquer tempo e, mediante deliberação do Conselho de Administração, distribuir dividendos intermediários e intercalares com base em tais balanços, desde que o total dos dividendos pagos em cada semestre do exercício social não exceda o montante das reservas de capital previstas em Lei. Também mediante deliberação do Conselho de Administração, conforme autorizado pelo art. 31, § 5°, do Estatuto Social, a Companhia poderá pagar juros remuneratórios sobre capital próprio. A Companhia possui por prática a distribuição de dividendos de valor equivalente a 55% do lucro líquido ajustado do exercício e que as distribuições sejam realizadas semestralmente. Poderá ocorrer distribuição em valor inferior a 55% do lucro líquido ajustado quando exigido por disposição legal ou por condições financeiras da Companhia, pois não há uma política formal implementada pela Companhia requerente a distribuição deste percentual.	Conforme o disposto no art. 31, § 1°, do Estatuto Social da Companhia, em cada exercício será obrigatória a distribuição de um dividendo não inferior a 30% do lucro líquido, ajustado nos termos da lei, devendo a destinação do resultado integral do exercício ser submetida à deliberação da assembleia geral. Além disso, nos termos do mesmo artigo, § 2° do referido documento, a Companhia poderá levantar balanços a qualquer tempo e, mediante deliberação do Conselho de Administração, distribuir dividendos intermediários e intercalares com base em tais balanços, desde que o total dos dividendos pagos em cada semestre do exercício social não exceda o montante das reservas de capital previstas em Lei. Também mediante deliberação do Conselho de Administração, conforme autorizado pelo art. 31, § 5°, do Estatuto Social, a Companhia poderá pagar juros remuneratórios sobre capital próprio. A Companhia possui por prática a distribuição de dividendos de valor equivalente a 55% do lucro líquido ajustado do exercício e que as distribuições sejam realizadas semestralmente. Poderá ocorrer distribuição em valor inferior a 55% do lucro líquido ajustado quando exigido por disposição legal ou por condições financeiras da Companhia, pois não há uma política formal implementada pela Companhia requerente a distribuição deste percentual.

2.7 Destinação de resultados

	2022	2021	2020
(c) Periodicidade das distribuições de dividendos	Como descrito acima, os dividendos são distribuídos em bases semestrais desde que seja apurado lucro no período em questão, sendo permitida, pelo Estatuto Social, a distribuição de dividendos intercalares, mediante deliberação do Conselho de Administração, com base em balanços levantados durante o exercício. Adicionalmente, o Conselho de Administração poderá declarar dividendos intermediários, à conta de lucros acumulados ou de reservas de lucros existentes no último balanço anual.	Como descrito acima, os dividendos são distribuídos em bases semestrais desde que seja apurado lucro no período em questão, sendo permitida, pelo Estatuto Social, a distribuição de dividendos intercalares, mediante deliberação do Conselho de Administração, com base em balanços levantados durante o exercício. Adicionalmente, o Conselho de Administração poderá declarar dividendos intermediários, à conta de lucros acumulados ou de reservas de lucros existentes no último balanço anual.	Como descrito acima, os dividendos são distribuídos em bases semestrais desde que seja apurado lucro no período em questão, sendo permitida, pelo Estatuto Social, a distribuição de dividendos intercalares, mediante deliberação do Conselho de Administração, com base em balanços levantados durante o exercício. Adicionalmente, o Conselho de Administração poderá declarar dividendos intermediários, à conta de lucros acumulados ou de reservas de lucros existentes no último balanço anual.
(d) eventuais restrições à distribuição de dividendos impostas por legislação ou regulamentação especial aplicável ao emissor, assim como contratos, decisões judiciais, administrativas ou arbitrais	Não há restrições à distribuição de dividendos impostas pela legislação, regulamentação, contratos, ou quaisquer decisões judiciais, administrativas ou arbitrais, exceto a restrição de distribuição de dividendos nos termos das hipóteses de vencimento antecipado das debêntures da 5ª, 6ª, 7ª, 9ª e 10ª emissões, que restringem tais pagamentos na hipótese em que a Companhia esteja em mora com relação ao pagamento de qualquer obrigação pecuniária relativa às debêntures, ressalvado o mínimo obrigatório previsto no art. 202 da Lei das Sociedades por Ações.	Não há restrições à distribuição de dividendos impostas pela legislação, regulamentação, contratos, ou quaisquer decisões judiciais, administrativas ou arbitrais, exceto a restrição de distribuição de dividendos nos termos das hipóteses de vencimento antecipado das debêntures da 5ª, 6ª, 7ª, 9ª e 10ª emissões, que restringem tais pagamentos na hipótese em que a Companhia esteja em mora com relação ao pagamento de qualquer obrigação pecuniária relativa às debêntures, ressalvado o mínimo obrigatório previsto no art. 202 da Lei das Sociedades por Ações.	Não há restrições à distribuição de dividendos impostas pela legislação, regulamentação, contratos, ou quaisquer decisões judiciais, administrativas ou arbitrais, exceto a restrição de distribuição de dividendos nos termos das hipóteses de vencimento antecipado das debêntures da 5ª, 6ª, 7ª, 9ª e 10ª emissões, que restringem tais pagamentos na hipótese em que a Companhia esteja em mora com relação ao pagamento de qualquer obrigação pecuniária relativa às debêntures, ressalvado o mínimo obrigatório previsto no art. 202 da Lei das Sociedades por Ações.
(e) Se o emissor possui uma política de destinação de resultados formalmente aprovada, informando órgão responsável pela aprovação, data da aprovação e, caso o emissor divulgue a política, locais na rede mundial de computadores onde o documento pode ser consultado	Conforme o disposto no art. 31, § 1°, do Estatuto Social da Companhia, em cada exercício será obrigatória a distribuição de um dividendo não inferior a 30% do lucro líquido, ajustado nos termos da lei, devendo a destinação do resultado integral do exercício ser submetida à deliberação da assembleia geral. Ademais, a Companhia possui uma prática de que a distribuição de dividendos seja de valor equivalente a 55% do lucro líquido ajustado do exercício e de que as distribuições sejam realizadas semestralmente. Poderá ocorrer distribuição em valor inferior a 55% do lucro líquido do exercício ajustado quando exigido por disposição legal ou por condições financeiras da Companhia, pois não há uma política formal implementada pela Companhia requerendo a distribuição desse percentual.	Conforme o disposto no art. 31, § 1°, do Estatuto Social da Companhia, em cada exercício será obrigatória a distribuição de um dividendo não inferior a 30% do lucro líquido, ajustado nos termos da lei, devendo a destinação do resultado integral do exercício ser submetida à deliberação da assembleia geral. Ademais, a Companhia possui uma prática de que a distribuição de dividendos seja de valor equivalente a 55% do lucro líquido ajustado do exercício e de que as distribuições sejam realizadas semestralmente. Poderá ocorrer distribuição em valor inferior a 55% do lucro líquido do exercício ajustado quando exigido por disposição legal ou por condições financeiras da Companhia, pois não há uma política formal implementada pela Companhia requerendo a distribuição desse percentual.	Conforme o disposto no art. 31, § 1°, do Estatuto Social da Companhia, em cada exercício será obrigatória a distribuição de um dividendo não inferior a 30% do lucro líquido, ajustado nos termos da lei, devendo a destinação do resultado integral do exercício ser submetida à deliberação da assembleia geral. Ademais, a Companhia possui uma prática de que a distribuição de dividendos seja de valor equivalente a 55% do lucro líquido ajustado do exercício e de que as distribuições sejam realizadas semestralmente. Poderá ocorrer distribuição em valor inferior a 55% do lucro líquido do exercício ajustado quando exigido por disposição legal ou por condições financeiras da Companhia, pois não há uma política formal implementada pela Companhia requerendo a distribuição desse percentual.

2.8 Itens relevantes não evidenciados nas DFs

2.8 – Itens não evidenciados: os Diretores devem descrever os itens relevantes não evidenciados nas demonstrações financeiras do emissor, indicando:

a. Os ativos e passivos detidos pela Companhia, direta ou indiretamente, que não aparecem no seu balanço patrimonial (*off-balance sheet itens*)

(i) carteiras de recebíveis baixadas sobre as quais a entidade não tenha retido nem transferido substancialmente os riscos e benefícios da propriedade do ativo transferido, indicando respectivos passivos

Não há carteiras de recebíveis baixadas sobre as quais a Companhia não tenha retido nem transferido substancialmente os riscos e benefícios da propriedade do ativo transferido não evidenciadas nos balanços patrimoniais da Companhia referentes aos últimos três exercícios sociais e ao exercício social corrente.

(ii) contratos de futura compra e venda de produtos ou serviços

A Companhia possui registrado em seu balanço patrimonial os contratos futuros de compra e venda de energia, designados como derivativos. Os contratos de compra de produtos e/ou serviços de longo prazo, não necessitam estar registrados, todavia estão evidenciados em nota explicativa das demonstrações contábeis findas em 31 de dezembro dos respectivos anos.

(iii) contratos de construção não terminada

Não há contratos de construção não terminada não evidenciados nos balanços patrimoniais da Companhia referentes aos últimos três exercícios sociais e ao exercício social corrente.

(iv) contratos de recebimentos futuros de financiamentos

Não há contratos de recebimentos futuros de financiamentos não evidenciados nos balanços patrimoniais da Companhia referentes aos últimos três exercícios sociais e ao exercício social corrente.

b. Outros itens não evidenciados nas demonstrações financeiras

Não há outros itens não evidenciados nas demonstrações contábeis da Companhia referentes aos últimos três exercícios sociais e ao exercício social corrente.

2.9 Comentários sobre itens não evidenciados

2.9 – Itens não evidenciados: em relação a cada um dos itens não evidenciados nas demonstrações financeiras indicados no item 2.8, os diretores devem comentar:

a. Como tais itens alteram ou poderão vir a alterar as receitas, as despesas, o resultado operacional, as despesas financeiras ou outros itens das demonstrações financeiras da Companhia;

b. Natureza e o propósito da operação

c. Natureza e montante das obrigações assumidas e dos direitos gerados em favor da Companhia em decorrência da operação

Não aplicável, considerando que não há itens não evidenciados nas demonstrações contábeis individuais e consolidadas da Companhia referentes aos três últimos exercícios sociais e ao exercício social corrente.

2.10 Planos de negócios

2.10 – Plano de negócios: os diretores devem indicar e comentar os principais elementos do plano de negócios do emissor, explorando especificamente os seguintes tópicos:

a. Investimentos

(i) descrição quantitativa e qualitativa dos investimentos em andamento e dos investimentos previstos

30.09.2023

Os investimentos realizados em 2023 estão destacados abaixo:

Financiamento com (Em R$ milhões)	Realizado em 30 de setembro de 2023
Financiado com dívida	2.031
Financiado com capital próprio	(145)
	1.886

No período de nove meses findo em 30 de setembro de 2023, a Companhia investiu R$ 1.886 milhões, dos quais (i) R$ 1.726 milhões aplicados na aquisição de participações societárias e construção de novos projetos, sendo: (i.i) R$ 1.022 milhões no Conjunto Eólico Santo Agostinho; (i.ii) R$ 394 milhões no Conjunto Eólico Serra do Assuruá; (i.iii) R$ 134 milhões no Sistema de Transmissão Novo Estado; (i.iv) R$ 155 milhões no Conjunto Fotovoltaico Assú Sol; (i.v) R$ 6 milhões no Sistema de Transmissão Gralha Azul; (i.vi) R$ 12 milhões no Sistema de Transmissão Gavião Real e (i.vii) R$ 3 milhões no Sistema de Transmissão Asa Branca (ii) R$ 74 milhões foram destinados aos projetos de manutenção e revitalização do parque gerador; e (iii) R$ 86 milhões designados para projetos de modernização: (iii.i) R$ 42 milhões na Usina Hidrelétrica Salto Osório; (iii.ii) R$ 37 milhões na Usina Hidrelétrica Miranda; e (iii.iii) R$ 7 milhões na Usina Hidrelétrica Jaguara.

Os valores anteriormente mencionados não consideram a capitalização dos juros sobre o financiamento durante a fase de construção dos empreendimentos.

Os principais projetos e investimentos previstos para os próximos anos referem-se a implantação dos Conjuntos Eólicos Santo Agostinho (Fase I) e Serra do Assuruá, os Sistemas de Transmissão Gavião Real e Asa Branca e do Conjunto Fotovoltaico Assú Sol.

2022

Transmissão de energia:

Ao final de 2022, foi registrado avanço no desenvolvimento e entrega do projeto básico do empreendimento à Aneel, com a definição das principais características dos equipamentos do projeto do **Sistema de Transmissão Gavião Real**.

Geração de energia:

Em relação aos investimentos relacionados à expansão em geração, ao fim do ano de 2022, destaca-se os seguintes marcos:

(i) **Conjunto Eólico Santo Agostinho – Fase I**: progresso geral da obra atingiu 32,5% de evolução. Esta fase demandará investimentos da ordem de aproximadamente R$ 2,3 bilhões e poderá gerar mais de mil empregos diretos na região, tendo sido viabilizada por meio da venda da energia a clientes do mercado livre. A entrada em operação comercial gradual das unidades geradoras teve início no final do primeiro trimestre de 2023;

(ii) **Conjunto Eólico Serra do Assuruá**: parecer de acesso emitido e contrato de conexão ao grid assinado, autorização regulatória emitida pela Aneel, contratos de direito de uso de superfície assinados e dados de vento. O

2.10 Planos de negócios

investimento estimado é da ordem de aproximadamente R$ 6 bilhões e geração de cerca de 3.000 empregos diretos e indiretos na região, com previsão de entrada gradual em operação comercial a partir do segundo semestre de 2024; e

(iii) **Conjunto Fotovoltaico Assú Sol:** o projeto foi adquirido em dezembro de 2021, em estágio avançado de desenvolvimento, com Licença Prévia e contratos fundiários firmados. Com investimento previsto da ordem de aproximadamente R$ 3,3 bilhões, a entrada em operação integral do projeto deve acontecer até o segundo semestre de 2025.

Os investimentos realizados em 31 de dezembro de 2022 estão destacados abaixo:

Financiamento com (Em R$ milhões)	Realizado em 31 de dezembro de 2022
Financiado com dívida	814
Financiado com capital próprio	2.336
	3.150

Em 31 de dezembro de 2022, a Companhia investiu R$ 3.150 milhões, dos quais (i) R$ 861 milhões aplicados na aquisição de participações societárias, sendo: (i.i) R$ 656 milhões nos Conjuntos Fotovoltaicos Floresta e Paracatu; (i.ii) R$ 182 milhões no Conjunto Eólico Serra do Assuruá; e (i.iii) R$ 23 milhões no Conjunto Fotovoltaico Assú Sol; (ii) R$ 2.057 milhões na construção de novos projetos, sendo: (ii.i) R$ 718 milhões concentrados no Sistema de Transmissão Novo Estado; (ii.ii) R$ 694 milhões no Conjunto Eólico Santo Agostinho, (ii.iii) R$ 516 milhões no Conjunto Eólico Serra do Assuruá; e (ii.iv) R$ 129 milhões no Sistema de Transmissão Gralha Azul; e (iii) R$ 186 milhões foram destinados aos projetos de manutenção e revitalização do parque gerador; e (iv) R$ 46 milhões designados para a modernização da Usina Hidrelétrica Salto Osório.

Os valores anteriormente mencionados não consideram a capitalização dos juros sobre o financiamento durante a fase de construção dos empreendimentos.

Os principais projetos e investimentos previstos para os próximos anos referem-se ao desenvolvimento do Sistema de Transmissão Gavião Real, do Conjunto Fotovoltaico Assú Sol e Conjuntos Eólicos Serra do Assuruá e Santo Agostinho – Fase I, bem como da modernização da Usina Hidrelétrica Salto Osório.

2021

A Companhia detinha em andamento ao final do ano de 2021, basicamente, as obras dos Sistemas de Transmissão Gralha Azul e Novo Estado, ambas em fase de finalização, e o Conjunto Eólico Santo Agostinho – Fase I, além da a modernização da Usina Hidrelétrica Salto Osório.

Os investimentos realizados em 2021 estão destacados abaixo:

Financiamento com (Em R$ milhões)	Realizado 2021
Capital de terceiros	2.809
Capital próprio	598
	3.207

Em 2021, a Companhia investiu R$ 3.407 milhões, dos quais (i) R$ 3.072 milhões aplicados na construção de novos projetos, sendo: R$ 1.415 milhões concentrados no Sistema de Transmissão Novo Estado, R$ 846 milhões no Sistema de Transmissão Gralha Azul, R$ 445 milhões no Conjunto Eólico Campo Largo II, R$ 364 milhões no Conjunto Eólico Santo Agostinho – Fase I e R$ 2 milhões em outros projetos; (ii) R$ 283 milhões foram destinados aos projetos de manutenção e revitalização do parque gerador; (iii) R$ 42 milhões designados para a modernização da Usina

2.10 Planos de negócios

Hidrelétrica Salto Osório; e (iv) R$ 10 milhões destinados à aquisição de participações societárias do projeto do Complexo Fotovoltaico Assú Sol.

Os valores anteriormente mencionados não consideram a capitalização dos juros sobre o financiamento durante a fase de construção dos empreendimentos.

Os principais projetos e investimentos previstos para os próximos anos referem-se ao desenvolvimento dos Sistemas de Transmissão Gralha Azul e Novo Estado, Conjunto Eólico Santo Agostinho – Fase I, modernização da Usina Hidrelétrica Salto Osório e à manutenção do parque gerador da Companhia.

2020

A Companhia detinha em andamento ao final do ano de 2020, basicamente, as obras do Conjunto Eólico Campo Largo II, dos Sistemas de Transmissão Gralha Azul e Novo Estado, e a modernização da Usina Hidrelétrica Salto Osório.

Os investimentos realizados em 2020 estão destacados abaixo:

Financiamento com (Em R$ milhões)	Realizado 2020
Capital de terceiros	3.641
Capital próprio	372
	4.013

No ano de 2020, a Companhia investiu R$ 656 milhões na aquisição de participações societárias: R$ 329 milhões destinados à aquisição de 100% da participação societária na Novo Estado Transmissora de Energia S.A. e R$ 327 milhões destinados à aquisição de 3,25% de participação na Transportadora Associada de Gás S.A. (TAG).

No mesmo ano, a Companhia investiu R$ 3.214 milhões na construção de novos projetos, sendo: (i) R$ 1.229 milhões no Sistema de Transmissão Novo Estado; (ii) R$ 973 milhões no Conjunto Eólico Campo Largo II; (iii) R$ 860 milhões no Sistema de Transmissão Gralha Azul; (iv) R$ 136 milhões na Usina Termelétrica Pampa Sul e (v) R$ 16 milhões em outros investimentos.

Por fim, foram investidos R$ 143 milhões aos projetos de manutenção e revitalização do parque gerador, sendo R$ 10 milhões desse montante designado especificamente para a modernização da Usina Hidrelétrica Salto Osório.

Os valores anteriormente mencionados não consideram a capitalização dos juros sobre o financiamento durante a fase de construção dos empreendimentos.

Os principais projetos e investimentos previstos para os próximos anos referem-se ao desenvolvimento dos Sistemas de Transmissão Gralha Azul e Novo Estado, do Conjunto Eólico Campo Largo II, Conjunto Eólico Santo Agostinho, modernização da Usina Hidrelétrica salto Osório e à manutenção do parque gerador da Companhia.

(ii) fontes de financiamento dos investimentos

Os projetos setoriais, realizados pelas controladas, geralmente possuem financiamento da ordem de 50% a 70% do investimento total. O montante remanescente é coberto com recursos próprios, os quais, usualmente, resultam de aportes de capital da controladora, ENGIE Brasil Energia. A controladora capta recursos por meio de empréstimos bancários ou emissões junto ao mercado de capital que, usualmente, são destinados aos referidos aportes.

(iii) desinvestimentos relevantes em andamento e desinvestimentos previstos

Na data deste Formulário de Referência, a Companhia não possui desinvestimentos em andamento ou previsto.

2.10 Planos de negócios

b. Aquisições já divulgadas de plantas, equipamentos, patentes ou outros ativos que devam influenciar materialmente a capacidade produtiva da Companhia

Em 30 de junho de 2023, a Companhia arrematou no Leilão de Transmissão nº 01/2023, promovido pela Aneel, o Lote 5, localizado nos estados da Bahia, Minas Gerais e Espírito Santo, que totaliza aproximadamente 1.006 km de extensão de linhas de transmissão. A RAP apresentada pela Companhia foi de R$ 249,3 milhões, com deságio de 42,8% em relação à receita máxima determinada pela Aneel, de R$ 435,9 milhões, e com investimento previsto pela Aneel de R$ 2.667 milhões.

Em março de 2022, a Companhia adquiriu 100% das ações da Solairedirect Holding Brasil S.A. ("Solairedirect"), detentora dos Conjuntos Fotovoltaicos Floresta e Paracatu, e ENGIE Solar Brasil Energia e Consultoria Ltda. ("ENGIE Solar"), ambas pertencentes ao Grupo ENGIE.

Em 21 de junho de 2022, após o cumprimento das condições precedentes previstas no contrato de compra e venda de ativos e outras avenças, foi concluída a aquisição dos direitos de desenvolvimento do Projeto Serra do Assuruá junto à PEC Energia S.A. ("PEC") pela ENGIE Brasil Energias Complementares Participações Ltda. ("ECP"), controlada direta da Companhia.

Para maiores informações das aquisições realizadas, vide Item 2.4 – b deste Formulário de Referência.

c. Novos produtos e serviços

(i) descrição das pesquisas em andamento já divulgadas

Não aplicável.

(ii) montantes totais gastos pelo emissor em pesquisas para desenvolvimento de novos produtos ou serviços

Não aplicável.

(iii) projetos em desenvolvimento já divulgados

Entre os projetos em andamento, destacam-se:

- **Valoração dos serviços de usinas hidrelétricas e proposições comerciais**: O projeto de P&D busca quantificar o volume de serviços prestados pelas hidrelétricas operadas pelas Companhia e valorá-los adequadamente. Entre os atributos pesquisados estão segurança, estabilidade e qualidade ao suprimento de energia elétrica.
- **Barreira de contenção de vazamento de óleo**: reforçando o compromisso da inovação com a sustentabilidade e a eliminação do impacto ambiental dos nossos processos, desenvolvemos em 2022 uma barreira de proteção sustentável que reforça o sistema de segurança das nossas usinas hidrelétricas contra vazamentos de óleo.

(iv) montantes totais gastos pelo emissor no desenvolvimento de novos produtos ou serviços

Não aplicável.

d. Oportunidades inseridas no plano de negócios do emissor relacionadas a questões ASG

A ENGIE Brasil Energia atua orientada pelo propósito do Grupo ENGIE: agir para acelerar a transição para uma sociedade neutra em carbono, por meio de consumo reduzido de energia e soluções mais sustentáveis. Compartilhado com colaboradores, acionistas, clientes e demais stakeholders, esse propósito impulsiona a agenda

2.10 Planos de negócios

ESG da Companhia, buscando conciliar o desempenho econômico e impacto positivo sobre as pessoas e o planeta – confira compromissos, iniciativas e resultados nesse sentido mais à frente.

Essa premissa se reflete em sua Política de Gestão Sustentável, atualizada em 2022, na qual a ENGIE Brasil Energia se propõe a buscar a melhoria contínua do seu desempenho, por meio de uma abordagem que considera ciclo de vida e economia circular; participação, consulta e engajamento das partes interessadas; e conformidade com a legislação e demais compromissos voluntários assumidos.

As diretrizes corporativas relacionadas à sustentabilidade apoiam a gestão transversal do tema se desdobram nos objetivos não financeiros do Grupo ENGIE, a serem alcançados, em âmbito global, até 2030. Tais objetivos, assumidos publicamente em 2020 incluem aspectos vinculados, especialmente, à geração de energia renovável, à promoção da equidade de gênero e ao combate às mudanças de clima, conforme descrito a seguir:

- **Emissões de Gases de Efeito Estufa:** Reduzir para, no mínimo, 43 MtCO2e (toneladas métricas de dióxido de carbono equivalente) o total de emissões de gases de efeito provenientes da geração de energia elétrica do Grupo — em 2019, esse total foi de 80 MtCO2e (meta alinhada à iniciativa Science Based Target – SBTi).

- **Diversidade de Gênero:** Ampliar para 50% a participação de mulheres na administração do Grupo — em 2019, elas ocupavam 24% das posições de liderança.

- **Energias Renováveis:** Elevar a 58% a participação de fontes renováveis no mix de capacidade de produção de energia mundialmente — ante os 28% registrados em 2019.

- **Cadeia de Fornecedores:** Atingimento de 100%, até 2030, do índice de compras responsáveis (excluída a aquisição de energia), que envolvem assessments socioambientais e compras inclusivas; e atingimento de 100%, até 2030, de fornecedores preferenciais certificados por compromissos Science Based Targets (SBTi).

- **Água:** Redução no consumo de água em atividades industriais em 35% até 2030 — de 93Mm^3 em 2019 para 60Mm^3 em 2030.

Em 2022, a fim de fortalecer seu compromisso de combate às mudanças do clima, a Companhia tornou-se signatária da *Action Declaration on Climate Policy Engagement* (Declaração de Ação sobre o Engajamento na Política Climática), a qual orienta a conduta de empresas envolvidas no movimento de descarbonização. O objetivo é reduzir lacunas entre discurso e prática dos países quanto à redução de emissões, em três frentes principais:

- Apoiar a ação climática alinhada com o Acordo de Paris ao se envolver com os formuladores de políticas públicas;

- Trabalhar em conjunto com associações industriais/comerciais para promover o alinhamento com o Acordo de Paris;

- Monitorar e divulgar o alinhamento das políticas climáticas de suas empresas e de suas principais associações setoriais/comerciais.

O documento foi lançado no dia 8 de novembro, durante a 27ª Conferência das Partes da Convenção-Quadro das Nações Unidas sobre as Alterações Climáticas (COP 27), realizada no Egito. A ENGIE foi convidada a assinar a declaração pela Corporate Knights, por ser uma das integrantes do Corporate Knights' *Global 100 Most Sustainable Companies 2021 – ranking* que reúne as 100 empresas mais sustentáveis do mundo.

2.11 Outros fatores que influenciaram de maneira relevantes o desempenho operacional

2.11 – Comentar sobre outros fatores que influenciaram de maneira relevante o desempenho operacional e que não tenham sido identificados ou comentados nos demais itens desta seção

Acompanhamento dos projetos dos Sistemas de Transmissão Gralha Azul (“Gralha Azul”) e Novo Estado (“Novo Estado”)

Em 2022, os Sistemas de Transmissão Gralha Azul e Novo Estado obtiveram novas autorizações do ONS para operação comercial parcial de suas linhas de transmissão. Gralha Azul e Novo Estado alcançaram 94% e 49% da RAP mensal em dezembro de 2022 e dos ativos em operação comercial em 31 de dezembro de 2022, respectivamente.

Em fevereiro de 2023, o Sistema de Transmissão Gralha Azul entrou em operação integral a partir da energização do trecho que percorre a zona urbana e rural das cidades de Ponta Grossa, Imbituva e Irati. Gralha Azul teve as primeiras linhas energizadas em 2021, antecipando em 16 meses o prazo previsto no contrato de concessão.

No mesmo período, a Novo Estado Transmissora finalizou a implantação do Sistema de Transmissão Novo Estado a partir da energização das linhas de transmissão entre as subestações Xingu e Serra Pelada, última etapa necessária para o atingimento da operação integral de Novo Estado. A operação comercial iniciou em dezembro de 2021 e teve sua finalização dentro do prazo estabelecido pela Aneel.

Recomposição do prazo da outorga da Usina Hidrelétrica Estreito ("UHE Estreito")

Em 31 de janeiro de 2023 foi deferido pela Aneel o pleito do CESTE – Consórcio Estreito Energia (“CESTE”), responsável pela exploração da Usina Hidrelétrica Estreito (“Usina” ou “UHE Estreito”), representado pela Companhia Energética Estreito (“CEE”), uma subsidiária da ENGIE, concedendo uma recomposição do prazo da outorga da Usina, o estendendo em um total de 852 dias. A decisão estabeleceu ainda que a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (“CCEE”) recalcule o prazo decorrente da repactuação do risco hidrológico para a Usina, pois o cálculo deve incluir os prazos de recomposição concedidos por meio da aplicação da Lei 13.360/2016.

O referido pleito encontra amparo na Lei nº 13.360, de 17 de novembro de 2016, que dispõe no Art. 19 que em caso de atraso no início da operação comercial da concessão de geração, decorrente de fatos caracterizados como excludentes de responsabilidade, o prazo será recomposto pela Aneel por meio da extensão da outorga pelo mesmo período do excludente de responsabilidade.

Foi avaliado que ocorreram fatos supervenientes durante a implantação da UHE Estreito, que causaram o atraso no início da operação comercial da Usina, quais sejam: (i) o atraso na emissão da Licença de Instalação pelo Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis - IBAMA, (ii) a perda da janela hidrológica, e (iii) paralisações nas obras em decorrência de movimentos sociais. Tais fatos já haviam sido avaliados pela Aneel e justificaram o ajuste do cronograma de implantação, em 2009 e em 2011.

Entrada em operação do Conjunto Eólico Santo Agostinho

Em 23 de março de 2023 a Companhia recebeu autorização na Aneel para iniciar a operação comercial da unidade geradora 01 da Eólica Santo Agostinho 14, com capacidade instalada de 6,2 MW, o qual faz parte do Conjunto Eólico Santo Agostinho, empreendimento composto por 14 parques eólicos, com 70 aerogeradores e capacidade instalada total de 434 MW.

2.11 Outros fatores que influenciaram de maneira relevantes o desempenho operacional

Modernização e manutenção preditiva de Hidrelétricas

Essenciais para assegurar a eficiência operacional, a modernização de hidrelétricas constitui um eixo de investimento da Companhia. Por isso, em 2022, foi dado prosseguimento aos projetos de modernização das Usinas Hidrelétricas Salto Osório (PR), Jaguara (SP) e Miranda (MG). Na primeira, o projeto teve início em 2017 e, considerado de grande porte, inclui a substituição dos equipamentos e sistemas com tecnologias atualizadas – o que, além do ganho de eficiência, resultará em incremento da garantia física (estimado em 13,9 MW médios). No ano de 2022, a Usina avançou na modernização da segunda unidade geradora, chegando ao final de dezembro com a montagem dos novos equipamentos praticamente concluída, com a operação comercial prevista para iniciar no primeiro trimestre de 2023. A expectativa é que o projeto seja integralmente concluído em 2024.

A modernização da Usina Hidrelétrica Jaguara, por sua vez, avançou com a fabricação do novo gerador da Unidade 1, que tem instalação e início de operação previstos para o primeiro semestre de 2023. Na Usina Hidrelétrica Miranda, a modernização tem como foco os sistemas de controle e instrumentação (incluindo reguladores de velocidade e tensão do gerador, além do sistema supervisório). Em 2022, foram realizadas as fabricações, aquisições e testes em fábrica dos novos equipamentos, sendo que a instalação ocorrerá ao longo de 2023.

Outro foco na gestão dos ativos é o aumento da confiabilidade e da eficiência operacional das Usinas. Com o objetivo de evitar falhas que gerem interrupções no funcionamento, garantir a segurança das operações e reduzir riscos e custos, a Companhia faz uso de métodos de manutenção preditiva para gestão da saúde dos ativos.

Além das técnicas consagradas na indústria, como análise de vibrações e termografia, desde 2021 a Companhia está implantando um sistema baseado em *machine learning* para aumentar a detectabilidade de anomalias que possam vir a ocorrer nos ativos de geração.

O sistema de inteligência artificial avalia um fluxo constante de dados obtidos de milhares de sensores instalados nas usinas e detectam, em tempo real, sintomas que indicam a possibilidade de falhas futuras, possibilitando atuar antecipadamente para evitar incidentes indesejados com impactos de interrupção da geração.

Em 2022, com o auxílio dessa nova tecnologia, foram evitadas falhas nos ativos de geração, reduzindo os custos de manutenção e indisponibilidade dos ativos. A implantação terá continuidade em 2023, aumentado a cobertura do sistema para todas as usinas hidrelétricas, abrangendo os sistemas mais críticos de todas as unidades geradoras.

Impactos da guerra na Ucrânia

Após quatro meses de crise com o Ocidente, a Rússia decidiu atacar a Ucrânia em 24 de fevereiro de 2022, acirrando o mais grave conflito militar na Europa desde a Segunda Guerra Mundial.

Diante disso, existem efeitos das sanções econômicas à Rússia, como: (i) sanções do setor de serviços financeiros; (ii) restrições do setor de energia; (iii) restrições geográficas; (iv) restrições para fazer negócios na Rússia; (v) controles e exportação; e (vi) restrições similares contra a Bielorrússia.

Como principal impacto, nota-se o aumento de preços do petróleo, do gás natural, de grãos e de outras commodities, visto que a redução repentina de oferta destes produtos eleva o preço no mercado internacional. O impacto sobre a economia pode ser grande, a depender do tamanho e extensão da guerra, o que pode reduzir as perspectivas de crescimento econômico.

No exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2022 e no período de nove meses findo em 30 de setembro de 2023, a Companhia não apurou impactos decorrentes da guerra na Ucrânia em suas demonstrações contábeis individuais e consolidadas. A Companhia não possui contratos com nenhuma parte envolvida no conflito. Adicionalmente, considerando que não haja o agravamento da guerra, a Companhia não estima efeitos significativos em seu resultado que possam comprometer a capacidade operacional e a implantação de seus projetos.

2.11 Outros fatores que influenciaram de maneira relevantes o desempenho operacional

Impactos do conflito entre Israel e o Hamas

Apesar de não haver impactos diretos do conflito na Companhia, há impactos na economia mundial que serão mais sentidos na razão dos países que vierem a se envolver. A magnitude será bem diferente caso o conflito se restrinja à Gaza e Israel, do que se venha a envolver, por exemplo, Síria, Líbano e por fim, o Ira, dados os conflitos históricos entre os países. Caso isso ocorra, os impactos serão globais e não somente regionais.

Pode-se esperar aumento dos preços do petróleo, gás natural e outras commodities, bem como impactos negativos nas cadeias produtivas, já vulnerabilizadas por eventos precedentes, como a pandemia e a guerra na Ucrânia. Ressalta-se que a região do conflito é chave nas rotas de transporte marítimo de matérias primas e produtos acabados.

A Companhia não possui contratos com nenhuma parte envolvida no conflito. Seguirá acompanhando os desdobramentos. Adicionalmente, considerando que não haja o agravamento da situação, a Companhia não estima efeitos significativos em seu resultado que possam comprometer a capacidade operacional e a implantação de seus projetos.

Inovação

Em complemento as informações divulgadas no item 2.10 (c), destacamos que para a Companhia a inovação representa um fator fundamental de competitividade, que impulsiona a busca por soluções para os desafios inerentes aos negócios e ao desenvolvimento sustentável da sociedade. Em 2022, a Companhia atualizou sua estratégia referente ao tema, direcionando-a à aplicação e ao desenvolvimento de tecnologias com foco na performance operacional dos ativos, bem como na melhoria contínua do desempenho socioambiental e de governança.

Internamente, a gestão da inovação é conduzida em duas frentes:

• Fórum de Inovação: responsável pelo planejamento estratégico da inovação, incluindo a definição das prioridades de investimentos em projetos de Pesquisa, Desenvolvimento e Inovação (PD&I) estratégicos;

• Núcleo Tático: tem a atribuição de aprovar investimentos em inovações incrementais e monitorar contextos de inovação, incluindo novas tecnologias, informações de mercado, potenciais clientes e atualizações regulatórias.

Um dos mecanismos mais relevantes para a prática da inovação na Companhia é o Programa de Pesquisa e Desenvolvimento (P&D) da Aneel, executado por meio de parcerias com empresas, universidades e instituições de pesquisa, fomentando o modelo de *open innovation*. O Programa segue as determinações da Lei n° 9.991/2000, que prevê a destinação de 1% da receita operacional líquida anual das empresas do setor elétrico em atividades de PD&I.

Até a data deste Formulário de Referência, ao longo do exercício social corrente, destinamos mais de R$ 56 milhões ao programa, de acordo com a seguinte distribuição:

- R$ 18,9 milhões ao Fundo Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico (FNDCT);
- R$ 9,4 milhões ao MME, para custeio da EPE;
- R$ 5,7 milhões à Conta de Desenvolvimento Energético (CDE), para custeio da modicidade tarifária;
- R$ 22,7 milhões aportados em projetos pela ENGIE Brasil Energia e suas controladas.

O portfólio de projetos vigentes em 2023 totaliza 11 projetos, com investimentos que somaram, até a data deste Formulário de Referência, R$ 82,9 milhões, desconsiderando custos relacionados a gestão dos programas. Para informações adicionais sobre as pesquisas em andamento já divulgadas, vide item 2.10 (c) deste Formulário de Referência.

2.11 Outros fatores que influenciaram de maneira relevantes o desempenho operacional

Em 2023, não tivemos novas parcerias com startups e instituições de pesquisas.

Em 2022, destinamos mais de R$ 62,6 milhões ao programa, de acordo com a seguinte distribuição:

- R$ 24,7 milhões ao Fundo Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico (FNDCT);
- R$ 12,3 milhões ao Ministério de Minas e Energias (MME), para custeio da Empresa de Pesquisa Energética (EPE)
- R$ 7,4 milhões à Conta de Desenvolvimento Energético (CDE), para custeio da modicidade tarifária;
- R$ 18,2 milhões a serem aportados em projetos pela ENGIE Brasil Energia.

O portfólio de projetos vigentes em 2022 totalizou 14 projetos, com investimentos que somaram R$ 111,7 milhões, desconsiderando custos relacionados a gestão dos programas.

Em 2022, tivemos:

- 6 novas instituições de pesquisa parceiras;
- 4 novas *startups* parceiras; e
- Projetos desenvolvidos em 7 estados brasileiros.

Patente de Invenção

Em junho de 2022, a ENGIE Brasil Energia conquistou, em conjunto com a empresa Power Optics, a patente do "Transformador de Corrente Óptico com Medição Redundante e Circuito Híbrido de Compensação de Temperatura". (TECO-MR). O equipamento desenvolvido amplia a confiabilidade de transformadores de corrente em subestações de energia, gerando também benefícios econômicos, metrológicos e de segurança quando comparado a modelos convencionais analógicos.

Hub de Inovação

Considerando que os processos de inovação são contínuos e transversais, abrangendo todas as áreas da Companhia, foi criado um espaço virtual dedicado a concentrar informações relativas a projetos, ações e atividades de cunho inovador. Além de divulgar as informações sobre o tema no contexto interno, o chamado Hub de Inovação dissemina notícias externas e promove capacitações realizadas por ecossistemas de PD&I.

Cultura inovadora

Internamente, a Companhia investe em iniciativas de intraempreendedorismo, com destaque para o Inove, iniciativa dedicada a incentivar os colaboradores da Companhia a tirarem suas ideias do papel, dando origem a novos produtos, serviços ou melhorias em processos administrativos ou operacionais. Reestruturado em 2019, o Programa tem como principal objetivo valorizar as inovações, simples ou complexas, em todas as áreas. Qualquer colaborador da ENGIE pode participar, enviando suas ideias, que são analisadas pelas áreas envolvidas. Se aprovada, a proposta recebe recursos da Companhia para ser desenvolvida. E quem participa é recompensado, recebendo moedas virtuais – desde o momento da inscrição da ideia até a medição dos resultados obtidos a partir dela. Além disso, a cada ano as melhores sugestões ganham destaque, sendo premiadas e reconhecidas pela Liderança. A programa também fomenta o desenvolvimento de projetos voltados a aspectos ESG.

2.11 Outros fatores que influenciaram de maneira relevantes o desempenho operacional

Inove em números – 2023

- 233 colaboradores diretamente envolvidos;
- 130 iniciativas cadastradas; e
- R$ 0,6 milhões em investimentos.

Inove em números – 2022

- 69 colaboradores diretamente envolvidos;
- 107 iniciativas cadastradas; e
- R$ 5,8 milhões em investimentos.

Integração ao ecossistema

A ENGIE Brasil Energia integra o LinkLab, programa da Associação Catarinense de Tecnologia (Acate) que conecta grandes e pequenas empresas, facilitando a contratação ágil de serviços e soluções do ecossistema de startups de todo o Brasil. O programa permite a implementação de projetos de curta duração e baixo custo, desenvolvendo Provas de Conceito (*Proof of Concept* – POC) – as quais, se validadas, podem evoluir para soluções aplicáveis aos negócios.

3.1 Projeções divulgadas e premissas

3.1 – As projeções devem identificar:

a. Objeto da projeção

Investimentos em participações societárias, na manutenção, construção de novos sistemas de transmissão e revitalização e ampliação do parque gerador.

A demonstração dos montantes de investimentos da Companhia segrega valores dispostos em dois grupos:

- Investimentos financiados com capital próprio, incluindo aquisições; e
- Investimentos financiados com dívidas, incluindo dívidas assumidas nas aquisições.

Todos os modelos de projeção estão contemplados no item “d” abaixo.

As projeções realizadas são estimativas, as quais a Companhia entende serem razoáveis, que normalmente dependem de eventos futuros. Portanto, não podem ser consideradas como promessa de desempenho por parte da Companhia e de seus administradores.

b. Período projetado e o prazo de validade da projeção

A ENGIE Brasil Energia divulga trimestralmente ao mercado suas projeções de investimentos para o ano corrente e os dois anos subsequentes, com validade até sua concretização ou substituição por nova projeção.

c. Premissas da projeção, com a indicação de quais podem ser influenciadas pela administração da Companhia

As projeções de investimentos da Companhia se baseiam principalmente nestas premissas:

- Cronograma de manutenções das unidades geradoras;
- Diagnósticos de equipamentos;
- Obrigações regulatórias; e
- Iniciativas estratégicas.

Os valores informados, projeção e realizado, não consideram juros sobre a construção (Juros Sobre Capital de Terceiros).

A Administração pode influenciar todas as premissas, exceto as obrigações regulatórias que escapam ao seu controle.

Em caso de alteração relevante nas premissas acima, as projeções podem ser revisadas pela administração.

d. Valores dos indicadores que são objeto da previsão

Os montantes projetados referente ao período findo em 31.12.2023 e 31.03.2024, bem como os montantes realizados referentes em 31.03.2024 encontram-se nas tabelas apresentadas a seguir. Tais valores estão expressos em milhões de reais e não contemplam os juros sobre os financiamentos capitalizados durante o período de construção das usinas.

d.1. Primeiro trimestre de 2024

Projeções para os anos de 2024, 2025 e 2026, vigente no 1° trimestre de 2024 (1T24):

Descrição \ Período de projeção	2024	2025	2026
Financiado com dívida	4.967	2.074	602
Financiado com capital próprio	4.630	1.291	112
Total	**9.597**	**3.365**	**714**

3.1 Projeções divulgadas e premissas

Projeções para os anos de 2024, 2025 e 2026, vigente no 4º trimestre de 2023 (4T23):

Descrição \ Período de projeção	2024	2025	2026
Financiado com dívida	3.601	935	500
Financiado com capital próprio	5.992	2.544	258
Total	**9.593**	**3.479**	**758**

Variações nas projeções informadas entre 1T24 e 4T23:

Descrição \ Período de projeção	2024	2025	2026
Financiado com dívida	1.366	1.139	102
Financiado com capital próprio	(1.362)	(1.253)	(146)
Total	**4**	**(114)**	**(44)**

Análise das variações relevantes:

As alterações em relação ao último período apresentado decorreram, substancialmente, da alteração no cronograma financeiro e físico de implantação do Sistema de Transmissão de Asa Branca, do Conjunto Eólico Santo Agostinho, da implantação de reforços e ampliações do Sistema de Transmissão Novo Estado, e implantação do Sistema de Transmissão Gavião Real. Além da alteração na origem de financiamento dos projetos em implantação.

As projeções atualizadas referem-se principalmente:

• 2024: às alterações no cronograma financeiro e físico de implantação do Conjunto Eólico Santo Agostinho, na aquisição dos Conjuntos Fotovoltaicos pertencentes à Atlas Energia Renovável do Brasil S.A., nos reforços e ampliações no Sistema de Transmissão Novo Estado e da implantação do Sistema de Transmissão Asa Branca; e

• 2025 e 2026: às alterações no cronograma financeiro e físico de implantação do Sistema de Transmissão Asa Branca.

Investimentos realizados no período de três meses findo em 31.03.2024:

Os investimentos da ENGIE Brasil Energia no 1T24 foram de R$ 3.565 milhões, dos quais (i) R$ 3.510 milhões aplicados na aquisição de participações societárias e construção dos novos projetos: R$ 2.364 milhões na aquisição dos Conjuntos Fotovoltaicos pertencentes à Atlas Energia Renovável do Brasil S.A., R$ 732 milhões na implantação e aquisição do Conjunto Eólico Serra do Assuruá, R$ 249 milhões no Conjunto Fotovoltaico Assú Sol, R$ 126 milhões no Conjunto Eólico Santo Agostinho, R$ 17 milhões nas ampliações e reforços do Sistema de Transmissão Novo Estado, R$ 10 milhões no Sistema de Transmissão Gavião Real, R$ 6 milhões na implementação do Sistema de Transmissão Asa Branca e R$ 6 milhões na recuperação do Conjunto Fotovoltaico de Paracatu; (ii) R$ 28 milhões designados para a modernização da Usina Hidrelétrica Salto Osório; (iii) R$ 21 milhões foram destinados à revitalização do parque gerador; (iv) R$ 5 milhões destinados a modernização da Usina Hidrelétrica de Jaguara; e (v) R$ 1 milhão na modernização da Usina Hidrelétrica de Miranda.

3.2 Acompanhamento das projeções

3.2 – Na hipótese de o emissor ter divulgado, durante os 3 últimos exercícios sociais, projeções sobre a evolução de seus indicadores

a. Informar quais estão sendo substituídas por novas projeções incluídas no formulário e quais delas estão sendo repetidas no formulário

As projeções vêm sendo divulgadas, atualizadas e substituídas trimestralmente, quando aplicável, conforme apresentado no item 3.1 acima.

b. Quanto às projeções relativas a períodos já transcorridos, comparar os dados projetados com o efetivo desempenho dos indicadores, indicando com clareza as razões que levaram a desvios nas projeções

As informações abaixo indicadas estão apresentadas em R$ milhões.

- **Projeção para o ano de 2021:**

Descrição \ Período de projeção	2021
Financiado com dívida	3.271
Financiado com capital próprio	245
Total	3.516

Investimentos realizados em 2021:

Descrição	Realizado 2021
Financiado com dívida	2.809
Financiado com capital próprio	598
Total	**3.407**

Resumo das variações entre o previsto e o realizado no ano de 2021:

As variações em relação às projeções divulgadas para 2021 ao final de 2020 e os investimentos realizados neste ano, no montante de R$ 109 milhões, decorreram, principalmente à (i) postergação do cronograma financeiro do Sistema de Transmissão Novo Estado; (ii) maiores custos na implantação do Sistema de Transmissão Gralha Azul e no Conjunto Eólico Campo Largo II; e (iii) maiores custos que o previsto para a manutenção do parque gerador.

- **Projeção para o ano de 2022:**

Descrição \ Período de projeção	2022
Financiado com dívida	1.671
Financiado com capital próprio	812
Total	**2.483**

Investimentos realizados em 2022:

Descrição	Realizado 2022
Financiado com dívida	814
Financiado com capital próprio	2.336
Total	**3.150**

Resumo das variações entre o previsto e o realizado no ano de 2022:

As variações em relação às projeções divulgadas para 2022 ao final de 2021 e os investimentos realizados neste ano, no montante de R$ 667 milhões, decorreram, principalmente à (i) da aquisição dos Conjuntos Fotovoltaicos de Floresta e Paracatu; (ii) da aquisição e construção do Conjunto Eólico Serra do Assuruá; e (iii) da postergação do cronograma financeiro do Conjunto Eólico Santo Agostinho.

3.2 Acompanhamento das projeções

- **Projeção para o ano de 2023:**

Descrição \ Período de projeção	2023
Financiado com dívida	6.409
Financiado com capital próprio	(1.186)
Total	**5.223**

Investimentos realizados em 2023:

Descrição	Realizado 2023
Financiado com dívida	3.642
Financiado com capital próprio	(1.788)
Financiado com capital próprio	1.000
Total	**2.854**

Resumo das variações entre o previsto e o realizado no ano de 2023:

As variações em relação às projeções divulgadas para 2023 ao final de 2022 e os investimentos realizados neste ano, no montante de R$ 2.368 milhões, decorreram, principalmente à (i) da alteração no cronograma de financeiro da implantação dos seguintes projetos: Conjunto Eólico Santo Agostinho, Conjunto Eólico Serra do Assuruá, Conjunto Fotovoltaico Assu Sol e das modernizações das Usinas Hidrelétricas de Salto Osório, Jaguara e Miranda.

c. Quanto às projeções relativas a períodos ainda em curso, informar se as projeções permanecem válidas na data de entrega do formulário e, quando for o caso, explicar por que elas foram abandonadas ou substituídas

Conforme item 3.1 (d) acima, as projeções foram revisadas pela administração em março de 2024 e estão válidas na data de entrega deste Formulário de Referência. A Companhia ressalta que os valores informados desconsideram os efeitos dos juros incorridos sobre as construções, diferindo, portanto, dos valores contábeis apresentados em suas demonstrações contábeis.

4.1 Descrição dos fatores de risco

4.1 – Descrever os fatores de risco com efetivo potencial de influenciar a decisão de investimento, observando as categorias abaixo e, dentro delas, a ordem decrescente de relevância:

Os potenciais compradores dos títulos e valores mobiliários da Companhia devem considerar de forma cuidadosa os riscos específicos relacionados à Companhia e aos próprios títulos e valores mobiliários. Devem ser considerados, à luz das circunstâncias financeiras e dos objetivos do investimento, os fatores de risco abaixo relacionados.

Os negócios da Companhia, as condições financeiras e os resultados das operações podem ser afetados de forma adversa por qualquer um desses fatores de risco. O preço de mercado dos títulos mobiliários pode reduzir em razão de qualquer um desses fatores de risco, ocasionando perdas totais ou parciais ao investidor. Há outros fatores de riscos adicionais, que podem acarretar efeitos similares aos dos riscos a seguir relacionados. Os riscos podem materializar-se de forma individual ou cumulativamente.

A ordem de apresentação dos riscos, dentro de cada categoria, procura levar em conta, de forma decrescente, a relevância, embora tal ordem possa variar tanto em decorrência da severidade, quando da eventual ocorrência de determinado risco. A ordem de apresentação não possui relação com a probabilidade relativa de ocorrência de nenhum dos riscos descritos nesse documento.

Ademais, não obstante a subdivisão desta seção 4. Fatores de Risco, determinados fatores de risco que estejam em um subitem podem também se aplicar a outros subitens da seção 4.

a. Riscos relacionados à Companhia

A construção, expansão e operação das usinas de geração de energia elétrica e linhas de transmissão envolvem riscos significativos que podem levar à perda de receita ou aumento de despesas.

A construção, operação, manutenção e expansão de instalações e equipamentos para a geração e transmissão de energia envolvem vários riscos, incluindo:

- incapacidade de obter permissões e aprovações governamentais;
- indisponibilidade de equipamentos;
- indisponibilidade dos sistemas de distribuição e/ou transmissão;
- interrupção do fornecimento;
- interrupção no trabalho, greve e outras disputas trabalhistas;
- agitações sociais;
- interferências hidrológicas e climáticas;
- interferências políticas e judiciais;
- problemas inesperados de engenharia e de natureza ambiental;
- atrasos na construção e no início da operação, ou custos excedentes não previstos;
- mudanças nos subsídios atualmente existentes;
- necessidade de altos investimentos de capital;
- indisponibilidade de financiamentos adequados; e
- alterações regulatórias.

4.1 Descrição dos fatores de risco

Se a Companhia se deparar com qualquer desses ou de outros riscos, poderá não ser capaz de gerar e/ou transmitir energia elétrica em quantidades compatíveis com seus planos de negócios, o que pode vir a afetar de maneira adversa sua situação financeira e seus resultados operacionais.

As barragens, são ativos de geração importantes para o negócio da Companhia, pois armazenam nos reservatórios a maior parte da sua capacidade de geração de energia. Falhas nestas estruturas, incluindo o rompimento da barragem, poderão acarretar perdas e danos causados a terceiros e nos negócios da Companhia.

Existem diversos fatores que podem contribuir para o aumento do risco de rompimento de barragens e impactar negativamente o negócio da Companhia. Primeiramente, a falta de manutenção adequada é um fator crucial que pode levar ao rompimento de uma barragem. A ausência de inspeções regulares, reparos e atualizações pode resultar no desgaste e deterioração da estrutura da barragem ao longo do tempo. Além disso, o envelhecimento das instalações e a falta de investimento em melhorias também aumentam o risco de falhas estruturais. Essa negligência pode expor a Companhia a danos ambientais e sociais significativos, além de potenciais perdas financeiras e impactos negativos na reputação da empresa.

Adicionalmente, existem fatores externos de riscos de ruptura inerentes às estruturas, os quais podem ser oriundos de fatores climáticos ou decorrentes de danos em empreendimentos de outros agentes, localizados a montante. Diante disso, a Companhia está sujeita aos riscos factíveis de ocorrências de ruptura e que, se ocorrerem, podem resultar em danos sociais, potencial perda de vidas humanas nas comunidades existentes, além de danos ambientais, regulatórios, econômicos e reputacionais.

Por fim, a falta de planejamento e preparação para situações de emergência, incluindo, mas não se limitando, a, falta de treinamento adequado dos funcionários, ausência de sistemas de alerta eficientes e a falta de comunicação eficaz com as autoridades e a comunidade local, podem dificultar a resposta rápida e eficiente em caso de emergência, aumentando os danos causados pelo rompimento da barragem.

Caso ocorra o rompimento das barragens da Companhia, por razões internas e/ou externas, a Companhia pode sofrer efeitos adversos negativos, tanto sob a questão reputacional, quanto operacional e financeira, já que pode ser obrigada a paralisar prolongadamente as unidades geradoras da Companhia, e exigir reparos dispendiosos.

A Companhia pode não conseguir executar integralmente sua estratégia de negócio.

A capacidade da Companhia de cumprir a sua estratégia de negócios depende de uma série de fatores, incluindo a habilidade de:

- expansão dos seus ativos de geração e transmissão de energia;
- crescimento com disciplina financeira;
- otimização da carteira de clientes;
- eficiência operacional; e
- cumprimento de seus compromissos regulatórios.

Uma vez obtidas novas concessões, a Companhia tem ainda que buscar financiamentos para a construção dos empreendimentos ou para investimentos em obras de adição e substituição. A Companhia não pode garantir que quaisquer desses objetivos e outros objetivos essenciais ao plano de negócios serão integralmente realizados. Caso a Companhia não seja bem-sucedida em concretizar sua estratégia de negócio, sua condição financeira e seus resultados operacionais poderão ser adversamente afetados.

4.1 Descrição dos fatores de risco

A Companhia é responsável por quaisquer perdas e danos causados a terceiros em decorrência de falhas na geração de energia oriunda de suas usinas ou interrupções ou distúrbios que não possam ser atribuídos a nenhum agente identificado do setor elétrico.

De acordo com a legislação brasileira, a Companhia, na qualidade de prestadora de serviços públicos, tem responsabilidade objetiva por quaisquer prejuízos diretos e indiretos resultantes da inadequada prestação de serviços, tais como (i) perdas e danos causados a terceiros em decorrência de falhas na operação de suas usinas, que acarretem indisponibilidade forçada, interrupções ou distúrbios aos sistemas de distribuição e/ou transmissão ou (ii) interrupções ou distúrbios que não possam ser atribuídos a qualquer agente identificado do setor elétrico. Isso significa que a Companhia poderá ser considerada responsável por quaisquer danos, independentemente de culpa ou dolo.

Caso seja responsabilizada pelas perdas e danos em decorrências de falhas na geração de energia oriunda de suas usinas ou interrupções ou distúrbios que não possam ser atribuídos a nenhum agente identificado do setor elétrico, as indenizações acarretarão um desembolso de caixa pela Companhia, o que poderá causar um efeito adverso na condução dos negócios, nos resultados operacionais e na condição financeira da Companhia.

A Companhia pode vir a arcar com custos adicionais associados ao plano de previdência que mantém para seus empregados, causando um efeito adverso em sua condição financeira.

A Companhia patrocina planos de benefícios definido de previdência complementar (“Planos BD”), por meio da PREVIG – Sociedade de Previdência Complementar e da ELOS – Fundação Eletrosul de Previdência Complementar, fechados para novas adesões, os quais tem como participantes principalmente, os aposentados que já entraram em gozo de benefícios, bem como os participantes que optaram pelo benefício proporcional diferido e que não migraram para a PREVIG.

Os Planos BD patrocinados pela Companhia representam risco decorrente de não materialização das premissas utilizadas nos cálculos atuariais, quais sejam, a expectativa de vida dos participantes e as variações nas taxas de juros.

No período de nove meses findo em 30 de setembro de 2023, o montante do passivo reconhecido relativo aos benefícios pós-emprego de responsabilidade da Companhia era de R$ 290 milhões e correspondiam ao passivo líquido avaliado pelos atuários. Do montante total do passivo atuarial, R$ 286 milhões correspondem a dívidas contratadas.

Caso a Companhia tenha que vir a contabilizar perdas atuariais em decorrência de eventual mudança de premissas atuariais, taxas de desconto ou de prática contábil, sua posição patrimonial e financeira poderá ser adversamente afetada.

A Companhia e suas controladas poderão não ser capazes de comercializar toda sua energia aos preços planejados.

As autorizações que a Companhia e suas controladas detêm para projetos já outorgados pela ANEEL e pelo MME não lhe conferem qualquer garantia presente ou futura de mercado consumidor favorável para a energia elétrica produzida. Os preços de energia elétrica estão sujeitos às variações do mercado de energia, que tem entre seus principais componentes a hidrologia e a oferta e demanda de energia. A expansão da produção de energia elétrica no sistema brasileiro depende da demanda de consumidores nos próximos anos, sendo que tal aumento poderá não ocorrer ou poderá ser inferior ao inicialmente estimado pela Companhia e suas controladas. Além disso, caso haja um eventual aumento de demanda, em patamar igual ou superior ao estimado pela Companhia e suas controladas, tal demanda poderá ser atendida por concorrentes e/ou por outros projetos de geração de energia elétrica, tais como geração térmica e grandes hidrelétricas, dentre outros, que já estejam em operação ou venham a entrar em operação no futuro.

4.1 Descrição dos fatores de risco

Consequentemente, as vendas de energia elétrica nos valores planejados estão sujeitas à existência de demanda correspondente do mercado consumidor, que é representado principalmente por consumidores de energia elétrica no ACL, agentes comercializadores de energia elétrica e distribuidoras de energia. Caso não sejam capazes de comercializar a totalidade da energia gerada ou, ainda que comercializando a totalidade da energia gerada, não sejam capazes de atingir os preços planejados, a Companhia e suas controladas podem ter uma redução de sua receita estimada, o que pode gerar um efeito adverso relevante sobre seus resultados e, consequentemente, nos resultados da Companhia.

Decisões desfavoráveis à Companhia, suas controladas e/ou seus administradores em processos judiciais, administrativos ou arbitrais podem afetá-la adversamente.

A Companhia é, e poderá ser no futuro, ré em processos judiciais, administrativos e/ou arbitrais, seja em matéria cível, tributária, trabalhista, societária, regulatória, concorrencial, criminal, ambiental, dentre outras. A Companhia não pode garantir que os resultados destes processos lhe serão favoráveis, ou, ainda, que manterá provisionamento, parcial ou total, suficiente para todos os passivos eventualmente decorrentes destes processos. Decisões contrárias aos interesses da Companhia que impeçam a realização dos seus negócios, como inicialmente planejados, afetem a sua reputação ou os seus interesses, de seus administradores, de suas controladas, sua capacidade de contratar com o poder público ou alcancem valores substanciais, especialmente quando o provisionamento não tenha sido constituído ou não for suficiente, poderão causar efeitos adversos financeiros, operacionais e reputacionais para Companhia, inclusive no valor de mercado de suas ações.

Decisões judiciais ou administrativas contrárias à Companhia poderão restringir suas operações e o uso de seus recursos, o que poderá impactar no cumprimento das obrigações da Companhia com terceiros. Decisões contrárias à Companhia também poderão envolver valores para os quais não foram estabelecidas provisões e requeiram recursos financeiros relevantes. A ocorrência de quaisquer desses riscos poderá afetar de forma material e adversa a Companhia, sua situação financeira e imagem. Por fim, além dos custos com honorários advocatícios para o patrocínio dessas causas, a Companhia poderá se ver obrigada a oferecer garantias em juízo relacionadas a tais processos, o que poderia afetar a sua capacidade financeira.

Para uma discussão detalhada dos processos judiciais, administrativos e arbitrais relevantes, vide item 4.4 a 4.7 deste Formulário de Referência.

Parte dos bens da Companhia está vinculada à prestação de serviços públicos. Esses bens não estarão disponíveis para liquidação em caso de falência nem poderão ser objeto de penhora para garantir a execução de decisões judiciais.

De acordo com a legislação em vigor, grande parte dos ativos de geração e transmissão da Companhia está vinculada à prestação de serviços públicos. Esses bens não estarão disponíveis para liquidação em caso de falência ou penhora para garantir a execução de decisões judiciais, sendo que tais bens deverão ser revertidos ao poder concedente finda ou extinta a concessão, de acordo com a legislação vigente. Essas limitações podem reduzir significativamente os valores disponíveis aos acionistas e credores da Companhia, além de poderem ter um efeito negativo na capacidade da Companhia em obter financiamentos.

As apólices de seguro da Companhia poderão não ser suficientes para cobrir totalmente as responsabilidades incorridas no curso ordinário dos negócios da Companhia e a cobertura de seguros necessária poderá não estar disponível no futuro.

A Companhia não pode assegurar que a cobertura das apólices que tem contratadas será suficiente para cobrir totalmente as responsabilidades incorridas no curso ordinário dos seus negócios, ou que a cobertura de seguros necessária estará disponível no futuro. Se qualquer dos eventos não segurados ocorrer, o investimento integralizado

4.1 Descrição dos fatores de risco

poderá ser perdido. Além disso, existem determinados tipos de riscos que podem não estar cobertos por suas apólices, tais como, exemplificativamente, guerra, caso fortuito, força maior ou interrupção de certas atividades, o que, no caso de sinistro relacionado aos referidos riscos, pode ter um impacto financeiro e operacional negativo sobre os negócios da Companhia.

Além disso, a Companhia e suas controladas podem não ser capazes de obter, no futuro, apólices de seguro nos mesmos termos que os atuais.

Remuneração de Pequena Central Hidrelétrica (PCH) contratada no Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (Proinfa) e não participante do Mecanismo de Realocação de Energia (MRE) dependem de condições hidrológicas da região em que a PCH está localizada.

A remuneração da venda de energia elétrica por PCH não participantes do MRE depende da geração verificada no ano anterior, que, por sua vez, depende da energia natural afluente no aproveitamento hidrelétrico no qual a PCH está localizada.

A não ocorrência das condições hidrológicas esperadas poderá resultar no comprometimento de sua geração, o que poderá afetar adversamente a futura receita da Companhia.

Parte substancial dos resultados operacionais da Companhia depende de condições hidrológicas favoráveis.

De acordo com os dados do MME, mais de 70% do efetivo suprimento de energia do Sistema Interligado Nacional (SIN) é gerado por usinas hidrelétricas. Como o SIN opera em sistema de despacho otimizado e centralizado pelo ONS, cada usina hidrelétrica, incluindo as da Companhia, está sujeita a variações nas condições climáticas e hidrológicas verificadas tanto na região geográfica em que opera como em outras regiões do País.

A ocorrência de condições hidrológicas desfavoráveis, em conjunto com a obrigação de entrega da garantia física, poderá resultar na exposição da Companhia ao mercado de energia de curto prazo, cujos preços podem ser elevados, podendo afetar negativamente os resultados operacionais futuros da Companhia, bem como o valor de mercado dos valores mobiliários emitidos pela Companhia.

Quase a totalidade da capacidade de geração hidrelétrica da Companhia está inserida no MRE.O MRE realoca contabilmente a energia, transferindo o excedente daqueles que geraram além de sua garantia física para aqueles que geraram abaixo. Caso a geração hidrelétrica seja inferior ao total da garantia física das usinas participantes do MRE, o déficit de geração é rateado, podendo causar exposição ao mercado de curto prazo e impactar os negócios da Companhia.

Em dezembro de 2015, a Companhia aderiu à repactuação do risco hidrológico de usinas cuja energia foi comercializada no ACR.

Já em 15 de dezembro de 2020, o Conselho de Administração aprovou a adesão das usinas da Companhia detentoras de concessão de geração de energia elétrica à nova repactuação do risco hidrológico, de que trata a Lei n° 14.052/2020, referente à parcela de energia que não foi repactuada em 2015.

As condições para o acordo acerca da nova repactuação do risco hidrológico foram estabelecidas pela Lei n° 14.052/2020 e regulada pela Resolução Normativa Aneel n° 1.035/2022. A legislação prevê a compensação aos titulares das usinas hidrelétricas participantes do MRE por efeitos causados por empreendimentos de geração denominados estruturantes, relacionados à antecipação da garantia física e às restrições na entrada em operação das instalações de transmissão necessárias ao escoamento da energia e, de forma retroativa, por geração fora da ordem de mérito e importação. Como compensação, os geradores garantiram o direito à extensão do prazo de concessão das outorgas de geração por até sete anos.

4.1 Descrição dos fatores de risco

Em 02 de março de 2021, a CCEE publicou a revisão dos cálculos de compensação, a qual contemplou: (i) a aplicação da taxa de desconto no cálculo das extensões das outorgas; (ii) a consideração dos impactos decorrentes da caducidade das concessões da Abengoa e da Isolux no escoamento da UHE Belo Monte; e (iii) o reconhecimento do direito das usinas em regime de cotas, enquadradas na Lei n° 12.783/2013, às compensações calculadas nos termos da Lei n° 14.052/2020. Adicionalmente, em 12 de julho de 2021, foi publicada a Lei n° 14.182, que trata, dentre outros assuntos, sobre a retroatividade dos efeitos de GSF (Generation Scaling Factor), passando a contemplar, para fins de repactuação do risco hidrológico tratado pela Lei n° 14.052/2020, os prejuízos causados entre 2012 e 2014 às usinas hidrelétricas contratadas no mercado regulado, as quais já haviam repactuado o risco hidrológico em 2015. Desta forma, passou-se a prever explicitamente que para o período anterior ao início de vigência da repactuação de risco hidrológico, a integralidade da garantia física das usinas seria considerada como parcela de energia não repactuada para fins de recebimento do ressarcimento.

A Aneel homologou o prazo de extensão de outorga daquelas usinas pertencentes ao MRE que não repactuaram o risco hidrológico em 2015 a partir da publicação da Resolução Homologatória Aneel n° 2.919, publicada em 12 de agosto de 2021. Esta homologação abrangeu as seguintes Usinas da Companhia: Salto Osório, Passo Fundo, Jaguara e Miranda. Adicionalmente, em 17 de setembro de 2021, foi publicada a Resolução Homologatória n° 2.932, a qual homologou o prazo de extensão da outorga das usinas hidrelétricas participantes do MRE afetadas pelo novo tratamento do período anterior ao início de vigência da repactuação do risco hidrológico. Esta homologação abrangeu as seguintes Usinas da Companhia: Salto Santiago, Cana Brava, São Salvador e Ponte de Pedra. Esta mesma Resolução Homologatória abrangeu as Usinas em que a Companhia participa da concessão na forma de consórcio, quais sejam: Itá, Estreito e Machadinho, para as quais foi obtido concordância de todas as consorciadas à repactuação em novembro de 2021.

O desenvolvimento de novos projetos de geração de energia elétrica da Companhia e de suas controladas depende do cenário futuro de custos, demanda, produção, preços da energia, regulação, evolução tecnológica e capacidade de escoamento do Sistema Interligado Nacional ("SIN"), que poderá diferir significativamente do cenário atual de mercado.

Os investimentos da Companhia e de suas controladas em novos projetos de geração de energia são baseados em cenários que levam em consideração variáveis de demanda, custos de transmissão, custos de distribuição, produção e preço da energia. Tais variáveis e estimativas podem se materializar diferente das previsões, impactando de forma desfavorável à realização de novos investimentos a retornos atrativos. A projeção de cenários futuros desfavoráveis pode significar a mudança de foco da companhia no desenvolvimento de novos projetos, optando preferencialmente pela aquisição de projetos operacionais com energia contratada em curto e médio prazo ao invés de projetos *greenfield*.

Adicionalmente, a Companhia e suas controladas, durante a implantação de novos projetos, poderão incorrer em sobrecustos ou custos não orçados para a construção de tais projetos, o que poderá gerar um efeito adverso na situação financeira da Companhia e de suas controladas. Tais sobrecustos poderão decorrer, inclusive, devido à situações inesperadas como fechamento de portos, excesso de chuvas, força maior e outros que alterem o preço dos insumos, serviços e equipamentos necessários para a implantação de novos ativos da Companhia e de suas subsidiárias.

Por fim, para o desenvolvimento e a implantação de novos projetos de energia renovável, a Companhia e suas controladas dependem da existência de margem de escoamento pelo SIN nos locais onde os seus projetos estão localizados, a fim de que possam solicitar as necessárias autorizações para a utilização do sistema. O cenário recente de expansão de projetos de geração solar e eólica tem culminado em demandas estruturais de acesso à rede de transmissão, o que pode agravar o risco de que novos empreendimentos tenham sua capacidade de escoamento limitada ou dificuldades para obtenção de parecer de acesso com viabilidade de conexão, de modo a impactar as

4.1 Descrição dos fatores de risco

atividades de comercialização de energia. Nesse contexto, caso o Governo Federal, por meio do MME e da ANEEL, não promova a implantação de medidas de conexão estruturante necessárias ao escoamento da energia a ser gerada por novos empreendimentos, a Companhia e suas subsidiárias poderão ver-se impedidas de viabilizar seus novos projetos, em virtude da ausência de estruturas de transmissão e distribuição, o que poderá gerar um efeito adverso relevante na situação financeira e no resultado operacional da Companhia e de suas subsidiárias.

A insuficiência de vento ocasionada por fatores naturais pode resultar em geração eólica em quantidade inferior a contratada, impactando negativamente os resultados da Companhia.

A Companhia está exposta à possibilidade de insuficiência de vento ocasionada por fatores naturais. Um período prolongado de escassez de ventos poderá resultar em geração de energia em quantidade inferior à contratada, o que poderá implicar em impactos negativos no resultado operacional da Companhia.

O crescimento dos negócios e operações da Companhia pode ser adversamente afetado no caso de não obtenção de novos contratos de compra e venda de energia no ACL.

O plano de negócios da Companhia contempla a obtenção de novos contratos no ACL, no qual qualquer participante, seja gerador, autoprodutor, comercializador, ou consumidor, quando atendidos os requisitos previstos para sua participação no ACL, pode atuar na programação e contratação de montantes de energia elétrica a qualquer momento, para qualquer período de fornecimento, independentemente de ação governamental, podendo, portanto, concorrer com a Companhia e suas subsidiárias na obtenção de novos contratos.

Caso a Companhia ou suas subsidiárias não consigam negociar novos contratos no ACL, a sua receita poderá sofrer redução, o que poderá impactar negativamente e de forma relevante seu crescimento e seus resultados.

A Companhia pode ser adversamente afetada pela dificuldade em obter recursos necessários por meio de operações no mercado de capitais ou de financiamentos.

Para obter recursos para suas atividades, incluindo os recentes projetos adquiridos e/ou desenvolvidos pela Companhia, a Companhia procura obter financiamento junto a instituições financeiras e de fomento. A sua capacidade de continuar obtendo tais financiamentos ou obtê-los em condições favoráveis depende de diversos fatores, entre eles o nível de endividamento da Companhia e as condições de mercado.

Adicionalmente, o mercado de títulos e valores mobiliários emitidos por companhias brasileiras, assim como a oferta de crédito às companhias brasileiras, são influenciados, em vários graus, pela economia global e condições do mercado, especialmente pelos países da América Latina e outros mercados emergentes. As reações dos investidores a acontecimentos nestes países poderão ter efeito adverso sobre o valor de mercado dos valores mobiliários de emissores brasileiros. Crises no Brasil e/ou em outros países emergentes ou políticas econômicas de outros países, dos Estados Unidos em particular, podem reduzir a demanda do investidor por títulos e valores mobiliários de companhias brasileiras, assim como a oferta de crédito para as companhias brasileiras. Adicionalmente, volatilidade significativa no mercado de crédito e de capitais doméstico e global e/ou indisponibilidade de financiamento no mercado de crédito e de capitais doméstico e global em taxas razoáveis podem causar impacto adverso relevante no mercado financeiro, bem como nas economias doméstica e global.

Caso a Companhia não seja capaz de obter os recursos necessários ou obtê-los em condições razoáveis, a Companhia poderá ter dificuldade de implementar e concluir os investimentos planejados em seus ativos fixos e a operação e desenvolvimento de seus negócios poderão ser impactados adversamente.

4.1 Descrição dos fatores de risco

Os contratos financeiros da Companhia possuem obrigações específicas, dentre as quais restrições contratuais à capacidade de endividamento da Companhia.

A Companhia e suas controladas estão sujeitas a certas cláusulas e condições dos contratos de empréstimos, financiamentos e debêntures existentes que restringem sua autonomia e capacidade de contrair novas dívidas. Na hipótese de descumprimento de qualquer disposição dos respectivos contratos, incluindo índices financeiros estabelecidos nestes contratos, poderão tornar-se exigíveis os valores vincendos (principal, juros e multa) objeto dos referidos contratos, além de desencadear o vencimento antecipado cruzado ou inadimplemento cruzado ("*cross default*" e "*cross acceleration*") de outras obrigações da Companhia, e suas controladas, conforme cláusulas presentes em diversos contratos de empréstimos, financiamento e debêntures existentes. No caso de vencimento antecipado de algum contrato financeiro relevante, a Companhia, e suas controladas poderão não ser capazes de realizar o pagamento do saldo devedor da respectiva dívida, o que poderá ter um impacto adverso relevante nos negócios e na situação financeira da Companhia.

Adicionalmente, no âmbito dos contratos financeiros e debêntures, foram concedidas, dentre outras garantias o (i) penhor da totalidade das ações representativas do capital social das controladas Jaraguá e Miranda pela Companhia; (ii) penhor da totalidade de ações representativas do capital social das controladas da Engie Brasil Energias Complementares Participações Ltda. (EBCEP), controlada da Companhia, conforme item 6.5 deste Formulário de Referência, que possuem contratos financeiros vigentes; (iii) fianças corporativas; e (iv) cessão de direitos creditórios de alguns CCEARs. Caso a Companhia não seja capaz de honrar com as obrigações assumidas no âmbito do seu endividamento, ou caso as dívidas vençam antecipadamente por quaisquer das hipóteses nelas previstas, as garantias prestadas poderão ser executadas, o que pode causar um efeito adverso relevante para a Companhia e para os seus resultados, especialmente em eventual alteração do controle das referidas controladas da Companhia e de suas controladas.

Para mais informações a respeito dos contratos financeiros da Companhia, suas principais características, garantias e obrigações, vide item 2.1(f) deste Formulário de Referência.

A Companhia pode enfrentar situações de potencial conflito de interesses em transações com partes relacionadas.

A Companhia possui contratos celebrados com suas controladas, diretas e indiretas, e com empresas controladas pelo mesmo Grupo Econômico, ENGIE, os quais estão apresentadas no item "11.2" deste Formulário.

Contratações com partes relacionadas representam potencial conflito de interesses entre as partes, as quais podem se revelar complexas para a análise da Companhia quanto a todos os potenciais conflitos de interesse envolvidos.

A Companhia não pode assegurar que suas regras, políticas e práticas para lidar com estas situações, conforme descritas no item 11 deste Formulário de Referência, sejam eficazes ou que as transações com partes relacionadas são/serão realizadas em estrita observância às boas práticas de governança e/ou normas existentes, com caráter estritamente comutativo e pagamento compensatório adequado, o que pode impactar negativamente os negócios da Companhia e causar um impacto adverso nas suas atividades, situação financeira e resultados, bem como a seus acionistas.

Salienta-se, ademais, que, a depender da natureza da contratação entre partes relacionadas, a operação pode ter sua validade dependente de prévia anuência por parte da Aneel, o que pode representar risco adicional associado a eventuais decisões desfavoráveis do regulador.

Para informações adicionais a respeito de operações entre partes relacionadas, vide item 11 deste Formulário de Referência.

4.1 Descrição dos fatores de risco

A Companhia depende de sistemas digitais e qualquer falha ou ataque nesses sistemas pode afetar adversamente as atividades da Companhia.

A Companhia utiliza e depende de sistemas digitais de tecnologia da informação e de automação para fatores significativos de suas operações, incluindo a operação de unidades industriais, o armazenamento de dados e a recuperação de informações críticas de negócio. Os sistemas digitais são vulneráveis a danos de várias fontes, tais como falhas de rede, desastres naturais, sabotagem, vandalismo, ataques terroristas, erros de software, mau funcionamento e/ou intrusões físicas ou eletrônicas, códigos maliciosos (tais como vírus) e atos humanos maliciosos gerados por criminosos cibernéticos, que podem resultar em interrupção de atividades, danos aos ativos, acesso não autorizado, fraude, roubo, destruição e/ou divulgação indevida de informações dos sistemas digitais.

Falhas ou interrupções significativas nos sistemas digitais utilizados pela Companhia ou utilizados por seus provedores de serviços terceirizados podem impedir a Companhia de conduzir suas operações de geração e transmissão de energia, e comerciais em geral. Qualquer interrupção ou perda de sistemas digitais dos quais dependem aspectos críticos das operações da Companhia podem ter um efeito adverso nas atividades, negócios, resultados de operações e condição financeira.

Além disso, a Companhia armazena informações sensíveis nos sistemas digitais, incluindo informações relacionadas a fornecedores, colaboradores e clientes. Desta forma, se os servidores ou servidores de terceiros nos quais os dados da Companhia estão armazenados forem atacados por uma invasão física ou cibernética, código malicioso de computador ou qualquer outra ação humana maliciosa, as informações sensíveis da Companhia e de terceiros poderão ser roubadas, destruídas ou divulgadas indevidamente.

Qualquer violação de segurança envolvendo acesso não autorizado, apropriação indevida, perda ou outra divulgação não autorizada ou uso de informações sensíveis dos fornecedores, clientes ou demais parceiros relacionados à Companhia, seja pela própria Companhia ou por terceiros, pode (i) sujeitar a Companhia a sanções administrativas, civis e criminais; (ii) ter um impacto negativo na reputação a Companhia; ou (iii) fazer a Companhia responder perante seus fornecedores, clientes, outros parceiros ou autoridades governamentais. Qualquer um desses eventos pode ter um impacto adverso nas atividades, condição financeira e resultados operacionais da Companhia.

A Companhia está sujeita a riscos associados ao não cumprimento da legislação aplicável ao tratamento de dados pessoais, podendo ser afetada adversamente pela aplicação de multas e outros tipos de sanções.

Em 2018, foi sancionada a Lei Geral de Proteção de Dados Pessoais (Lei n° 13.709/2018 – "LGPD"), que regula as práticas relacionadas ao tratamento de dados pessoais de forma geral e não mais esparsa e setorial, como até então o direito à privacidade e proteção de dados era regulado no Brasil.

A LGPD estabelece um novo marco legal a ser observado nas operações de tratamento de dados pessoais e prevê, dentre outras providências, direitos aos titulares de dados pessoais, hipóteses em que o tratamento de dados pessoais é permitido (bases legais), obrigações e requisitos relativos a incidentes de segurança da informação envolvendo dados pessoais e a transferência e compartilhamento de dados pessoais, bem como prevê sanções para o descumprimento de suas disposições, que variam de uma simples advertência e determinação da exclusão dos dados pessoais tratados de forma irregular à imposição de multa ou proibição do tratamento de dados pessoais. A lei, ainda, autoriza a criação da Autoridade Nacional de Proteção de Dados. ("ANPD"), autoridade garantidora da observância das normas sobre proteção de dados.

A LGPD entrou em vigor em 18 de setembro de 2020, sendo que a aplicabilidade das sanções administrativas estabelecidas foi adiada para 01 de agosto de 2021, nos termos da Lei n° 14.010/2020.

4.1 Descrição dos fatores de risco

Contudo, independentemente da aplicabilidade das sanções administrativas, o descumprimento de quaisquer disposições previstas na LGPD tem como riscos a partir da sua entrada em vigor: (i) a propositura de ações judiciais, individuais ou coletivas pleiteando reparações de danos decorrentes de violações, baseadas não somente na LGPD, mas também na legislação esparsa e setorial sobre proteção de dados ainda vigente; e (ii) a aplicação das penalidades previstas no Código de Defesa do Consumidor e Marco Civil da Internet por alguns órgãos de defesa do consumidor, uma vez que estes já têm atuado neste sentido.

Se a Companhia não estiver em conformidade com a LGPD, esta está sujeita às sanções, de forma isolada ou cumulativa, de advertência, obrigação de divulgação da infração, bloqueio temporário, eliminação de dados pessoais, suspensão parcial do funcionamento do banco de dados a que se refere a infração pelo período máximo de 6 meses, suspensão do exercício da atividade de tratamento dos dados pessoais a que se refere a infração pelo período máximo de 6 meses, proibição parcial ou total do exercício de atividades relacionadas a tratamento de dados e multa de até 2% do faturamento da empresa, grupo ou conglomerado no Brasil no seu último exercício, excluídos os tributos, até o montante global de R$ 50 milhões por infração. Além disso, a Companhia pode ser responsabilizada por danos materiais, morais, individuais ou coletivos causados e ser considerada solidariamente responsável por danos materiais, morais, individuais ou coletivos causados pela Companhia ou outros controladores ou operadores com quem são compartilhados dados pessoais, devido ao não cumprimento das obrigações estabelecidas pela LGPD.

Dessa forma, a ausência de medidas suficientes para proteção dos dados pessoais tratados pela Companhia, bem como a eventual inadequação à legislação aplicável podem acarretar multas elevadas, pagamento de indenizações, divulgação do incidente para o mercado, eliminação dos dados pessoais da base e até a suspensão de suas atividades, o que poderá afetar negativamente a reputação e os resultados da Companhia e, consequentemente, o valor de suas ações.

Os titulares das ações da Companhia podem não receber dividendos ou juros sobre o capital próprio ou receber dividendos inferiores ao mínimo obrigatório.

De acordo com seu estatuto social, a Companhia deve pagar aos acionistas, dividendo não inferior a 30% do lucro líquido anual, calculado e ajustado nos termos da Lei das Sociedades por Ações, sob a forma de dividendos. Ainda, mediante deliberação do Conselho de Administração, a Companhia poderá pagar juros remuneratórios sobre capital próprio.

O lucro líquido pode ser capitalizado, utilizado para compensar prejuízo ou retido nos termos previstos na Lei das Sociedades por Ações e pode não ser disponibilizado para o pagamento de dividendos ou juros sobre o capital próprio. Além disso, a Lei das Sociedades por Ações permite que uma companhia aberta suspenda a distribuição obrigatória de dividendos em determinado exercício social, caso o Conselho de Administração informe à Assembleia Geral Ordinária que a distribuição seria incompatível com a situação financeira da Companhia. Caso qualquer destes eventos ocorra, os acionistas titulares de ações podem não receber dividendos ou juros sobre o capital próprio.

Além disso, vale ressaltar que as debêntures de 5ª, 6ª, 7ª, 9ª e 10ª emissões da Companhia, incluem restrições quanto ao pagamento de dividendos na hipótese em que a Companhia esteja em mora com relação ao pagamento de qualquer obrigação pecuniária relativa às debêntures, ressalvado o mínimo obrigatório previsto no art. 202 da Lei das Sociedades por Ações.

Dessa forma, os titulares das ações de emissão da Companhia podem não receber dividendos ou juros sobre capital próprio em tais circunstâncias ou receber dividendos inferiores ao mínimo obrigatório.

4.1 Descrição dos fatores de risco

A Companhia pode não ser capaz de contratar operações de *hedge* com relação ao seu endividamento financeiro contratado no exterior e taxas de juros variáveis, o que poderá afetá-la adversamente.

A Companhia possui empréstimos e financiamentos denominados em dólar norte-americano e em Real. Em 30 de setembro de 2023, 8,0% da dívida bruta da Companhia, correspondente a R$1.503 milhões, estava denominada em dólares norte-americanos, incluindo dívidas de curto e longo prazo. Os 91,9% remanescentes estavam denominados em Real, também compreendendo dívidas de curto e longo prazo.

Em 30 de setembro de 2023, 8,0% da dívida bruta da Companhia estava atrelada a instrumentos financeiros derivativos (*swaps*), dos quais 100% dos instrumentos eram referentes a oscilações do dólar norte-americano em relação ao Real (atrelando as correspondentes despesas financeiras à variação da Taxa DI ou taxas pré-fixadas).A Companhia não pode garantir o sucesso de eventuais práticas de *hedge* e ainda estará sujeita ao risco de qualquer contraparte da Companhia em tais operações não honrar suas obrigações. Dessa forma, a Companhia pode não ser capaz de se proteger contra oscilações significativas em moeda estrangeira, taxas de juros e outros riscos, o que pode afetar adversamente os negócios, resultados operacionais e situação financeira da Companhia.

A Companhia pode não conseguir obter, manter ou renovar tempestivamente as licenças, registros, cadastros e autorizações necessárias junto às autoridades governamentais e concessionárias de distribuição para a condução de seus negócios, ou enfrentar atrasos materiais na sua obtenção/renovação.

A Companhia depende da obtenção de diversas licenças, registros, cadastros e autorizações na condução de seus negócios, incluindo mas não se limitando às, licenças das Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCHs), das Centrais de Geração Eólica (CGEs) e das Usinas de Energia Solar Fotovoltaica (UFVs), bem como as autorizações junto à Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) e ao Ministério de Minas e Energia (MME), além das licenças ambientais junto aos órgãos ambientais municipais, estaduais e federais, e poderá encontrar dificuldades em obter novas aprovações, licenças e/ou autorizações ou renovar as existentes em atendimento à legislação e regulamentação aplicáveis ao seu negócio.

As licenças, registros, cadastros e autorizações exigem, entre outros, que a Companhia informe periodicamente o cumprimento de regras e eventuais condicionantes estabelecidas pelos órgãos competentes. Além disso, a Companhia está sujeita a fiscalizações realizadas periodicamente por tais órgãos, as quais visam averiguar se as obrigações estabelecidas na regulamentação aplicável estão sendo cumpridas. A Companhia poderá não conseguir cumprir as condições exigidas para a manutenção/concessão de tais licenças, registros, cadastros e autorizações. Ainda, caso, no âmbito das referidas fiscalizações, seja constatado qualquer descumprimento às regras aplicáveis por parte da Companhia, as licenças necessárias às atividades da Companhia poderão ser revogadas ou suspensas e a Companhia estará sujeita a multas e aplicação de outras penalidades administrativas. Qualquer falha na obtenção, manutenção ou renovação tempestiva de tais licenças, registros, cadastros e autorizações, poderá fazer com que a Companhia seja impedida de implementar e/ou desenvolver suas atividades, gerando, consequentemente, um impacto negativo em seus resultados.

Em se tratando de licenças, autorizações e demais documentos de natureza ambiental, especificamente, a sua não obtenção, cancelamento ou não renovação tempestiva pode sujeitar a Companhia a sanções criminais e administrativas (inclusive multas e suspensão parcial ou total de atividades), sem prejuízo da obrigação de reparar eventuais danos ambientais causados na esfera civil, de modo que os resultados financeiros, resultados operacionais e a imagem da Companhia poderão ser adversamente afetados. Para informações adicionais sobre as licenças, autorizações e demais documentos de natureza ambiental vide fator de risco "*A Companhia e suas controladas podem descumprir as condicionantes previstas nas licenças ambientais de seus empreendimentos, ou não serem capazes de realizar ou corrigir o licenciamento dos projetos que venham a ser adquiridos*".

4.1 Descrição dos fatores de risco

O descumprimento do Código de Ética da Companhia e a violações às leis e regulamentos de combate à fraude, corrupção e suborno por suas controladas, administradores, empregados, fornecedores ou terceiros, podem prejudicar a reputação da Companhia e resultar em um efeito material adverso em seus negócios, resultados operacionais e situação financeira.

Os controles internos e procedimentos da Companhia podem não ser suficientes para prevenir ou detectar condutas inapropriadas, fraudes ou violações da legislação aplicável ou de políticas internas da Companhia por suas controladas seus empregados, administradores, fornecedores e outros agentes, partes relacionadas e investidas ou assegurar que todos atuem sempre em estrito cumprimento às políticas internas, leis e regulamentos voltados à prevenção e combate à corrupção a que a Companhia está sujeita, sendo exemplos dessas normas, no Brasil, sem se limitar, o Decreto- Lei nº 2.848/1940, a Lei nº 8.137/1990, a Lei nº 8.429/1992 ("Lei de Improbidade Administrativa"), a Lei nº 8.666/1993, a Lei nº 9.613/1998, a Lei nº 12.846/2013 ("Lei Anticorrupção"), o Decreto nº 8.420/2015, o Decreto nº 3.678/2000, o Decreto nº 4.410/2002 e o Decreto nº 5.687/2006. As sanções aplicadas com base em tais leis incluem multas, perdimento de bens, direitos e valores ilicitamente obtidos, suspensão ou interdição parcial de atividades, proibição de contratar com o Poder Público ou receber benefícios ou incentivos fiscais ou creditícios, sanções estas que, se aplicadas, podem afetar adversamente a reputação, negócios, condições financeiras e resultados da Companhia.

Caso os controles internos não sejam capazes de prevenir ou detectar (i) violações à Lei de Improbidade Administrativa, à Lei Anticorrupção ou a leis similares; (ii) ocorrências de comportamentos fraudulentos e desonestos por parte das controladas da Companhia, dos administradores, funcionários ou terceiros contratados para representar a Companhia; ou (iii) outras ocorrências de comportamentos não condizentes com princípios éticos, a Companhia suas controladas poderão sofrer sanções legais, tais como multas, perda de bens e direitos, suspensões, interdições, proibição de contratar com o Poder Público ou receber benefícios ou incentivos fiscais ou creditícios, e sanções reputacionais, afetando, assim, seus negócios, resultados operacionais e financeiros.

Os auditores independentes da Companhia identificaram deficiências significativas nos controles gerais de TI (ITGC). Se a Companhia não conseguir estabelecer e manter controles internos adequados e eficazes sobre relatórios financeiros, seus resultados operacionais e sua capacidade de seus negócios podem ser prejudicados.

De acordo com o Relatório Circunstanciado emitido pelos auditores independentes da Companhia, em 16 de fevereiro de 2023, foram identificadas deficiências significativas nos controles internos relacionadas aos controles gerais de TI (ITGC) sobre gestão de acesso, abrangendo: (i) fragilidade no controle de revisão de acessos; (ii) ausência de revisão de acessos durante processo de movimentação de colaboradores; e (iii) fragilidade no controle de concessão de acessos.

As deficiências significativas identificadas envolvem risco de acesso indevido em sistemas da Companhia, que podem ocasionar em atividades inadequadas, conflitos de segregação de função, que tenham como consequência impactos financeiros, perda de dados ou operações fraudulentas.

Se a Companhia não for capaz de manter seus controles internos operando de maneira efetiva, poderá não ser capaz de reportar seus resultados de maneira precisa ou prevenir a ocorrência de fraudes, podendo ocasionar impactos materiais e adversos nos negócios, situação financeira, e nos seus resultados operacionais. A falha ou a ineficácia nos controles internos poderá ter um efeito adverso significativo em seus negócios.

Para mais informações sobre as deficiências significativas apontadas pelos auditores independentes, vide item 5.2(d) e (e) deste Formulário de Referência.

4.1 Descrição dos fatores de risco

A execução das atividades e o crescimento da Companhia e de suas controladas depende de sua capacidade de atrair e manter profissionais qualificados.

A Companhia e suas controladas dependem altamente dos serviços de profissionais técnicos na execução de suas atividades. Caso a Companhia e suas controladas venham a perder os principais integrantes desse quadro de pessoal, a Companhia e suas controladas terão de atrair e treinar pessoal adicional para sua área técnica, o que pode ter um custo elevado para a Companhia e/ou suas controladas. Profissionais da área técnica vêm sendo muito demandados pelo mercado e a Companhia e/ou suas controladas disputam esse tipo de mão de obra em um mercado global desses serviços. Caso não consiga atrair e manter o pessoal essencial de que precisa para expansão de suas operações, a Companhia e/ou suas controladas poderão ser incapaz de administrar seus negócios de modo eficiente, o que pode ter um efeito adverso relevante sobre os seus negócios e resultados.

A estratégia de aquisições da Companhia envolve riscos relacionados (i) ao sucesso na negociação para a aquisição de ativos e negócios que complementem o portfólio da Companhia, (ii) à integração dos negócios adquiridos e (iii) à descoberta de eventuais contingências não identificadas anteriormente à aquisição, de modo que a Companhia pode não alcançar as suas metas financeiras e estratégicas previstas à época de qualquer aquisição.

A aquisição de ativos constitui elemento fundamental da estratégia de crescimento da Companhia. Nesse sentido, tendo em vista que determinados ativos, quando adquiridos, poderão ainda estar em fase de desenvolvimento, esses ativos poderão enfrentar problemas diversos, incluindo de natureza contábil e financeira, o que poderá impactar a capacidade da Companhia de obter êxito na integração de tais novos negócios e frustrar as expectativas da Companhia de expandir seu portfólio e aumentar sua capacidade de geração de energia. Consequentemente, os negócios e resultados operacionais e financeiros da Companhia poderão ser afetados negativamente.

Além disso, a Companhia poderá ser responsabilizada por contingências com relação a tais ativos e sociedades que venham a ser por ela adquiridos, incluindo eventuais contingências que não sejam do conhecimento da Companhia no momento da aquisição e que venham a ser identificadas no futuro. Os tribunais brasileiros têm entendido que o acionista controlador, a entidade sucessora de outra sociedade, a sociedade receptora de ativos de outra sociedade e sociedades de um mesmo grupo econômico ou societário podem ser responsáveis solidariamente por obrigações trabalhistas, previdenciárias, cíveis, fiscais, referentes a direitos do consumidor e ambientais, dentre outras, de empresas ligadas ou que anteriormente detinham seus ativos, conforme o caso. Assim, eventuais contingências decorrentes do desenvolvimento e implantação desses ativos anteriormente à sua incorporação ao patrimônio da Companhia poderão passar a ser de responsabilidade desta, na qualidade de sucessora, caso a sociedade vendedora descumpra suas obrigações ou revele-se incapaz de arcar as obrigações a ela atribuídas. Caso tais contingências venham a ser materializadas, a Companhia poderá incorrer em custos e despesas relevantes, o que poderá causar um efeito adverso relevante aos negócios e resultados da Companhia.

As projeções de investimento da Companhia são estimativas que dependem de eventos futuros e podem vir a não ser concretizadas.

As projeções de investimento da Companhia, conforme divulgadas no item 3 deste Formulário de Referência são baseadas em premissas relacionadas a eventos e tendências futuras, e essas premissas, as quais podem ser influenciadas pela Administração, estão sujeitas a incertezas econômicas, competitivas, políticas, regulatórias, operacionais, contingências e riscos, entre outros fatores. Assim, a Companhia não pode assegurar que suas projeções, estimativas e premissas se realizem, o que pode acarretar na alteração da sua estratégia de investimento. Caso a Companhia não realize os investimentos, ou os realize em condições diferentes das previstas, seu desempenho operacional e financeiro podem ser adversamente impactados.

4.1 Descrição dos fatores de risco

b. Riscos relacionados aos seus acionistas, em especial os acionistas controladores

Os interesses do Acionista Controlador da Companhia podem ser conflitantes com os interesses dos investidores da Companhia.

A ENGIE Brasil Participações Ltda., acionista controladora da Companhia, tem poderes para, entre outras coisas, eleger a maioria dos membros do Conselho de Administração e determinar o resultado de deliberações que exijam aprovação de acionistas, inclusive em operações com partes relacionadas, reorganizações societárias, alienações de ativos, parcerias e pagamento de quaisquer dividendos futuros, observadas as exigências de pagamento do dividendo obrigatório, impostas pela Lei das Sociedades por Ações e pelo Estatuto Social da Companhia. O acionista controlador poderá ter interesse em realizar aquisições, alienações de ativos, parcerias, na obtenção de financiamentos ou operações similares que podem ser conflitantes com os interesses dos investidores e causar um efeito material adverso para a Companhia.

c. Riscos relacionados às controladas e coligadas da Companhia

A TAG é uma controlada em conjunto da Companhia, não consolidada em suas demonstrações contábeis, de acordo com as práticas contábeis vigentes.

Desde 2019, a Companhia possui o controle conjunto da Transportadora Associada de Gás (TAG). Diante do controle conjunto, a Companhia não consolida em suas demonstrações contábeis os resultados da TAG. Logo, o investimento é contabilizado pelo valor de custo e, posteriormente, reconhecido pelo método de equivalência patrimonial. Os resultados do empreendimento controlado em conjunto são reconhecidos na linha de "Equivalência patrimonial" na demonstração do resultado individual e consolidada, enquanto variações em outros resultados abrangentes são apresentadas como parte de outros resultados abrangentes da Companhia.

Neste contexto, o investimento na TAG pode sofrer perda por redução ao valor recuperável (*impairment*), sendo que esta perda é o resultado da diferença entre o valor recuperável da controlada em conjunto e o seu valor contábil. Ainda, o ágio relativo a TAG é incluído no valor contábil do investimento, não sendo, portanto, amortizado ou separadamente testado para fins de redução ao valor recuperável dos ativos.

Adicionalmente, através da TAG, a Companhia passou a atuar no segmento de transporte de gás, que envolve a construção, expansão, operação e manutenção de gasodutos, instalações e equipamentos. Os riscos advindos desse segmento de atuação incluem:

- indisponibilidade dos sistemas de transporte de gás;
- interrupção do fornecimento;
- indisponibilidade de equipamentos;
- problemas inesperados de engenharia e de natureza socioambiental;
- atrasos na construção e na operação, ou custos excedentes não previstos;
- alterações regulatórias;
- mudanças nos incentivos fiscais atualmente existentes;
- greve e outras disputas trabalhistas, principalmente relacionada a fornecedores chave;
- agitações sociais nas áreas de influência dos gasodutos.

4.1 Descrição dos fatores de risco

Se a TAG se deparar com qualquer desses ou de outros riscos, poderá não ser capaz de cumprir com seus contratos de transporte de gás, o que pode vir a afetar de maneira adversa sua situação financeira e seus resultados operacionais.

Adicionalmente, a TAG possui contratos de prestação de serviços de transporte de gás com a Petrobras que representam 80% de sua receita operacional líquida no período de nove meses findo em 30 de setembro de 2023, de modo que a maior parte das receitas da TAG é proveniente de um único cliente. Nesse sentido, a TAG pode não conseguir operar nos termos dos contratos celebrados devido a eventos que estão fora de seu controle e a Petrobras poderá tentar cancelar ou renegociar seus contratos. A incapacidade da TAG ou a incapacidade da Petrobras em cumprir as respectivas obrigações contratuais poderá ter um efeito negativo substancial sobre a TAG e, consequentemente, sobre a Companhia.

Ademais, a Petrobras poderá rescindir antecipadamente esses contratos nas hipóteses lá previstas ou não os renovar, quando vencidos. Não há garantias de que a TAG obterá junto aos seus demais outros clientes uma receita equivalente no futuro. Caso a TAG não consiga renovar os contratos com a Petrobras, ou obter novos contratos, ou caso novos contratos sejam celebrados em valores substancialmente menores que os vigentes ou em condições menos favoráveis em comparação aos termos dos contratos existentes, os resultados operacionais e financeiros da TAG e, consequentemente, da Companhia, poderão sofrer efeito adverso relevante.

A TAG também pode ser afetada adversamente de forma relevante se uma deterioração nos negócios ou na situação financeira da Petrobras, inclusive em decorrência de problemas operacionais ou financeiros na exploração e produção de suas reservas, não permitir que ela cumpra suas obrigações nos termos dos contratos com a TAG. No caso de descumprimento dos termos dos contratos pela Petrobras, a TAG pode ter seu fluxo de caixa e suas operações comprometidos e sofrer um impacto negativo relevante em sua situação financeira e seus resultados, afetando, consequentemente a Companhia.

Além disso, a Petrobras atualmente é controlada pelo Governo Federal do Brasil e poderá ser influenciada por fatores políticos ao cumprir suas obrigações nos termos de seus contratos, o que pode afetar adversamente de forma relevante a TAG.

d. Riscos relacionados a seus administradores

Os administradores da Companhia poderão vir a ser réus em processos, o que pode afetar a reputação e negócios da Companhia.

Os administradores da Companhia podem, eventualmente, sofrer processos judiciais ou administrativos relacionados ou não às atividades da Companhia, o que pode afetar de forma negativa a reputação da Companhia, a negociação de futuros contratos e parcerias com novos clientes ou atuais parceiros que não queiram mais se associar à Companhia, ou ainda, acarretar em prejuízos financeiros nos casos nos quais o seguro de responsabilidade civil não for suficiente para cobrir todos os custos e danos decorrentes dos processos.

e. Riscos relacionados aos fornecedores da Companhia

A Companhia pode ser responsabilizada por obrigações ambientais, fiscais, trabalhistas e previdenciárias de fornecedores ou prestadores de serviços.

De acordo com as leis brasileiras, se fornecedores ou prestadores de serviços terceirizados não cumprirem suas obrigações nos termos das leis tributárias, trabalhistas, ambientais e previdenciárias, a Companhia pode ser responsabilizada solidaria ou subsidiariamente por tal descumprimento, resultando em multas, obrigações de reparação de danos e outras penalidades que podem afetar a Companhia material e adversamente. A Companhia também pode ser responsabilizada por lesões corporais ou morte dentro de suas instalações de funcionários de terceiros, o que pode afetar adversamente a sua reputação e seus negócios.

4.1 Descrição dos fatores de risco

A responsabilidade civil por danos ambientais tem natureza objetiva e solidária. Nesse cenário, podem ser considerados responsáveis pela sua reparação todos aqueles que, direta ou indiretamente, contribuíram para a ocorrência do dano ambiental, independentemente da existência de dolo e/ou culpa. Sendo assim, a responsabilidade civil pode ser aplicada a todas as partes que estiverem envolvidas, mesmo que indiretamente, na atividade que ocasionou o dano ambiental, de modo que a parte que tiver mais recursos financeiros, pode ser obrigada a repará-lo, resguardado o direito de regresso em relação aos demais envolvidos.

Portanto, quaisquer danos ambientais e/ou a terceiros causados por prestadores de serviços no exercício de atividades contratadas pela Companhia e/ou por suas controladas, principalmente dentro de suas dependências, expõem a Companhia à responsabilidade solidária pela reparação e/ou indenização dos danos causados, incluindo a possibilidade de a Companhia ser incluída no polo passivo de processos judiciais objetivando a reparação ou indenização de danos causados ao meio ambiente e/ou a terceiros. A depender do envolvimento no ilícito, a Companhia também estará exposta nas esferas administrativa e criminal. Caso a Companhia seja responsabilizada solidariamente pelos danos ambientais causados por seus fornecedores ou terceiros contratados, seus resultados financeiros, operacionais e sua imagem poderão ser adversamente afetados.

Ademais, a Companhia pode ser questionada em juízo ou por órgãos administrativos sobre o reconhecimento de vínculo empregatício dos empregados dos prestadores de serviço terceirizados contratados pela Companhia, ou considerada subsidiariamente responsável por obrigações trabalhistas e previdenciárias não devidamente quitadas por seus prestadores de serviços terceirizados, o que poderá resultar em um aumento substancial do passivo da Companhia e, consequentemente, ter um efeito adverso relevante sobre sua capacidade econômica e seu resultado financeiro.

Eventuais atrasos ou falhas na prestação de serviços pelas construtoras contratadas pela Companhia e no fornecimento de máquinas e equipamentos podem ter um efeito adverso em sua imagem e em seus negócios.

A Companhia terceiriza os serviços de construção de que necessita para desenvolver seus empreendimentos e adquire de terceiros as máquinas e equipamentos necessários. Desse modo, o prazo e a qualidade dos empreendimentos dos quais a Companhia participa dependem de terceiros. A terceirização da construção pode influenciar na identificação de atrasos e falhas, e, consequentemente, na sua correção. Eventuais falhas, atrasos ou defeitos na prestação dos serviços pelas construtoras contratadas pela Companhia bem como no fornecimento das máquinas ou equipamentos adquiridos podem ter um efeito negativo em sua imagem e impactar negativamente os negócios e as operações da Companhia.

Adicionalmente, eventuais dependências de alguns fornecedores de equipamentos e serviços podem ocorrer devido às limitações de fornecimentos em decorrência, principalmente, das características de funcionamento do setor elétrico brasileiro, bem como das especificações técnicas dos equipamentos utilizados em suas instalações, o que faz com que a Companhia tenha à disposição poucos fornecedores e, para determinados equipamentos, um único fornecedor. Problemas com estes fornecedores, no médio e longo prazo podem impactar negativamente os negócios e operações da Companhia.

Custos de contratação podem variar de acordo com a demanda de mercado devido à limitação do número de fornecedores.

O atendimento das necessidades de manutenção da Companhia e das demandas de construção de novas usinas eólicas/fotovoltaicas ou linhas de transmissão são efetivadas por um número limitado de fornecedores. Sendo assim, a Companhia está vulnerável à oferta e demanda do mercado, principalmente em momentos em que existem grandes investimentos no setor de energia, o que pode fazer com que a Companhia pague preços elevados por esses serviços e materiais aplicados nessas obras. A incapacidade ou indisposição desses terceiros em prestar os serviços contratados pela Companhia com a qualidade prevista em contrato, bem como de suprir os materiais necessários para execução desses serviços, poderá: (i) provocar inadimplemento das suas obrigações regulatórias; (ii) colocar em

4.1 Descrição dos fatores de risco

risco a preservação de suas centrais geradoras e das redes de transmissão de energia elétrica; e/ou (iii) reduzir temporariamente a disponibilidade/capacidade de geração de energia elétrica das suas centrais e de suas redes de transmissão de energia elétrica. Consequentemente, a Companhia pode obter menor receita de vendas e ter uma possível exposição ao mercado de curto prazo, o que poderá causar um efeito adverso sobre os resultados e imagem da Companhia. Ademais, a rescisão desses contratos de fornecimento de materiais e dos serviços de construção ou operação e manutenção, ou a incapacidade de renová-los ou de negociar novos contratos com outros prestadores de serviço igualmente qualificados, tempestivamente e com preços similares, poderá causar um efeito adverso sobre os resultados da Companhia.

Além disso, riscos na cadeia de fornecimento, incluindo greves ou paralisações, perda ou danos aos equipamentos ou a seus componentes enquanto estiverem em trânsito ou armazenamento, desastres naturais ou a ocorrência de uma enfermidade ou doença contagiosa, como a COVID-19, poderiam limitar a implantação dos projetos da Companhia.

f. Riscos relacionados aos clientes da Companhia

A deterioração da conjuntura econômica poderá causar impacto negativo sobre o mercado consumidor, afetando os negócios da Companhia.

O negócio da Companhia poderá ser prejudicado por alterações na conjuntura econômica nacional ou mundial, incluindo inflação, taxas de juros, disponibilidade de crédito, evolução do consumo e custos e efeitos de iniciativas governamentais para administrar a conjuntura econômica. Quaisquer das referidas alterações poderiam prejudicar o consumo direto de energia elétrica, bem como a demanda de produtos nos mercados doméstico e externo, afetando a atividade econômica dos clientes livres da Companhia e reduzindo, por consequência, a necessidade de energia elétrica, prejudicando, dessa forma, os resultados financeiros da Companhia.

Descumprimento, pela(s) contraparte(s), de disposições constantes dos contratos de venda e compra de energia firmados pela Companhia e operações na CCEE podem ter um efeito adverso para os negócios e resultados da Companhia.

A Companhia celebra, no curso de seus negócios, contratos de compra e venda de energia com seus clientes. A Companhia não pode garantir que seus clientes honrarão com seus compromissos de pagamento no âmbito de tais contratos. No caso de descumprimento dos termos dos contratos por algum cliente, principalmente aqueles relevantes, a Companhia pode ter seu fluxo de caixa e suas operações comprometidos e, consequentemente, sofrer um impacto negativo relevante em sua situação financeira e seus resultados. Além disso, a eventual inadimplência de clientes da Companhia poderá resultar em contingências e eventuais perdas advindas principalmente da diferença entre os preços contratados pela Companhia e os preços praticados no mercado de curto prazo quando do evento de quebra de contrato, a fim de suprir as obrigações de entrega de energia elétrica junto aos seus clientes.

Adicionalmente, no âmbito das operações na CCEE, a falta de registro dos contratos de compra de energia na Câmara devido à ausência de aporte de garantias financeiras pelos fornecedores acarretam uma posição devedora na CCEE (balanço energético) a um preço diferente do contratado. Caso o preço do contrato seja menor que o preço de liquidação das diferenças (PLD), pode haver um impacto financeiro significativo. Além disso, pode haver penalidade por insuficiência de lastro e degradação do desconto na TUSD/TUST (para contratos de energia incentivada), resultando também em um impacto financeiro para a Companhia.

Ainda, (i) a pressão de redução dos custos pelos clientes em relação às garantias dadas nos contratos de venda de energia; (ii) a interpretação divergente dos contratos ou da regulação vinculada a eles; e (iii) a diferença entre os preços dos contratos bilaterais e o preço de curto prazo (*spot*) ou o preço da distribuidora local, são eventos que podem afetar de maneira negativa os negócios do setor de energia elétrica e ter um efeito adverso para os negócios e resultados da Companhia.

4.1 Descrição dos fatores de risco

g. Riscos relacionados aos setores da economia nos quais a Companhia atue

O setor elétrico é vulnerável a fatores naturais, como enchentes e escassez de chuvas, que afetam a capacidade geradora de energia, e a restrições do sistema interligado de transmissão de energia no País, que impedem o maior aproveitamento do potencial de geração de energia brasileiro.

A baixa média pluviométrica nos anos imediatamente anteriores a 2001, aliada à falta de expansão da capacidade instalada do Sistema Interligado Nacional (SIN), devido a entraves legais e regulatórios verificados no programa de expansão da capacidade termelétrica, não compatíveis com os aumentos na demanda que se verificavam, resultaram na redução acentuada dos níveis dos reservatórios nas regiões Sudeste, Centro-Oeste e Nordeste do País e, consequentemente, em um racionamento de energia em âmbito nacional.

Diante dessa condição adversa, em 15 de maio de 2001, o Governo Federal implantou um programa de redução do consumo de energia, que ficou conhecido como Programa de Racionamento. O Programa de Racionamento estabeleceu índices de redução de consumo de energia para consumidores industriais, comerciais e residenciais que variavam de 15% a 25%, e durou de junho de 2001 a fevereiro de 2002.

No ano hidrológico de 2021 o Brasil apresentou o pior registro de todo o histórico mensurado, desde 1931: Energia Natural Afluente (ENA) média de 51,6 GWm – em média 1,6 GWm abaixo da ENA de 1971, pior ano registrado até então. A escassez hídrica se concentrou, especialmente, nos primeiros nove meses do ano.

Prevendo esse risco, em outubro de 2020 o Operador do Sistema Elétrico Brasileiro (ONS) iniciou uma série de negociações com os órgãos responsáveis, solicitando despacho térmico adicional além do solicitado por ordem de mérito, bem como flexibilizações nas taxas de defluência mínimas de várias usinas hidrelétricas do SIN, em prol da preservação dos reservatórios.

Dessa forma, cenários de racionamento e déficit energético começaram a ser cogitados no início do segundo semestre de 2021, com a repercussão midiática de alertas quanto aos mais baixos níveis históricos registrados pelos reservatórios, especialmente nos meses de agosto e setembro. A situação se reverteu no último trimestre do ano, quando foi observada a quarta melhor hidrologia da última década, por conta do adiantamento temporal do período úmido.

Caso o Brasil passe por mais períodos de escassez de energia elétrica, o Governo Federal poderá ativar políticas e medidas que poderão ter efeito substancial e adverso na condução dos negócios, nos resultados operacionais e na condição financeira da Companhia, bem como no valor de mercado dos valores mobiliários emitidos por ela.

A Companhia pode não ter sucesso em seus esforços para obter contratos futuros por meio de licitações públicas.

Parte relevante dos contratos celebrados pela Companhia são com o Poder Público, envolvendo um processo rigoroso de licitação pública ou concorrência. Concorrer por esses contratos frequentemente envolve procedimentos longos e complexos de seleção e oferta, que são afetados por vários fatores, como condições de mercado, aprovações governamentais e questões ambientais. A Companhia não pode prever ou controlar o momento ou a ocorrência de novas oportunidades de licitação ou concorrência. Os atrasos ou cancelamentos desses processos em virtude de condições econômicas, preços e disponibilidade de materiais e equipamentos, campanhas exploratórias com resultados mais fracos do que o esperado ou outros fatores podem afetar adversamente o crescimento da Companhia.

Além disso, a Companhia não pode assegurar que os processos de licitação pública ou de concorrência não serão afetados por investigações. Investigações no curso do processo licitatório ou de concorrência podem ocasionar atrasos e impactar os planos de investimento dos contratantes.

4.1 Descrição dos fatores de risco

Caso os contratantes não realizem novos processos de licitação ou concorrência, caso tais processos atrasem, inclusive em virtude de investigações, ou caso eles ocorram, mas a Companhia não se qualifique para participar deles ou para obter novas concessões, o crescimento dos negócios da Companhia poderá ser afetado de forma adversa.

A geração hidrelétrica responde pela maior parte da energia elétrica produzida no Brasil, sendo as condições de abastecimento e preços impactados pelas grandes variações hidrológicas.

A geração hidrelétrica é suscetível à situação hidrológica do país. Para tratamento dos riscos aos geradores hidrelétricos, foi criado o Mecanismo de Realocação de Energia – MRE, um mecanismo financeiro que visa o compartilhamento dos riscos hidrológicos, buscando garantir a otimização dos recursos hidrelétricos do Sistema Interligado Nacional (SIN). Se todas as usinas hidrelétricas do setor gerarem abaixo de uma expectativa, chamada de Garantia Física Total do MRE, o prejuízo é proporcionalmente compartilhado por todos os participantes do MRE, inclusive as Concessões hidrelétricas da Companhia e de suas controladas. Por outro lado, caso a geração de todas as usinas do MRE seja superior, há também o compartilhamento proporcional da chamada energia secundária. Outro fator que pode afetar o resultado das usinas pertencentes ao MRE é o caso de o ONS decidir aumentar a geração termelétrica e reduzir a geração hidrelétrica com o fim de preservar a água dos reservatórios, ou reduzir a geração hidrelétrica para abrigar as variações das fontes intermitentes. Deste modo, fatores naturais em grande escala podem afetar de forma negativa e relevante os negócios da Companhia e/ou de suas controladas, seus resultados operacionais e situação financeira.

A Companhia e suas controladas podem não ser capazes de gerar toda a energia a que se obrigaram contratualmente, o que pode ter um efeito adverso relevante sobre a Companhia.

Nos contratos de compra e venda de energia elétrica celebrados pelas Companhia e suas controladas, estas se obrigaram a gerar e entregar montantes determinados de energia elétrica. A diferença entre a energia gerada e a energia entregue pode ser atrelada a: (i) incidência de recursos em intensidade diversa àquela considerada em estudos realizados quando da venda de energia; e (ii) indisponibilidade dos equipamentos em nível superior aos índices de desempenho contratados. Caso essas situações ocorram, a Companhia e suas controladas poderão ter uma redução de suas respectivas receitas estimadas, o que poderá afetar adversamente os fluxos de caixa e resultados operacionais. Adicionalmente, a Companhia e suas controladas podem ser obrigadas a adquirir energia por meio da celebração de contratos de energia de curto prazo, possivelmente mais custosos, ou por meio do mercado de curto prazo para atender suas obrigações, o que pode comprometer sua rentabilidade financeira e a qualidade de seus serviços frente aos consumidores.

Especificamente no que diz respeito aos ativos de geração hidrelétrica, diante da ocorrência de condições hidrológicas desfavoráveis, quando a energia total gerada no MRE for inferior à soma das garantias físicas de todas as usinas participantes do mecanismo, a Companhia e suas controladas poderão ser obrigadas a adquirir a energia no mercado de curto prazo (mercado *spot*) em quantidade suficiente para a satisfação da demanda não atendida, em especial se tal volume for superior ao montante de hedge praticado pela Companhia. O preço no mercado de curto prazo pode ser mais caro que os preços praticados nos contratos de venda celebrados pelas subsidiárias da Companhia com seus clientes, dada a volatilidade natural do curto prazo. Nesta hipótese, os resultados financeiros e negócios da Companhia e de suas controladas poderão ser afetados de forma adversa e relevante.

Por fim, não é possível assegurar que, em caso de inadimplência no mercado de curto prazo (ou caso a CCEE qualifique certas situações, tais como discussões judiciais, como inadimplência dos agentes), a Companhia e suas controladas receberão os pagamentos devidos em decorrência de operações de venda de energia realizadas em referido mercado, o que poderá afetar os resultados financeiros e negócios da Companhia de forma adversa e relevante.

4.1 Descrição dos fatores de risco

Indisponibilidade do sistema de transmissão e/ou distúrbios na qualidade dos serviços poderão prejudicar as a Companhia e suas controladas que atuam no setor de transmissão.

A operação de redes e sistemas de transmissão de energia elétrica envolve diversos riscos, tais como dificuldades operacionais e interrupções não previstas. Esses eventos incluem acidentes, quebra ou falha de equipamentos ou processos, desempenho abaixo de níveis esperados de disponibilidade e eficiência dos ativos de transmissão e catástrofes como explosões, incêndios, fenômenos naturais, deslizamentos, sabotagem ou outros eventos similares. Além disso, ações por parte das autoridades governamentais responsáveis pela rede de energia elétrica, meio ambiente, operações e outras questões também podem afetar as linhas de transmissão.

A receita operacional líquida que as controladas da Companhia auferem em decorrência da implementação, operação e manutenção de suas instalações de transmissão de energia elétrica estão relacionadas à disponibilidade e continuidade dos serviços. De acordo com os respectivos contratos de concessão e com a regulamentação vigente, as controladas da Companhia estão sujeitas à redução de suas respectivas RAPs por aplicação de Parcelas Variáveis pelo ONS e à aplicação, pela Aneel, de eventuais penalidades dependendo do nível e duração da indisponibilidade dos serviços. Deste modo, interrupções em suas linhas e subestações poderão causar um efeito adverso relevante nos negócios, condição financeira e resultados operacionais da Companhia e suas controladas.

Crescimento da concorrência no segmento de consumidores livres poderá afetar adversamente os negócios da Companhia.

Geradoras e comercializadoras concorrem diretamente entre si no segmento de fornecimento de energia elétrica a consumidores livres. Essa concorrência poderá dificultar o crescimento e/ou a renovação de contratos existentes da Companhia no mercado de venda de energia para consumidores livres e, consequentemente, prejudicar as receitas, resultados operacionais e capacidade de pagamento da Companhia.

h. Riscos relacionados à regulação dos setores em que a Companhia atua

A Companhia está sujeita a uma abrangente legislação e regulamentação impostas pelo governo federal e pela ANEEL, e não tem como prever o efeito de eventuais alterações na legislação ou na regulamentação ora em vigor sobre seus negócios e resultados operacionais.

As principais atividades da Companhia são reguladas e supervisionadas pelo Governo Federal, por intermédio do MME, da ANEEL, e por associações civis sem fins lucrativos, como a CCEE e o ONS, além de estar sujeita a alterações legislativas promovidas pelo Congresso Nacional. O MME e a ANEEL têm poderes discricionários para implementar e alterar políticas, interpretações e normas aplicáveis a diversos aspectos das atividades da Companhia, especialmente aspectos operacionais, de manutenção, de segurança, bem como aspectos relacionados à remuneração e fiscalização dessas atividades, sendo que qualquer modificação poderá vir a ter impacto no resultado da Companhia. Assim, tais principais atividades da Companhia, incluindo, sem limitação, atividades comerciais, de implementação da sua estratégia de crescimento e o resultado final de suas outorgas podem ser afetadas de forma adversa por ações governamentais, dentre as quais podem ser citadas: (i) alteração na legislação aplicável aos negócios da Companhia; (ii) descontinuidade e/ou mudanças nos critérios para outorga de autorizações para exploração de potenciais parques eólicos e solares; (iii) descontinuidade e/ou mudanças nos critérios para concessão de licenças ambientais por parte dos governos federal, estadual ou municipal, conforme o caso; (iv) descontinuidade e/ou mudanças nos critérios para outorga de autorizações para comercialização de energia e manutenção da validade dessas autorizações; (v) descontinuidade e/ou mudanças nos critérios para outorga de autorizações e manutenção da validade de licenças ambientais por parte dos governos federal, estadual ou municipal, conforme o caso; (vi) descontinuidade e/ou mudanças nos critérios para regularização fundiária e concessão de alvarás, licenças, autos e autorizações imobiliárias por parte dos governos federal, estadual ou municipal e suas autarquias, conforme o caso; (vii) descontinuidade e/ou mudança nos benefícios para exploração dos parques de energia renovável (viii) alterações

4.1 Descrição dos fatores de risco

sobre as modalidades e os termos e condições dos contratos de venda de energia aos quais a Companhia está autorizada a celebrar; e (ix) alterações sobre os níveis de produção de energia das usinas da Companhia.

O Governo Federal implementou mudanças significativas na legislação do setor elétrico brasileiro durante os últimos anos, especialmente por meio da Lei de Concessões, da Lei nº 9.648 de 27 de maio de 1998 (ou a Lei do Setor Elétrico), da Lei nº 10.848 de 16 de março de 2004 (ou a Lei de Reestruturação do Setor Elétrico) e da Lei nº 12.783, de 11 de janeiro de 2013, além da regulamentação administrativa. Essas medidas tiveram por objetivo desvincular a autoridade regulatória do Governo Federal, aumentar o investimento privado na geração, transmissão e distribuição de energia no Brasil, incentivar a competição no setor e contribuir para a modicidade tarifária. No âmbito dessa reestruturação, a competência regulatória foi atribuída à ANEEL.

Não há como prever futuras reformas e alterações da regulamentação no setor elétrico e seus efeitos sobre a Companhia, as quais podem não ser capazes de repassar aos clientes os eventuais custos de leis e regulamentos que venham a ser sancionados, de forma que seus resultados operacionais podem ser adversamente afetados. A Companhia também está sujeita a revisão de garantia física de seus ativos e a atraso na implementação de reajustes anuais de preços de seus contratos de energia, o que pode afetar de forma negativa seus resultados.

Os contratos de concessões da Companhia e suas controladas, que a autorizam a gerar energia elétrica a partir dos aproveitamentos hidrelétricos de suas usinas hidrelétricas ou a transportar energia elétrica a partir das linhas de transmissão, e as autorizações estão sujeitas a extinção em alguns casos.

Nos termos dos Contratos de Concessão firmados entre a Companhia e suas controladas e o Poder Concedente, por meio da Aneel, foram outorgadas à Companhia e suas controladas diversas concessões referentes a aproveitamentos hidrelétricos a partir dos quais a Companhia produz a maior parte da energia elétrica por ela comercializada. As concessões vigentes da Companhia e suas controladas têm prazo de expiração entre 2030 e 2048, conforme descrito no item 1.6 deste Formulário de Referência.

Não há garantia de que as concessões atualmente outorgadas à Companhia e suas controladas serão prorrogadas pelo Poder Concedente, para além das datas de termo já homologadas. Além disso, a prorrogação de uma concessão provavelmente terá como contrapartida o pagamento, pela Companhia e suas controladas, de valores a título de Bônus de Outorga (BO).

Adicionalmente, os Contratos de Concessão dispõem que cada concessão poderá ser extinta antes do seu vencimento (i) em caso de encampação pelo Poder Concedente por motivo de interesse público; (ii) em caso de caducidade da concessão (nos termos dos Contratos de Concessão); ou (iii) no caso de descumprimento pela Companhia e suas controladas de suas obrigações previstas nos Contratos de Concessão e na legislação e regulamentação aplicáveis, caso em que será declarada a extinção da concessão. A Companhia e suas controladas também podem requerer a extinção das concessões em caso de descumprimento pelo Poder Concedente de suas obrigações, mas para tanto é necessária uma ação judicial específica.

A indenização a que a Companhia e suas controladas têm direito no caso de extinção da concessão pode não ser suficiente para recuperar o valor integral de certos ativos. Além disso, caso qualquer dos Contratos de Concessão seja rescindido em virtude de descumprimento das obrigações da Companhia, o valor efetivo de compensação a ser pago pelo Poder Concedente pode ser reduzido de maneira significativa por meio da imposição de multas ou outras penalidades.

Assim, o término antecipado dos Contratos de Concessão, em conjunto ou individualmente, por qualquer motivo, teria efeito substancial e adverso na condução dos negócios, nos resultados operacionais e na condição financeira da Companhia, bem como no preço de mercado dos valores mobiliários emitidos pela Companhia.

4.1 Descrição dos fatores de risco

A Aneel pode impor penalidades à Companhia por descumprimento de qualquer disposição dos Contratos de Concessão de Geração e Transmissão e autorizações da Companhia e suas controladas.

A Aneel pode impor à Companhia e suas controladas penalidades caso ela deixe de cumprir qualquer disposição dos seus contratos de concessão de geração e transmissão ou autorizações. Tais penalidades podem incluir:

- advertências;
- multa por inadimplemento, limitada a, no máximo, 2% da receita anual gerada no âmbito da concessão ou autorização, ou, caso a concessão ou autorização em questão não esteja operacional, a, no máximo, 2% do valor estimado da energia que seria gerada no período de doze meses anterior à ocorrência do inadimplemento;
- embargos à construção de novas instalações ou equipamentos;
- restrições à operação das instalações e equipamentos existentes;
- obrigação de fazer;
- obrigação de não fazer;
- suspensão temporária da participação em processos de licitação para novas concessões;
- revogação de autorização;
- intervenção da Aneel na administração da concessionária infratora; e
- caducidade da concessão ou permissão.

A Aneel pode, ainda, e sem prejuízo das penalidades retro mencionadas, intervir temporariamente nas concessões outorgadas à Companhia e suas controladas para assegurar a adequada exploração do parque gerador e dos ativos de transmissão e o cumprimento das leis e regulamentos aplicáveis.

Ainda, nos termos da Nota Técnica nº 53/2022-SFE/ANEEL, as penalidades a serem aplicadas por atrasos injustificados no início da operação comercial de concessões de transmissão devem ser multas contratuais e editalícias – não sendo aplicável a multa com base na Resolução Normativa Aneel nº 846/2019 mencionada acima, a qual será utilizada a partir do início da entrada em operação comercial ou apenas em caráter subsidiário no período de implantação. Nesse sentido, a penalidade devida pode ser uma multa de até 10% do investimento no empreendimento (corresponde ao orçamento do contrato de concessão atualizado pelo índice de reajuste anual previsto contratualmente), calculada com base no desenvolvimento do empreendimento e tempo de atraso.

Além disso, eventuais atrasos na implementação e na entrada em operação das redes de transmissão podem resultar em aplicação da Parcela Variável por Atraso na Entrada em Operação Comercial ("PVA") na RAP, que corresponde à dedução de uma parcela do pagamento base de uma instalação devido ao atraso em sua entrada comercial.

Qualquer das penalidades descritas, bem como a intervenção da Aneel nas concessões de geração e transmissão ou autorizações outorgadas à Companhia, poderia ter um efeito relevante e adverso na condução dos negócios, nos resultados operacionais e na condição financeira da Companhia, bem como no valor de mercado dos valores mobiliários emitidos pela Companhia. Novas regras para a venda de energia elétrica e condições de mercado poderão, no futuro, afetar os preços de venda de energia elétrica praticados pela Companhia.

A energia descontratada poderá ser destinada ao ACL ou ACR.

4.1 Descrição dos fatores de risco

A legislação em vigor permite que as distribuidoras que venham a contratar com a Companhia e suas controladas nos leilões de energia existente do ACR reduzam suas quantidades contratadas até o limite de 4%, sem qualquer ônus, expondo a Companhia e suas controladas ao risco de não contratar o respectivo volume reduzido nas mesmas condições com outro cliente ou a preços adequados.

Ademais, é possível que haja redução da energia contratada com a Companhia e suas controladas devido à saída de potenciais consumidores livres das distribuidoras. Se a Companhia não puder contratar a capacidade excedente com preços adequados, poderá ter um efeito adverso na condução dos seus negócios, e sua receita e seus resultados operacionais poderão ser afetados negativamente no futuro, bem como o valor de mercado dos valores mobiliários emitidos pela Companhia.

O aumento da alíquota paga pelos consumidores de energia renovável pode impactar os preços de energia.

Os Encargos Setoriais de Uso do Sistema de Transmissão ("TUST") e Uso do Sistema de Distribuição ("TUSD") são devidos pelas empresas de geração de energia respectivamente às empresas de transmissão e distribuição, em função do uso dos sistemas de transmissão e distribuição necessários devido ao escoamento da produção de energia para o atendimento à demanda. Nos termos da Lei 9.427/1996, regulada pela Resolução Normativa Aneel nº 1.031/2022, os empreendimentos de geração de energia incentivada farão jus aos percentuais de 50%, 80% ou 100% de redução a ser aplicado à TUSD ou TUST, aplicáveis tanto à produção quanto ao consumo da energia comercializada, conforme o caso, para os empreendimentos que atenderem aos requisitos estabelecidos na referida Resolução para cada percentual de redução. Nesse contexto, para o desenvolvimento de atividades em alguns dos segmentos de atuação da Companhia, há a obrigatoriedade de celebração de Contratos de Uso do Sistema de Transmissão ("CUST") e Uso do Sistema de Distribuição ("CUSD") e ao pagamento de TUSD e TUST.

Qualquer alteração na regulamentação que beneficie os consumidores de energia renovável pode impactar os preços de energia para fontes renováveis e, consequentemente, os resultados da Companhia e sua geração de caixa.

i. Riscos relacionados aos países estrangeiros onde a Companhia atue

A Companhia atua predominantemente no mercado brasileiro, sendo pequena e indireta a sua atuação no mercado externo no âmbito da exportação de energia.

j. Riscos relacionados a questões sociais

A Companhia e/ou suas controladas podem ser afetadas por novas demarcações de terras indígenas pelas autoridades brasileiras, assentamentos, ocupações de movimentos sociais e comunidades tradicionais, bem como por reclamações de comunidades vizinhas aos seus projetos/empreendimentos.

Comunidades tradicionais (indígenas e remanescentes de quilombos) e/ou movimentos sociais, tais como o Movimento dos Trabalhadores Rurais Sem Terra, são stakeholders de diversos empreendimentos no Brasil e que normalmente pleiteiam dos governos federais e estaduais a realização de procedimentos de demarcações de terras, arrecadação e discriminação de terras, reforma agrária e a redistribuição compulsória de terras, que podem abranger áreas atualmente ocupadas pela Companhia e suas controladas, as obrigando a deixar de operar em referidas áreas, ou renegociar os contratos de ocupação existentes, o que pode impactar adversamente os resultados operacionais e financeiros da Companhia e afetar negativamente sua imagem e reputação.

Além disso, movimentos sociais organizados, contrários à expansão do parque gerador brasileiro por meio de grandes empreendimentos hidrelétricos, podem interromper ou causar atrasos significativos no curso da implantação e/ou operação de projetos hidrelétricos, por meio de reivindicações de reassentamento coletivo e/ou individual, concessão de benefícios, compensações ou indenizações, dentre outros, além dos planejados e esperados por empresas do setor elétrico, inclusive a Companhia. Qualquer ação neste sentido por parte de tais movimentos sociais, poderá afetar de maneira negativa os negócios do setor de energia elétrica e ter um efeito adverso para os negócios e resultados da Companhia.

4.1 Descrição dos fatores de risco

Ainda, as comunidades vizinhas (dentre outras, comunidades tradicionais como indígenas, ribeirinhas e quilombolas) aos projetos ou empreendimentos da Companhia podem ser diretamente ou indiretamente afetadas por suas atividades, o que por vezes demandará procedimentos de consentimento prévio, livre e informado, além de interação com órgãos de controle como a Fundação Nacional do Índio, o Instituto Nacional da Colonização e Reforma Agrária, dentre outros. Nesse sentido, a Companhia e/ou suas controladas poderão estar sujeitas a processos judiciais ou administrativos em razão do não atendimento à legislação e/ou regulamentação aplicável a essas comunidades, o que pode gerar sanções criminais e administrativas (inclusive multas e suspensão parcial ou total de atividades), sem prejuízo da obrigação de reparar eventuais danos causados na esfera civil, de modo que os resultados financeiros, resultados operacionais e a imagem da Companhia poderão ser adversamente afetados.

k. Riscos relacionados a questões ambientais

A ocorrência de danos ambientais envolvendo as atividades da Companhia pode sujeitá-la ao pagamento de custos de recuperação ambiental e indenizações.

As atividades do setor de energia e gás podem causar impactos negativos e danos ao meio ambiente.

Por exemplo, usinas hidrelétricas têm o potencial de acarretar danos a peixes, assim como usinas eólicas e linhas de transmissão têm o potencial de acarretar danos às aves. Além disso, as empresas do setor elétrico, em particular as geradoras e transmissoras, estão sujeitas a uma rigorosa legislação ambiental nas esferas federal, estadual e municipal no tocante, dentre outros, a áreas especialmente protegidas (áreas de preservação permanente e unidades de conservação), patrimônio arqueológico, cavidades, dentre outros. Impactos à fauna e a espaços protegidos são previstos normalmente nos processos de licenciamento ambiental; porém, podem ocorrer situações adversas que gerem danos não previstos.

A contaminação do solo e/ou da água também representa um passivo ambiental, pois a obrigação de reparar o dano ambiental não está sujeita à prescrição, ou seja, a responsabilidade pelo dano ambiental não se extingue após prazo determinado, nem por sucessão. Áreas contaminadas são aquelas que contêm quantidades ou concentrações de quaisquer substâncias ou resíduos em condições que causem ou possam causar danos à saúde humana, ao meio ambiente ou outro bem a ser protegido.

A legislação federal impõe àquele que direta ou indiretamente causar degradação ambiental o dever de reparar ou indenizar os danos causados ao meio ambiente e a terceiros, independentemente da existência de culpa. A legislação federal também prevê a desconsideração da personalidade jurídica da empresa poluidora, bem como responsabilidade pessoal dos administradores, para viabilizar o ressarcimento de prejuízos causados à qualidade do meio ambiente.

Dessa forma, os sócios e administradores da empresa poluidora poderão ser obrigados a arcar com o custo da reparação ambiental. O pagamento de substanciais custos de recuperação do meio ambiente e indenizações ambientais podem obrigar a Companhia a retardar ou redirecionar investimentos em outras áreas e ter um efeito adverso para os negócios e para o valor de mercado dos valores mobiliários emitidos por ela, assim como para sua imagem. Ademais, a Companhia poderá sofrer sanções criminais e administrativas (inclusive multas e suspensão parcial ou total de atividades), de modo que os resultados financeiros e operacionais da Companhia poderão ser adversamente afetados.

Como consequência do aquecimento global, mais acidentes e desastres naturais têm ocorrido, como tempestades, ciclones, furacões, inundações, secas etc. Assim, a Companhia vem considerando e avaliando, dentre outros riscos, fatores como inundações, ondas de calor, estresse hídrico e ventos extremos. Estes eventos podem acarretar danos aos recursos e fontes de geração, bem como às estruturas físicas dos ativos do setor elétrico brasileiro, com eventuais reflexos ao ambiente e às comunidades.

4.1 Descrição dos fatores de risco

O valor potencial do impacto financeiro pode variar de R$ 236 mil (PCH) até R$ 2,4 bilhões (Usina Hidrelétrica de grande porte), contemplando custos relacionadas a consultoria, assistência técnica especializada e manutenção civil. O cálculo foi realizado em 2021 envolvendo cenários para as 13 usinas hidrelétricas da ENGIE Brasil Energia, e não envolve, na valoração, danos a terceiros.

Alterações nas leis e regulamentos ambientais podem afetar de maneira adversa os negócios das empresas do setor de energia elétrica, inclusive a Companhia.

As empresas do setor elétrico, em particular as geradoras, estão sujeitas a uma rigorosa legislação ambiental nas esferas federal, estadual e municipal no tocante, dentre outros, às emissões atmosféricas e às intervenções em áreas especialmente protegidas. Tais empresas necessitam de licenças e autorizações de agências governamentais para a condução de suas atividades. Ademais, suas atividades são consideradas de significativo impacto ambiental, o que gera a obrigação de pagamento de compensação ambiental nos termos da Lei Federal nº 9.985/2000. Na hipótese de violação ou não cumprimento de tais leis, regulamentos, licenças e autorizações, as empresas podem sofrer sanções administrativas, tais como multas, interdição de atividades, cancelamento de licenças e revogação de autorizações, ou estarem sujeitas a sanções criminais (inclusive seus administradores).

O Ministério Público poderá instaurar inquérito civil e/ou desde logo promover ação civil pública visando o ressarcimento de eventuais danos ao meio ambiente e terceiros. As agências governamentais ou outras autoridades podem também editar novas regras mais rigorosas ou buscar interpretações mais restritivas das leis e regulamentos existentes, que podem obrigar as empresas do setor de energia elétrica, incluindo a Companhia, a gastar recursos adicionais na adequação ambiental, inclusive obtenção de licenças ambientais para instalações e equipamentos que não necessitavam anteriormente dessas licenças.

As agências governamentais ou outras autoridades podem, ainda, atrasar de maneira significativa a emissão das licenças e autorizações necessárias para o desenvolvimento dos negócios de empresas do setor elétrico, inclusive da Companhia, causando atrasos em cronogramas de implantação de projetos e gerando, consequentemente, efeitos adversos nos negócios e resultados da Companhia.

Há de se considerar, também, a eventual criação e implementação de novas regulações ou políticas governamentais que tem como objetivo a mitigação das mudanças climáticas, discussões que ocorrem em âmbito global e nacional e que podem afetar a Companhia.

A Companhia e suas controladas podem descumprir as condicionantes previstas nas licenças ambientais de seus empreendimentos, não serem capazes de cumprir eventuais novas condicionantes, ou não serem capazes de realizar ou corrigir o licenciamento dos projetos que venham a ser adquiridos.

Nos termos da regulamentação aplicável, as atividades conduzidas pela Companhia e suas controladas dependem do licenciamento ambiental outorgado pelos órgãos competentes. Tal licenciamento usualmente está sujeito a condicionantes que podem envolver limitações para a implantação ou a operação.

A Companhia e suas subsidiárias podem cometer falhas no cumprimento das referidas condicionantes, ficando sujeitas a reparação ambiental, multas, responsabilidade no âmbito criminal ou até mesmo à revogação e/ou suspensão das respectivas licenças, o que pode impactar o regular exercício de suas atividades, inclusive com risco de total paralisação, e, consequentemente, gerar um efeito adverso relevante sobre os resultados da Companhia.

A Companhia e suas subsidiárias também podem estar sujeitas a alterações nas condicionantes das suas licenças quando da renovação destas, demandando investimentos para atendimento a estas condicionantes ou até mesmo paralisação de atividades que não seriam mais tecnicamente viáveis, o que pode gerar um efeito adverso relevante sobre os resultados da Companhia.

4.1 Descrição dos fatores de risco

Adicionalmente, a Companhia e suas controladas podem não ser capazes de realizar ou corrigir o licenciamento ambiental de projetos que venham adquirir e/ou em desenvolvimento, ficando, portanto, sujeitas a multas ou até mesmo à revogação e/ou suspensão dessas respectivas licenças, o que poderá causar um impacto adverso relevante nos resultados e operações da Companhia e de suas controladas, bem como um atraso na operação dos referidos projetos em desenvolvimento ou implantação.

l. Riscos relacionados a questões climáticas, incluindo riscos físicos e de transição

As mudanças climáticas representam um risco significativo para as atividades da Companhia, tanto em termos de riscos físicos, quanto de transição.

Os riscos físicos incluem eventos extremos relacionados ao clima, como secas, inundações e tempestades, que podem afetar a infraestrutura de geração e transmissão de energia e de transporte de gás, causando interrupções ou danos significativos. Adicionalmente, os ativos de geração da Companhia dependem das fontes hidrológicas, solar e eólica, que são recursos naturais e dependentes de eventos climáticos, que podem majorar ou reduzir a disponibilidade desses recursos e consequentemente a quantidade de energia elétrica gerada a partir desses ativos.

Os riscos de transição incluem a possibilidade de mudanças na regulamentação governamental, mudanças nas preferências dos consumidores por fontes de energia renovável e a possibilidade de flutuações nos preços das *commodities* de energia. Por exemplo, no Brasil, avança a discussão no que se refere ao Projeto de Lei que visa regulamentar o Sistema Brasileiro de Comércio de Emissões – SBCE (PL nº 412/2022), o qual poderá trazer novas obrigações e regras a diversos setores, tais como o setor de energia. A materialização dos riscos de transição podem impactar negativamente os resultados da Companhia.

m. Riscos relacionados a outras questões não compreendidas nos itens anteriores

Os resultados operacionais da Companhia poderão ser impactados por alterações na legislação tributária brasileira ou por resultados desfavoráveis de contingências tributárias e/ou modificação suspensão ou cancelamento de benefícios fiscais ou ainda pela necessidade de provisionamento de contingências não materializadas em razão de julgamentos desfavoráveis pelos Tribunais Superiores.

A legislação tributária brasileira sofre regularmente alterações advindas dos diversos órgãos competentes e isso pode incluir a criação de novos tributos, alterações nas alíquotas e ajustes na base de cálculo dos tributos, que, por vezes, podem ou não serem temporários relacionados a propósitos governamentais específicos. Além disso, são frequentes as mudanças de interpretação das normas existentes aplicadas pelosa tribunais brasileiros. Algumas dessas mudanças podem resultar em incremento da carga tributária da Companhia afetando adversamente a lucratividade e os preços dos produtos da Companhia. Todavia, a companhia possui cláusulas protetivas em seus contratos comerciais firmados com fornecedores e clientes como forma de mitigar tais riscos e obter o reequilíbrio econômico de seus contratos.

Ainda, a Companhia está sujeita a fiscalizações dos órgãos competentes e como resultado, as posições fiscais adotadas pela Companhia podem ser questionadas pelas autoridades fiscais, sem que haja provisionamento ou constituição de reservas fiscais correlatas. Qualquer aumento no montante da tributação como resultado das contestações às posições fiscais da Companhia pode afetar adversamente os seus negócios, os seus resultados operacionais e a sua condição financeira. Apesar de notarmos um aumento significativo do número de fiscalizações no último exercício, informamos que a companhia adota posturas conservadoras em relação as suas atividades e que, eventuais questionamentos que resultem na lavratura de autos de infração, possuem ações mitigatórias.

Atualmente há diferentes projetos de lei em discussão no Congresso Nacional que procuram implementar propostas de reformas tributárias, incluindo propostas para modificar o sistema de tributação do consumo em sua totalidade e sobre a renda. O mais recente e relevante se refere ao Projeto de Emenda Constitucional (PEC) nº 45/2019 aprovado

4.1 Descrição dos fatores de risco

pela Câmara dos Deputados e que aguarda ser votada pelo Senado Federal. Esta proposta prevê a extinção de cinco tributos: PIS, COFINS e IPI (tributos federais), ICMS (estadual) e ISS (municipal). Esses tributos serão substituídos por três novos tributos sobre o valor adicionado: o "IBS" - o Imposto sobre Bens e Serviços de competência estadual e municipal, a "CBS" - Contribuição sobre Bens e Serviços (CBS) de competência federal e o "IS" – Imposto Seletivo, também de competência federal.

A referida proposta prevê que serão criados regimes especiais de tributação para alguns setores específicos, mas não há previsão de beneficiar o setor elétrico. A Companhia está realizando o cuidadoso acompanhamento dos desdobramentos, bem como elaborando ações mitigatórias que reduzam eventuais impactos sobre a nossa atividade.

Eventos e acontecimentos internacionais, como guerras e conflitos, pode afetar adversamente a economia global, a cadeia de suprimentos e o mercado de capitais.

Os negócios da Companhia e o mercado de valores mobiliários são influenciados, de diferentes formas, por aspectos políticas, econômicos e de mercado de outros países, de modo que eventos e acontecimentos que gerem ou contribuam para a instabilidade política e econômica dos mercados financeiros e de valores mobiliários, incluindo guerras e conflitos internacionais, podem ter um efeito de impacto negativo e relevante sobre a economia global, afetando de forma adversa o mercado de capitais e a economia brasileira, com flutuações das taxas de câmbio e inflação, impacto na oferta de crédito, percepção e interesse de investidores sobre o mercado de valores mobiliários brasileiro e a própria Companhia. A concretização desses efeitos, assim, pode afetar adversamente a Companhia, a condução dos seus negócios e a capacidade de financiamento das suas operações.

O Governo Federal exerceu e continua a exercer influência significativa sobre a economia brasileira. Essa influência, bem como a conjuntura econômica e a política brasileira, pode vir a causar um efeito adverso relevante nas atividades e nos resultados operacionais e mesmo no preço das ações da Companhia.

A economia brasileira tem se caracterizado por intervenções frequentes e eventualmente drásticas por parte do governo brasileiro e por ciclos econômicos instáveis, o que pode continuar acontecendo no futuro. As modificações em leis e regulamentos feitas nos últimos anos, de acordo com interesses políticos, sociais e econômicos, frequentemente envolveram, entre outras medidas, aumentos ou reduções das taxas de juros, alterações nas políticas fiscais e tributárias, controle de salários e preços, controles das taxas de câmbio, bloqueio de acesso a contas bancárias, desvalorização cambial, controles de capital e restrições à importação. A Companhia não controla e não pode prever quais medidas ou políticas os governos dos países onde atua podem adotar no futuro.

Os negócios, o desempenho financeiro e os resultados operacionais da Companhia poderão ser adversamente afetados por mudanças em políticas e regulamentos que envolvam ou afetem determinados fatores, tais como: (i) inflação; (ii) flutuações de taxas de câmbio; (iii) políticas de controle de taxas de câmbio e juros; (iv) flutuações de taxa de juros; (v) disponibilidade de liquidez nos mercados domésticos de capitais, de crédito e financeiro; (vi) greves de funcionários de autoridades portuárias, aduaneiras e fiscais; (vii) mudanças nos regulamentos do mercado de transporte; (viii) controle sobre importação e exportação; (ix) aumentos de preço do petróleo e outros insumos; (x) instabilidade de preços; (xi) regulamentos trabalhistas e previdenciários; (xii) escassez e racionamento de água e energia; (xiii) políticas fiscais e/ou sanitárias; e (xiv) outros acontecimentos de natureza econômica, política, diplomática e social no Brasil ou que afetem o país.

A incerteza quanto à implementação de mudanças por parte do Governo Federal nas políticas ou normas que venham a afetar esses e outros fatores no futuro pode contribuir para a incerteza econômica no Brasil, o que pode prejudicar as atividades e resultados operacionais, podendo, inclusive, vir a afetar adversamente o preço de negociação das ações da Companhia.

4.1 Descrição dos fatores de risco

As ações do Governo Federal nas políticas ou normas que envolvam os fatores macroeconômicos acima listados poderão afetar adversamente as atividades e análise de sensibilidade aos aumentos de taxa de juros. Ademais, mudanças nos preços de ações de companhias abertas, ausência de disponibilidade de crédito, reduções nos gastos, desaceleração da economia global, instabilidade de taxa de câmbio, aumento nas taxas de juros no Brasil ou no exterior e pressão inflacionária podem adversamente afetar, direta ou indiretamente, a economia e o mercado de capitais brasileiros, o que poderá reduzir a liquidez global e o interesse do investidor no mercado de capitais brasileiro, afetando negativamente o preço das ações de emissão da Companhia, gerando consequências negativas aos seus negócios, situação financeira e resultados operacionais. Não é possível prever o impacto que eventos políticos e desenvolvimentos macroeconômicos, globais ou brasileiros, podem ter sobre os negócios da Companhia.

Variações nas taxas de juros podem aumentar os custos de endividamento da Companhia e, consequentemente, ter um efeito adverso em seus resultados operacionais.

O Banco Central do Brasil estabelece a taxa básica de juros para o sistema bancário brasileiro, com base em diversos fatores, incluindo níveis de crescimento econômico e inflação, e utiliza alterações em tal taxa como um instrumento de política monetária. A Companhia está exposta ao risco associado a variações da taxa de juros, especialmente a Taxa DI, à qual parcela substancial do endividamento da Companhia está atrelada.

A Companhia pode incorrer em perdas em razão de variações nas taxas de juros que aumentem suas despesas financeiras relacionadas ao seu endividamento ou observar menores retornos decorrentes de seus investimentos. Uma parcela substancial do endividamento da Companhia está atrelada a taxas de juros flutuantes (Taxa DI, IPCA e TJLP).

Aumentos significativos no consumo, inflação ou outras pressões macroeconômicas podem resultar em um aumento dessas taxas. Para mais informações sobre a exposição da Companhia ao risco de taxas de juros, veja o item 4.3, deste Formulário de Referência.

A inflação e determinadas medidas do Governo Federal para combatê-la podem contribuir para a incerteza econômica no Brasil, afetando adversamente o resultado operacional da Companhia.

Historicamente, o Brasil tem registrado elevadas taxas de inflação, se comparadas com as economias mais desenvolvidas. A inflação e determinadas medidas do Governo Federal para combatê-las, como elevação da taxa de juros básica da economia ("SELIC") tiveram impacto negativo relevante sobre a economia brasileira, na medida em que reduziram o nível de atividade econômica, aumentaram o custo de captação das empresas, além de reduzirem os investimentos de longo prazo. Os índices de inflação anuais foram de 23,14%, 17,79% e 5,45% em 2020, 2021 e 2022, respectivamente, de acordo com o Índice Geral de Preços – Mercado (IGP-M) e 4,52%, 10,06% e 5,78% em 2020, 2021 e 2022, respectivamente, de acordo com o Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo (IPCA). O COPOM frequentemente ajusta a taxa de juros em situações de incerteza econômica para atingir metas estabelecidas na política econômica do governo brasileiro. A inflação, as medidas governamentais para combatê-la e a especulação pública sobre possíveis medidas governamentais futuras têm produzido efeitos negativos relevantes sobre a economia brasileira e contribuído para a incerteza econômica no Brasil, aumentando a volatilidade do mercado de capitais brasileiro, o que pode causar um efeito adverso sobre a Companhia.

Quaisquer medidas tomadas pelo governo brasileiro no futuro, incluindo a redução nas taxas de juros, intervenção no mercado de câmbio e a implementação de mecanismos para ajustar ou determinar o valor do Real, podem desencadear inflação, afetando adversamente o desempenho geral da economia brasileira.

4.1 Descrição dos fatores de risco

Caso o Brasil venha a vivenciar significativa inflação no futuro, não é possível prever se a Companhia será capaz de compensar os efeitos da inflação em sua estrutura de custos, por meio do repasse do aumento dos custos decorrentes da inflação para os preços cobrados de seus clientes, o que poderá diminuir as margens operacionais da Companhia.

Além disso, no caso de aumento da inflação, o governo brasileiro pode optar por aumentar significativamente as taxas de juros. Para informações adicionais sobre os riscos relacionados ao aumento nas taxas de juros vide "*Variações nas taxas de juros podem aumentar os custos de endividamento da Companhia e, consequentemente, ter um efeito adverso em seus resultados operacionais*."

4.2 Indicação dos 5 (cinco) principais fatores de risco

4.2 – Indicar os 5 (cinco) principais fatores de risco, dentre aqueles enumerados no campo 4.1, independentemente da categoria em que estejam inseridos

1. *A Companhia pode não conseguir obter, manter ou renovar tempestivamente as licenças, registros, cadastros e autorizações necessárias junto às autoridades governamentais e concessionárias de distribuição para a condução de seus negócios, ou enfrentar atrasos materiais na sua obtenção/renovação.*

2. *Riscos relacionados a questões climáticas, incluindo riscos físicos e de transição*

3. *A construção, expansão e operação das usinas de geração de energia elétrica e linhas de transmissão envolvem riscos significativos que podem levar à perda de receita ou aumento de despesas.*

4. *A Companhia está sujeita a uma abrangente legislação e regulamentação impostas pelo governo federal e pela ANEEL, e não tem como prever o efeito de eventuais alterações na legislação ou na regulamentação ora em vigor sobre seus negócios e resultados operacionais.*

5. *A Companhia depende de sistemas digitais e qualquer falha ou ataque nesses sistemas pode afetar adversamente as atividades da Companhia.*

4.3 Descrição dos principais riscos de mercado

4.3 – Riscos de mercado: descrever, quantitativa e qualitativamente, os principais riscos de mercado a que o emissor está exposto, inclusive em relação a riscos cambiais e a taxas de juros

Em 30 de setembro de 2023, a Companhia estava exposta aos seguintes riscos de mercado:

(a) Riscos relacionados a taxas de juros e/ índices flutuantes;

(b) Riscos relacionados aos passivos denominados em moeda estrangeira;

(c) Riscos relacionados aos preços de energia nas operações de trading; e

(d) Risco de liquidez.

a. Risco relacionado à taxa de juros e índices flutuantes

Efeitos das flutuações dos índices flutuantes

Abaixo a Companhia apresenta uma análise de sensibilidade dos instrumentos financeiros expostos a riscos da variação de índices flutuantes. O Cenário-base - Provável para 30 de setembro de 2024 foi definido por meio das premissas disponíveis no mercado:[1]

			Sensibilidade		
Índices	**Variação 12 meses 30 de setembro de 2023**	**Cenário provável 30 de setembro de 2024**	**Provável**	**∆+ 25%(1)**	**Administração**
Risco de variação das taxas de juros e índices					
IPCA	5,2%	4,0%	-1,2 p.p.	1,0 p.p.	0,2 p.p.
IGP-M	-6,0%	4,1%	10,0 p.p.	1,0 p.p.	0,0 p.p.

(1) Variações sobre o cenário provável de 2024.

A sensibilidade provável foi calculada com base nas variações entre os índices dos últimos 12 meses, observados em 30 de setembro de 2023, e os previstos no cenário provável dos próximos 12 meses, a findar em 30 de setembro de 2024, e demonstram os eventuais impactos adicionais no resultado da Companhia de 12 meses. As variações que poderão impactar o resultado consolidado, e, consequentemente, o patrimônio líquido nos próximos 12 meses, em comparação aos últimos 12 meses, caso tais cenários se materializem no resultado consolidado da Companhia.

As demais sensibilidades apresentadas foram apuradas com base (i) na variação de 25% sob o Cenário Provável; e (ii) das estimativas da Administração sobre o cenário projetado, as quais correspondem a avaliação da Administração de alteração razoavelmente possível nos índices flutuantes para os próximos períodos. As variações que poderão impactar o resultado consolidado, e, consequentemente, o patrimônio líquido nos próximos 12 meses, em comparação aos últimos doze meses, caso tais cenários se materializem, são estas:

		Sensibilidade		
(Valores em R$ milhões)	**Saldos em 30 de setembro de 2023**	**Provável**	**∆ +25%**	**Administração**
Risco de aumento (passivo)				
Empréstimos e financiamentos				
IPCA	9.865	93	(80)	(14)
Debêntures				
IPCA	5.387	71	(61)	(10)
Concessões a pagar (Uso de Bem Público)				
IPCA	3.944	45	(27)	(8)
IGP-M	1.508	(140)	(14)	(1)
Risco de redução (ativo)				
Ativo financeiro de concessão				
IPCA	3.315	(39)	55	33

[1] Fonte: Relatório Focus do Banco Central do Brasil.

4.3 Descrição dos principais riscos de mercado

Efeitos das flutuações das taxas de juros

Em uma hipótese de elevação das taxas de juros, haverá aumento nos custos do serviço da dívida da Companhia e das despesas financeiras deles originadas, o que poderá causar impacto negativo nos negócios da Companhia, na sua condição financeira e nos resultados de suas operações.

Em 30 de setembro de 2023, Companhia possuía 5,9% de sua dívida consolidada (empréstimos, financiamentos, ações preferenciais resgatáveis e debêntures da Companhia, circulante e não circulante) indexada à TJLP. Já o montante indexado ao CDI, também no consolidado, representava 3,6% da dívida.

Abaixo a Companhia apresenta uma análise de sensibilidade em 30 de setembro de 2023 sobre os empréstimos, financiamentos, ações preferenciais resgatáveis e debêntures expostos a flutuações das taxas de juros, com base nas seguintes premissas disponíveis no mercado[2]:

			Sensibilidade		
Variação dos índices	**Variação em 30 de setembro de 2023**	**Cenário provável em 30 de setembro de 2024**	**Provável**	**Δ +25%[(1)]**	**Administração**
TJLP	7,0%	6,6%	-0,4 p.p.	1,7 p.p.	0,1 p.p.
CDI	12,7%	8,9%	-3,8 p.p.	2,2 p.p.	-0,3 p.p.

(1) Variações sobre o cenário provável de 2024.

O cálculo da sensibilidade foi preparado considerando a mesma metodologia retro mencionada. Os impactos adicionais que seriam causados no resultado financeiro consolidado da Companhia, caso os cenários se concretizem, são os seguintes:

	Saldos em	Sensibilidade		
(Valores em R$ milhões)	**30 de setembro de 2023**	**Provável**	**Δ +25%**	**Administração**
Risco de aumento (passivo) Empréstimos e financiamentos				
Dólar – com *swap* para CDI	1.503	46	(29)	4
TJLP	1.101	6	(21)	(2)
Ações preferenciais resgatáveis				
CDI	651	20	(13)	2

b. Risco relacionado aos passivos denominados em moeda estrangeira

A Companhia e suas controladas possuem empréstimos e financiamentos contratados ou indexados à moeda estrangeira. O risco cambial está associado à possibilidade de variação nas taxas de câmbio, o que afeta o resultado financeiro e os saldos indexados à moeda estrangeira.

Em 30 de setembro de 2023, a Companhia possuía 8,0% da dívida consolidada indexada em dólar norte-americano o que representa R$ 1.503 milhões.

c. Risco relacionado ao preço de energia nas operações de trading

A partir de janeiro de 2018, a Companhia ingressou no mercado de *trading*, com o objetivo de auferir resultados com as variações de preço de energia, expondo a Companhia ao risco de preço desta *commodity*.

As operações de *trading* são transacionadas em mercado ativo e reconhecidas pelo valor justo por meio do resultado, com base na diferença entre o preço contratado e o preço de mercado das contratações em aberto na data do balanço.

[2] Fonte: Relatório Focus do Banco Central do Brasil.

4.3 Descrição dos principais riscos de mercado

O principal fator de risco que impacta a precificação das operações de *trading* é a exposição aos preços das marcações de mercado da energia, o que poderá causar impacto negativo nos negócios da Companhia, na sua condição financeira e nos resultados de suas operações.

A marcação de mercado da companhia é baseada, prioritariamente, nos preços das negociações dos produtos futuros de energia do mercado ativo de balcão, em não havendo liquidez representativa nesse mercado, utilizam-se técnicas de cálculos que consideram os preços estabelecidos para os produtos futuros, projetados por entidades especializadas.

Em 30 de setembro de 2023, o valor total referente às transações de *trading* em aberto da Companhia (circulante e não circulante) era de R$ 174 milhões (ativo) e R$ 152 milhões (passivo), representando um valor líquido de R$ 22 milhões.

A Administração da Companhia utiliza análises de sensibilidade considerando percentis da variação histórica do preço de energia para o produto. Os percentis são medidas que dividem a amostra, por ordem crescente dos dados, em 100 partes, cada uma com uma percentagem de dados aproximadamente igual, considerando, neste caso, a variação histórica do preço de cada produto de energia. Portanto, o 25° percentil (P25) e o 75° percentil (P75) determinam os 25% e 75% menores variações de preços observados, respectivamente.

A seguir são apresentadas as análises de sensibilidade considerando essa metodologia:

		Sensibilidade	
(Valores em R$ milhões)	**30 de setembro de 2023**	**Cenário P25**	**Cenário P75**
Instrumentos financeiros derivativos - trading	22	20	20

A variação da taxa de desconto não impacta de forma importante o valor justo apurado, visto a curta *duration* da carteira de *trading* em aberto, a qual é inferior a cinco anos.

d. Risco de Liquidez

O risco de liquidez consiste na eventualidade da Companhia não dispor de recursos suficientes para cumprir com seus compromissos em função dos prazos de liquidação de seus direitos e obrigações.

No demonstrativo a seguir apresenta-se o perfil previsto de liquidação dos principais passivos financeiros da Companhia registrados em 30 de setembro de 2023. Os valores foram determinados com base nos fluxos de caixa não descontados previstos, considerando a estimativa de amortização de principal e pagamento de juros futuros, quando aplicável. Para as dívidas com juros pós-fixados o valor foi obtido com base na curva de juros do encerramento do período.

	Consolidado				
(Valores em R$ milhões)	**Até 1 ano**	**De 2 a 3 anos**	**De 4 a 5 anos**	**Mais de 5 anos**	**Total**
Fornecedores	637	37	35	465	1.174
Concessões a pagar (Uso de Bem Público)	799	1.572	1.549	4.185	8.105
Taxas de juros pós-fixadas:					
Empréstimos e financiamentos[1]	1.852	3.372	2.151	11.481	18.855
Debêntures[1]	1.308	3.248	1.474	2.052	8.082
Ações preferenciais resgatáveis	180	143	159	766	1.247
Taxas de juros pré-fixadas:					
Empréstimos e financiamentos	-	-	-	-	-
	4.775	**8.372**	**5.367**	**18.950**	**37.464**

(1) Líquidos dos efeitos do hedge.

4.4 Processos não sigilosos relevantes

4.4 – Processos: descrever os processos judiciais, administrativos ou arbitrais em que o emissor ou suas controladas sejam parte, discriminando entre trabalhistas, tributários, cíveis, ambientais e outros: (i) que não estejam sob sigilo, e (ii) que sejam relevantes para os negócios do emissor ou de suas controladas

A Companhia e suas controladas são parte em processos judiciais, administrativos e arbitrais de natureza tributária, trabalhistas e cíveis, dentre processos com chance de perda provável, possível e remota. A política para provisionamento adotada pela Administração da Companhia leva em conta a natureza do processo, a relevância dos pedidos e as decisões em processos semelhantes, sendo constituídas provisões para processos avaliados por seus consultores jurídicos como processos com chance de perda provável.

Para fins deste item 4.4, a Companhia considerou como processos judiciais e/ou administrativos individualmente relevantes: **(i)** processo com valor individual igual ou superior a R$ 150 milhões; e **(ii)** processos que individualmente possam vir a impactar negativamente os negócios, operações e/ou imagem da Companhia ("Processos Relevantes").

Em 30 de setembro de 2023, a Companhia e suas controladas são parte nos seguintes Processos Relevantes, segregados conforme sua natureza:

a. Tributários

	Processo n° 10980-726947/2018-49
(a) Juízo	Conselho Administrativo de Recursos Fiscais – CARF.
(b) Instância	Segunda.
(c) Data de instauração	13.12.2018.
(d) Partes no processo	**Autor**: Receita Federal do Brasil (RFB), Florianópolis (SC). **Réu**: ENGIE Brasil Energia S.A. ("Companhia" ou "ENGIE").
(e) Valores, bens ou direitos envolvidos	R$ 615 milhões (valor atualizado em 30.09.2023)
(f) Principais fatos	Em 14.12.2018 a Companhia, após um longo processo de fiscalização, tomou ciência de um Auto de Infração - AI, referente as contribuições do PIS e COFINS, no período de 01/2014 a 12/2016. O entendimento do fisco é que os valores repassados pela Eletrobrás referente a aquisição do carvão mineral e demais combustíveis são um subsídio do Governo Federal e, portanto, deveriam ser base de cálculo das referidas contribuições. A Companhia, em 15.01.2019, por meio dos seus assessores externos, apresentou impugnação ao AI, defendendo que: (i) a Companhia não possui a posse legal dos combustíveis, os quais pertencem à Eletrobrás (ii) o reembolso não pode ser tratado como subsídio, uma vez que é financiado pelos consumidores finais e não pelo Governo; e (iii) o valor reembolsado não aumenta a receita da Companhia, existindo jurisprudência nos tribunais superiores que afirmam somente estarem sujeitos ao recolhimento do PIS e COFINS os recebimentos que efetivamente representem um aumento de riqueza. Em 22.04.2019, a Delegacia de Julgamento da Receita Federal emitiu uma decisão desfavorável à Companhia. Em 24.05.2019, a ENGIE interpôs recurso voluntário ao Conselho Administrativo de Recursos Fiscais (CARF). Em 24.01.2020, a Companhia tomou ciência da decisão desfavorável ao Recurso Voluntário apresentado ao CARF. Porém, no entendimento da Companhia, os procedimentos adotados estão de acordo com a norma contábil e a legislação fiscal, sendo assim, opôs, em 10.02.2020, a medida de Embargos de Declaração contra o Acordão, no âmbito do CARF, que se encontra aguardando análise do colegiado. Em 21.11.2022, interpôs Recurso Especial no CSRF, que não foi admitido em 29.12.2022. Em decorrência da não admissibilidade a companhia interpôs, em 09.01.2023, Agravo ao CSRF que aguarda apreciação. Após a apreciação do recurso especial, se necessário, a ENGIE seguirá as próximas etapas do litígio perante o Poder Judiciário.
(g) Resumo das decisões de mérito proferidas	DRJ – Proferido acórdão demonstrando posição desfavorável a Companhia com entendimento de que os valores repassados pela Eletrobrás referente a aquisição do carvão mineral e demais combustíveis são uma subvenção para custeio do Governo Federal e, portanto, deveriam ser base de cálculo das referidas contribuições. CARF – Mantem o mesmo entendimento no julgamento do Recurso Voluntário, embargos e Recurso Especial.

4.4 Processos não sigilosos relevantes

Processo n° 10980-726947/2018-49	
(h) Estágio do processo	Recurso Especial não admitido, aguardando análise do Agravo.
(i) Chance de perda	Possível.
(j) Motivo pelo qual o processo é considerado relevante	Levando em consideração os valores envolvidos a partir da autuação, que ultrapassa R$ 150 milhões de reais, bem como a possibilidade de desdobramento do caso que poderá se replicar nos anos subsequentes, bem como pelo fato de tal discussão impactar diretamente a estrutura da operação da Usina, entendemos que esse assunto deve ser considerado relevante.
(k) Análise do impacto em caso de perda	Em caso de perda a Companhia incorrerá em despesa de R$ 615 milhões e seu ativo será reduzido no mesmo valor, quando do seu desembolso. Adicionalmente, em caso de eventual insucesso no desfecho dessa disputa, a Companhia pretende pleitear o ressarcimento desses encargos tributários por meio da revisão do Custo Variável Unitário (CVU) da usina e dos reembolsos pela Conta de Desenvolvimento Energético. Desse montante, R$ 230 milhões se referem ao principal; R$ 172 milhões à multa e R$ 213 milhões aos juros.

Processo n° 10340.720482/2023-15	
(a) Juízo	Delegacia Regional de Julgamento – DRF
(b) Instância	Primeira
(c) Data de instauração	02.06.2023.
(d) Partes no processo	**Autor**: Receita Federal do Brasil (RFB), Blumenau (SC). **Réu**: DIAMANTE GERACAO DE ENERGIA LTDA.
(e) Valores, bens ou direitos envolvidos	R$ 255 milhões (valor atualizado em 30.09.2023)
(f) Principais fatos	Em 05.06.2023 a Companhia, após um longo processo de fiscalização, tomou ciência de um Auto de Infração - AI, referente à cobrança de IRPJ e CSLL apurados sobre o lucro presumido, no período dos 2º, 3º e 4º trimestres de 2018. O entendimento do fisco é que os valores repassados pela Eletrobrás referente a aquisição do carvão mineral e demais combustíveis são receita e, portanto, deveriam ser base de cálculo dos referidos tributos. A Companhia, em 04.07.2023, por meio dos seus assessores externos, apresentou impugnação ao AI. Após o protocolo da defesa, o processo aguarda o julgamento em primeira instância.
(g) Resumo das decisões de mérito proferidas	Não há decisões de mérito proferidas
(h) Estágio do processo	Aguarda julgamento da defesa
(i) Chance de perda	Possível.
(j) Motivo pelo qual o processo é considerado relevante	Levando em consideração os valores envolvidos a partir da autuação, que ultrapassa R$ 150 milhões de reais, bem como a possibilidade de desdobramento do caso que poderá se replicar nos anos subsequentes, bem como pelo fato de tal discussão impactar diretamente a estrutura da operação da Usina, entendemos que esse assunto deve ser considerado relevante.
(k) Análise do impacto em caso de perda	Em caso de perda a Companhia incorrerá em despesa de R$ 256.569.982,47 e seu ativo será reduzido no mesmo valor, quando do seu desembolso. Adicionalmente, em caso de eventual insucesso no desfecho dessa disputa, a Companhia pretende pleitear o ressarcimento desses encargos tributários por meio da revisão do Custo Variável Unitário (CVU) da usina e dos reembolsos pela Conta de Desenvolvimento Energético.

4.4 Processos não sigilosos relevantes

Processo n° 10340.720480/2023-26	
(a) Juízo	Delegacia Regional de Julgamento – DRF
(b) Instância	Primeira
(c) Data de instauração	02.06.2023.
(d) Partes no processo	**Autor**: Receita Federal do Brasil (RFB), Blumenau (SC). **Réu**: DIAMANTE GERACAO DE ENERGIA LTDA.
(e) Valores, bens ou direitos envolvidos	R$ 282 milhões (valor atualizado em 30.09.2023)
(f) Principais fatos	Em 05.06.2023 a Companhia, após um longo processo de fiscalização, tomou ciência de um Auto de Infração - AI, referente à cobrança de PIS e COFINS apurados no período janeiro de 2019 a novembro de 2020. O entendimento do fisco é que os valores repassados pela Eletrobrás referente a aquisição do carvão mineral e demais combustíveis são receita e, portanto, deveriam ser base de cálculo dos referidos tributos. A Companhia, em 04.07.2023, por meio dos seus assessores externos, apresentou impugnação ao AI. Após o protocolo da defesa, o processo aguarda o julgamento em primeira instância.
(g) Resumo das decisões de mérito proferidas	Não há decisões de mérito proferidas
(h) Estágio do processo	Aguarda julgamento da defesa
(i) Chance de perda	Possível.
(j) Motivo pelo qual o processo é considerado relevante	Levando em consideração os valores envolvidos a partir da autuação, que ultrapassa R$ 150 milhões de reais, bem como a possibilidade de desdobramento do caso que poderá se replicar nos anos subsequentes, bem como pelo fato de tal discussão impactar diretamente a estrutura da operação da Usina, entendemos que esse assunto deve ser considerado relevante.
(k) Análise do impacto em caso de perda	Em caso de perda a Companhia incorrerá em despesa de R$ 282 milhões e seu ativo será reduzido no mesmo valor, quando do seu desembolso. Adicionalmente, em caso de eventual insucesso no desfecho dessa disputa, a Companhia pretende pleitear o ressarcimento desses encargos tributários por meio da revisão do Custo Variável Unitário (CVU) da usina e dos reembolsos pela Conta de Desenvolvimento Energético.

b. Cíveis

A Companhia possui diversas ações cíveis que versam sobre (a) questões contratuais com fornecedores; (b) benefícios de aposentadoria; (c) tarifa de uso do sistema de transmissão; (d), questões ambientais; e (e) outras ações de desapropriação e indenização impetradas por pessoas físicas e jurídicas atingidas pelas áreas alagadas dos reservatórios das usinas.

Processo n° 0007442-81.2007.4.01.3500 – Ação Civil Pública	
(a) Juízo	2ª Vara da Justiça Federal de Goiânia (GO) e redistribuída para Vara Federal da Subseção Judiciária de Uruaçu (GO).
(b) Instância	Primeira.
(c) Data de instauração	24.07.2007.
(d) Partes no processo	**Autor**: Ministério Público Federal de Goiás (GO) **Réu**: ENGIE Brasil Energia S.A., Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel), Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis (IBAMA) e Agência Goiana do Meio Ambiente (AGMA).
(e) Valores, bens ou direitos envolvidos	Áreas protegidas atingidas pelo reservatório da Usina Hidrelétrica Cana Brava, localizada em Goiás ("UHE Cana Brava"), especialmente no que se refere à área indígena. O valor provisionado é de R$ 9,9 milhões (valor atualizado em 30.09.2023).
(f) Principais fatos	O MPF-GO propôs Ação Civil Pública alegando a suposta ocorrência dos seguintes problemas relacionados à implantação e ao licenciamento ambiental da UHE Cana Brava (construída nos idos de 1998 em operação desde 2002): (i) elaboração de estudos detalhados para quantificar a vegetação submersa na área do reservatório da UHE Cana Brava; (ii) retirada de toda a biomassa que, a critério técnico, não for considerada necessária à proteção da ictiofauna, para melhorar a qualidade da água e os usos múltiplos do reservatório

4.4 Processos não sigilosos relevantes

Processo n° 0007442-81.2007.4.01.3500 – Ação Civil Pública

(inclusive navegação); (iii) elaboração de um relatório detalhado acerca do resgate da fauna, a ser submetido à análise do Ibama; (iv) implantação de medidas que visem assegurar o controle da expansão de doenças epidemiológicas em toda região direta ou indiretamente afetada pelo empreendimento; (v) implementação de programa de mitigação e compensação socioambiental aos impactos causados à terra e à comunidade indígena Avá Canoeiro; (vi) transferência do processo de licenciamento ambiental para o Ibama; (vii) indenização dos danos ambientais decorrentes da não supressão de vegetação; (viii) indenização dos danos causados ao patrimônio socioambiental da comunidade indígena Avá-Canoeiro; e (ix) indenização à comunidade indígena por danos morais coletivos, em valor a ser arbitrado judicialmente.

A Companhia contestou a Ação Civil Pública tornando controversas todas as alegações, documentos e pedidos apresentados pelo MPF, com base, em síntese, nos seguintes argumentos: (i) existência de litispendência e conexão com as Ações Populares n.º 2004.35.00.004291-3 e n.º 2006.35.00.016335-1, na 2ª Vara Federal de Goiás - ressalte-se que tais ações já foram extintas; (ii) ausência de legitimidade passiva da ré ENGIE; (iii) falta de interesse de agir relacionada ao pedido de elaboração de relatório do resgate da fauna, uma vez que este já foi elaborado; (iv) falta de interesse de agir com relação à implementação de medidas e programas de saúde pública, uma vez que estes foram implementados; (v) falta de interesse de agir com relação ao pedido de adoção de medidas mitigadoras e compensatórias à comunidade indígena, uma vez que há proposta do empreendedor aguardando resposta da Fundação Nacional do Índio (FUNAI); (vi) impossibilidade jurídica do pedido de indenização por danos morais coletivos; (vii) a Lei nº 3.824/60, que exige a supressão da vegetação existente nas áreas a serem inundadas pelos reservatórios deve ser interpretada considerando a evolução técnica, no sentido de que seja suprimido o que seja tecnicamente recomendado com a finalidade de garantir a manutenção da qualidade ambiental; (viii) a supressão da vegetação da área inundada pelo reservatório foi feita adequadamente, com base em autorização concedida pelo órgão ambiental, que conta com presunção de legalidade; (ix) a ausência de supressão de toda a vegetação não causou danos ambientais - não há navegação no rio, as hidrelétricas emitem poucos gases de efeito estufa e a qualidade da água no reservatório é boa; (x) foi realizado adequadamente o resgate da fauna; (xi) não houve expansão de doenças epidemiológicas na região - dados oficiais demonstram que as informações da petição inicial não estão corretas; (xii) acerca da área indígena Avá-Canoeiro, o empreendedor se propôs a tomar as providências necessárias para promover a justa mitigação e compensação da área afetada.

Foi feita uma Reunião com o MPF e a FUNAI para discutir os encaminhamentos necessários. Foram acordadas e tomadas medidas emergenciais e foi acertada a elaboração de um estudo com base em Termo de Referência elaborado pela FUNAI. O Estudo foi realizado, mas após a sua realização, a FUNAI pediu um novo estudo diferente. Como o novo estudo visa não apenas compensar os impactos, mas estudar toda a reserva indígena, o que no entendimento da Companhia é obrigação da FUNAI e foge do escopo da ação, a Companhia não concordou com a sua elaboração.

Em 2008, reconhecida a conexão formulado na contestação da Companhia, o Juiz Federal da 3ª Vara determinou a redistribuição do processo para a 2ª Vara Federal.

A Companhia, em 2009, requereu a juntada do documento "Levantamento Epidemiológico do Índice de Morbidade e Mortalidade na Região da UHCB", evidenciando que o reservatório não causou o aumento de qualquer forma de doença na região.

Em sede de liminar, o Juiz Federal da 2ª Vara determinou: a transferência do processo de licenciamento para o Ibama; que a Companhia apresente estudos técnicos acerca da vegetação submersa; a implementação de um plano de ação para controlar a expansão de doenças na região; e que a Companhia apresente uma proposta de compensação para a comunidade indígena e relatório sobre a malha viária atingida.

A Companhia interpôs Agravo de Instrumento contra a decisão liminar e o Tribunal Regional Federal da Primeira Região (TRF1) revogou a determinação de supressão da biomassa alagada, e considerou desnecessária a adoção de medidas de controle da expansão de doenças epidemiológicas. Foram interpostos recursos contra essa decisão, no entanto, sem quaisquer efeitos imediatos contrários a decisão do TRF1 que se mantém.

Em fevereiro de 2011 o processo foi suspenso por seis meses, a pedido do autor, o Ministério Público Federal.

Em junho de 2014 o processo foi novamente suspenso por 60 (sessenta) dias, a pedido do Ministério Público Federal.

Em outubro de 2016, o IBAMA protocolou manifestação favorável à Companhia.

A Companhia tem buscado negociações com a FUNAI, com o objetivo de atingir uma composição e colocar fim ao processo.

Em 2022, a FUNAI e a Companhia continuavam em tratativas para aprovar o plano de trabalho em discussão, e chegaram em um consenso de medidas a serem adotadas. Atualmente, referido plano de trabalho encontra-se em andamento. Em paralelo, o processo se encontra em primeira instância, em etapa inicial de fase de instrução.

4.4 Processos não sigilosos relevantes

Processo n° 0007442-81.2007.4.01.3500 – Ação Civil Pública	
(g) Resumo das decisões de mérito proferidas	Processo ainda pendente de julgamento em primeira instância.
(h) Estágio do processo	Primeira instância, fase de instrução.
(i) Chance de perda	Provável em relação ao programa de mitigação e compensação dos impactos causados à terra e à comunidade indígena Avá-Canoeiro em virtude da instalação e operação da UHE Cana Brava, bem como à indenização e à reparação integral dos danos causados ao patrimônio socioambiental da comunidade indígena referida.
(j) Motivo pelo qual o processo é considerado relevante	Processo que individualmente pode vir a impactar negativamente na imagem da Companhia.
(k) Análise do impacto em caso de perda	Em caso de perda a Companhia terá uma redução do disponível (ativo circulante) e do passivo de R$ 9,9 milhões (atualizado em 30.09.2023) para o pedido considerado provável e, por isso provisionado, não havendo impacto no resultado e patrimônio líquido. Nesse aspecto, a Companhia, antes mesmo do ajuizamento da ação, já estava buscando acordo com a FUNAI. No entanto, nunca obteve resposta daquele órgão. A transferência da Licença de Operação da AGMA para o Ibama não traz reflexos para a Companhia. Em relação aos demais pedidos, a possibilidade de perda, apesar de remota, traz impactos financeiros que não são passíveis de valoração neste momento. Adicionalmente, o processo pode vir a impactar negativamente na imagem da Companhia.

Processo n° 1000157-19.2018.4.01.3505 – Ação Civil Pública	
(a) Juízo	Vara Federal da Subseção Judiciária de Uruaçu (GO).
(b) Instância	Primeira.
(c) Data de instauração	15.05.2018 (citação recebida somente em dezembro/2018).
(d) Partes no processo	**Autor**: Ministério Público Federal (MPF), Goiás (GO). **Réu**: ENGIE Brasil Energia S.A. ("Companhia" ou "ENGIE"), União Federal, Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis (IBAMA), FUNAI e Estado de Goiás.
(e) Valores, bens ou direitos envolvidos	Proteção Internacional a Direitos Humanos, Indenização por Dano Ambiental, Revogação/Concessão de Licença Ambiental. O MPF requer a condenação da ENGIE e demais a indenização de 5% do faturamento bruto da Usina Hidrelétrica Cana Brava desde o início de sua operação.
(f) Principais fatos	O MPF propôs Ação Civil Pública, sob alegação de suposta ocorrência de problemas relacionados à implantação e ao licenciamento ambiental da UHE Cana Brava, requerendo, liminarmente: 1. suspensão da Licença de Funcionamento n° 212/2005, emitida pela SECIMA/GO (anteriormente AGMA), cuja validade expirou em 09.01.2008, com consequente suspensão das atividades da UHE Cana Brava (artigo 14, inciso IV, da Lei n° 6.938/81), até que estabelecidos procedimentos adequados e de boa-fé, com cronograma aprovado, no âmbito do processo de licenciamento ambiental em curso no IBAMA, para: (i) implementação de medidas mitigatórias urgentes em favor da comunidade indígena Avá Canoeiro, especialmente para a liberação de parcela da terra indígena ilegalmente alagada pelo reservatório do empreendimento; (ii) a identificação de todos os grupos sociais impactados pela UHE Cana Brava; e (iii) estabelecimento de critérios objetivos para a reparação e mitigação de danos sobre atividades econômicas e modos de vida ocasionados pelo empreendimento. 2. determinação para que a ENGIE apresente à FUNAI todos os estudos necessários à avaliação da situação do componente indígena no licenciamento ambiental da UHE Cana Brava, no prazo máximo de 90 (noventa) dias. Referidos estudos deverão ser conclusivamente apreciados pela FUNAI no prazo subsequente de 30 (trinta) dias. Em havendo necessidade de complementar e/ou corrigir o estudo, a Companhia deverá fazê-lo no prazo máximo de 30 (trinta) dias, concedendo-se à FUNAI 15 (quinze) dias para nova manifestação; 3. determinação ao Estado de Goiás para que encaminhe ao IBAMA, no prazo de 10 (dez) dias, cópia integral do procedimento de licenciamento da UHE Cana Brava. Em não sendo localizados os autos do procedimento, o Estado de Goiás deverá apresentar, no prazo de 120 (cento e vinte) dias, cópia integral do procedimento administrativo regularmente instaurado para apurar as responsabilidades pelo sumiço dos documentos, com informações detalhadas acerca das providências adotadas. Como pedidos finais pleiteou: 1. A confirmação da tutela antecipada, com o cancelamento da Licença de Funcionamento n° 212/2005, bem como a proibição da concessão de nova Licença de Operação, até que sejam integralmente solucionados os

4.4 Processos não sigilosos relevantes

Processo n° 1000157-19.2018.4.01.3505 – Ação Civil Pública	
	impactos socioambientais decorrentes da instalação e operação da UHE Cana Brava, com identificação de todos os grupos sociais impactados pelo empreendimento e a integral compensação/reparação dos danos sociais e ambientais causados; 2. A suspensão da participação da ENGIE em linhas de financiamento oferecidas por estabelecimentos oficiais de crédito, bem como a suspensão de incentivos e benefícios fiscais que porventura receba do Poder Público, até que seja juntado aos autos documento comprobatório do integral cumprimento das medidas determinadas por este juízo e pelo órgão ambiental para o regular funcionamento da UHE Cana Brava; 3. A liberação de parcela da Terra Indígena Avá Canoeiro alagada pela UHE Cana Brava, se necessário mediante o rebaixamento do nível do reservatório do empreendimento; 4. A condenação solidária dos réus por danos materiais e morais coletivos efetivamente causados ao meio ambiente e à coletividade, em valor não inferior a 5% (cinco por cento) do faturamento bruto gerado pelo empreendimento desde o início de sua operação, no ano de 2002; 5. Que os valores requeridos no item anterior sejam depositados em juízo e integralmente revertidos em favor da população impactada, mediante a aprovação de projetos apresentados pelo poder público municipal de Minaçu e/ou por entidades idôneas representativas dos grupos impactados, fundadas há pelos (sic) menos um ano a contar da data do protocolo desta ação civil pública; 6. Condenação da ENGIE Brasil Energia S.A. a promover uma auditoria (*due diligence*) em matéria de direitos humanos, a fim de pesquisar, registrar e publicar as violações ocorridas desde a construção da UHE Cana Brava, com adequação dos procedimentos internos da empresa para não repetição de casos semelhantes; 7. Condenação da ENGIE, IBAMA, FUNAI e Governo do Estado de Goiás a realizarem "Pedido Formal de Desculpas" às comunidades impactadas pelas obras da UHE Cana Brava, veiculando, por 15 dias consecutivos, nove inserções diárias (igualmente distribuídas nos turnos matutino, vespertino e noturno), nas três estações de rádio de maior audiência no município de Minaçu e região, contendo o reconhecimento de que a instalação e o funcionamento do empreendimento lesou o meio ambiente e direitos do povo indígena Avá Canoeiro, de comunidades quilombolas, bem como de garimpeiros, dragueiros, posseiros e agricultores familiares, informando as providências tomadas para reparar os direitos lesados. O Juiz de Primeira Instância proferiu liminar concedendo parcialmente os pedidos da Autora, determinando: (i) que a ENGIE apresente em até 120 dias relatório (i.1) indicando quais medidas mitigadoras podem ser adotadas em favor da comunidade indígena de Avá Canoeiro, (i.2) identificando todos os grupos sociais afetados pela UHE Cana Brava e (i.3) contendo as avaliações necessárias ao atendimento do componente indígena; (ii) que o estado de Goiás apresente a íntegra do processo de licenciamento ambiental da UHE Cana Brava; e (iii) que a ENGIE transfira para uma conta judicial o equivalente a 1% do faturamento da UHE Cana Brava desde 2002. A ENGIE interpôs recurso (Agravo de Instrumento) contra a decisão liminar ao Tribunal Federal de Apelações. Ao mesmo tempo, a ENGIE apresentou um pedido de reconsideração ao Juiz de Primeira Instância que proferiu a decisão liminar. A ENGIE também apresentou sua contestação à ação. O juiz federal que concedeu a liminar foi temporariamente movido ao Tribunal, e o juiz que o substituiu publicou decisão reconsiderando a liminar. Posteriormente, o primeiro juiz que havia concedido a liminar voltou ao juízo de primeira instância, e publicou nova decisão concedendo novamente parte da liminar (os itens i.1, i.2 e i3 acima). Tais itens são limitados a estudos e informações. A Companhia cumpriu com a decisão, mas apresentou recurso contra a mesma, que atualmente pende de julgamento. Em paralelo, o processo se encontra em primeira instância, em etapa inicial de fase de instrução.
(g) Resumo das decisões de mérito proferidas	Processo ainda pendente de julgamento em primeira instância.
(h) Estágio do processo	Primeira instância, fase de instrução.
(i) Chance de perda	Possível em relação ao programa de mitigação e compensação dos impactos causados à terra e à comunidade indígena Avá-Canoeiro em virtude da instalação e operação da UHE Cana Brava.
(j) Motivo pelo qual o processo é considerado relevante	Processo que individualmente pode vir a impactar negativamente na imagem da Companhia e cuja condenação, se ocorrer, pode vir a superar 150 milhões - atual valor é inestimável, a depender ainda da eventual condenação, e respectiva apuração na sua liquidação de sentença.
(k) Análise do impacto em caso de perda	Eventual procedência da ação poderá obrigar a Companhia a realizar diversas medidas, nos termos solicitados pelo MPF. Adicionalmente, em caso de perda, o processo pode impactar negativamente a situação financeira da Companhia.

4.4 Processos não sigilosos relevantes

Processo n° 9809-37.2014.811.0003– Ação Civil Pública	
(a) Juízo	3ª Vara Cível da Comarca de Rondonópolis (MT), posteriormente deslocada para a 2 Vara Federal da Seção Judiciária do Mato Grosso (MT).
(b) Instância	Primeira.
(c) Data de instauração	16.10.2014.
(d) Partes no processo	**Autor:** Ministério Público do Estado do Mato Grosso (MP-MT) **Réus:** ENGIE Brasil Energia S.A. ("Companhia" ou "ENGIE"), Tupan Energia Elétrica Ltda. (Tupan) e Hidropower Energia S.A. (Hidropower) – controladas indiretas da Companhia.
(e) Valores, bens ou direitos envolvidos	Licenciamento ambiental das Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCHs) Rondonópolis e José Gelázio da Rocha.
(f) Principais fatos	O MP questiona a regularidade ambiental da instalação das PCHs Rondonópolis e José Gelázio da Rocha, almejando que seja reconhecido que as duas PCHs foram construídas em cascata e são, portanto, um único empreendimento gerador de potência instalada superior a 30 MWh, sendo necessária a elaboração de Estudo de Impacto Ambiental (EIA) e a indenização do meio ambiente de forma integral. A Companhia apresentou defesa, argumentando que as PCHs estão regularmente autorizadas pela Aneel e as usinas obtiveram tempestivamente todas as autorizações e licenças, inclusive ambientais, necessárias à sua implantação. As PCHs constituem em dois empreendimentos distintos, conforme reconhecido pelas autoridades reguladoras e ambientais competentes. Além disso, a legislação prevê a inexigibilidade de EIA para PCHs, tendo sido realizados pelas empresas os devidos Diagnósticos Ambientais e compensados os impactos causados ao meio ambiente. Foi proferida decisão liminar pelo Juízo Estadual para paralisar a operação das PCHs até a realização de estudos para a identificação dos danos causados. Essa decisão foi reformada pelo Tribunal de Justiça do Estado do Mato Grosso, que acolheu em parte recurso interposto pelos Réus, para permitir a continuidade do funcionamento das PCHs, haja vista não haver qualquer perigo de dano a fundamentar a concessão da liminar, já que as PCHs estão regulares e em operação e sua paralisação causaria graves prejuízos para a coletividade. Posteriormente, foi acolhida preliminar de incompetência absoluta da Justiça Estadual e a ação foi redistribuída para a 2ª Vara Federal da Seção Judiciária de Mato Grosso (Cuiabá), tendo a decisão liminar perdido a validade. Sobre as provas a serem realizadas, o Juízo Federal (i) rejeitou as preliminares apresentadas pelos Réus e (ii) acolheu pedido de perícia técnica a ser custeadas pelos Réus para evidenciar se as PCHs constituem empreendimentos distintos ou um só empreendimento. Os Réus opuseram recurso contra essa decisão, porém eles não foram conhecidos. Deferida a realização de perícia, que está em trâmites ainda iniciais. A ação segue seu trâmite normal.
(g) Resumo das decisões de mérito proferidas	Processo ainda pendente de julgamento em primeira instância.
(h) Estágio do processo	Primeira instância, fase de instrução.
(i) Chance de perda	Possível para Tupan e Hidropower. Remota para a Companhia.
(j) Motivo pelo qual o processo é considerado relevante	Processo que individualmente pode vir a impactar negativamente na imagem da Companhia e cuja condenação, se ocorrer, pode vir a superar 150 milhões - atual valor é inestimável, a depender ainda da eventual condenação, e respectiva apuração na sua liquidação de sentença.
(k) Análise do impacto em caso de perda	Eventual sucesso da ação importaria na elaboração de estudos ambientais, incluindo EIA, e pagamento de compensação ambiental para as PCHs. Não há como prever neste momento as consequências financeiras de uma eventual decisão desfavorável no processo. Ainda assim, em caso de decisão desfavorável, ambas as empresas controladas pela Companhia, Tupan e Hidropower, detém saúde financeira suficiente a não fundamentar a desconsideração de suas personalidades jurídicas para atingir a Companhia, razão pela qual a chance de perda para a Companhia é considerada como remota. Adicionalmente, a Companhia poder ter sua imagem e condição financeira impactada negativamente.

4.4 Processos não sigilosos relevantes

Processo nº 5001646-68.2016.4.04.7204 – Ação Civil Pública com Pedido de Liminar de Tutela Inibitória	
(a) Juízo	4ª Vara Federal da Comarca de Criciúma (SC).
(b) Instância	Primeira.
(c) Data de instauração	07.04.2016.
(d) Partes no processo	**Autor:** Ministério Público Federal (MPF) **Réus:** (i) União, (ii) Estado de Santa Catarina, (iii) Município de Criciúma, (iv) Município de Forquilhinha, (v) Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis – IBAMA, (vi) Fundação do Meio Ambiente, (vii) Departamento Nacional de Produção Mineral (DNPM), (vii) Carbonífera Criciúma S.A., (viii) Alfredo Flávio Gazzollla, (ix) José Luiz Freitas de Castro, (x) Wolfgang Friedrich, (xi) ENGIE Brasil Energia S.A. ("Companhia" ou "ENGIE"); e (xii) Cooperativa Pioneira de Eletrificação – COOPERA.
(e) Valores, bens ou direitos envolvidos	Recuperação ambiental da Mina Verdinho e instalações associadas. Depósito judicial no valor de R$ 1.346 mil.
(f) Principais fatos	Em síntese o MPF alega que a empresa Carbonífera Criciúma S.A. paralisou suas atividades, colocando em risco o meio ambiente, uma vez que deixou de fazer a manutenção adequada na Mina Rio Verdinho. De acordo com o MPF, essa situação estaria gerando risco de rompimento de barragem de efluentes, lançamento irregular de efluentes no ambiente e alagamento da mina com destruição de equipamentos e possível contaminação com produtos tóxicos (em especial, ascarel). Alega que a responsabilidade da Companhia seria solidária com a Carbonífera Criciúma, seus sócios e os entes públicos responsáveis pela proteção do meio ambiente, uma vez que adquiria toda a produção da Carbonífera e recebia subsídio do Governo Federal para essa finalidade. Segundo o autor, a Companhia seria um agente fomentador da atividade de extração de carvão, estimulando esta atividade. O MPF formulou pedido de liminar para que a União, o Estado de Santa Catarina, a FATMA, o IBAMA, os Municípios de Criciúma e Forquilhinha, o DNPM, e Carbonífera Criciúma, demais pessoas físicas sócias da Carbonífera, e a Companhia sejam obrigados a adotar medias para: a) reparação da barragem de rejeitos da Mina Rio Verdinho, em Forquilhinha/Criciúma, de forma a garantir sua segurança e sua adequação ambiental; b) fechamento ambientalmente adequado da mina, inclusive evitando seu alagamento enquanto houver equipamentos e materiais tóxicos no subsolo; c) tratamento dos efluentes da mina e reparação dos danos ambientais decorrentes da inundação da mina e do rompimento da barragem ou seu extravasamento por qualquer forma. O MM. Juiz Federal concedeu em parte o pedido formulado, para determinar que, no prazo de 15 dias e sob pena de multa diária: (I) a Carbonífera Criciúma, seus sócios pessoas físicas e Companhia, solidariamente, adotem as medidas necessárias para: a) a reparação da barragem de rejeitos da Mina Rio Verdinho, de forma a garantir sua segurança e sua adequação ambiental; b) evitar o alagamento da Mina Rio Verdinho, mantendo o sistema de bombeamento em pleno funcionamento (100% da capacidade); c) a retirada de todo o material tóxico do subsolo; d) tratar os efluentes da Mina Rio Verdinho; e) quitar os débitos com a COOPERA, relativo aos últimos 30 dias, e pagar em dia todo o consumo futuro. (II) a COOPERA, abstenha-se de interromper o serviço de fornecimento de energia elétrica para a Mina Rio Verdinho, e, caso já tenha sido interrompido, restabeleça-o imediatamente, independentemente de prévio pagamento. A Companhia agravou da decisão ao Tribunal Regional Federal da Quarta Região (TRF-4) e em outubro/2016, tendo o Tribunal proferido decisão favorável à Companhia com relação aos itens (b**)** e (e), revogando a decisão liminar. O item (a) da decisão liminar foi cumprido pela Companhia, conforme reconhecido pelo Juízo. Em relação aos itens (c) e (e) da decisão liminar, a Companhia entende que sua execução restaria prejudicada, por impossibilidade de execução de tais medidas, em decorrência da revogação do item (b) pelo TRF4. Por entender que os itens (c) e (e) da liminar teriam sido descumpridos, em maio de 2017, o MPF ajuizou Ações de Execução de Multa Cominatória. A Companhia apresentou seguro garantia e impugnação ao cumprimento dos itens remanescentes da decisão liminar. Em março de 2018, a Desembargadora Relatora para o caso do TRF-4 manifestou-se monocraticamente em favor da Companhia no sentido de que: (i) a liminar concedida em

4.4 Processos não sigilosos relevantes

Processo nº 5001646-68.2016.4.04.7204 – Ação Civil Pública com Pedido de Liminar de Tutela Inibitória	
	primeira instância não contemplava o tratamento de água da superfície; (ii) a Companhia vem monitorando o enchimento de água na mina, tendo apresentado medidas emergenciais para seu tratamento e que, para ser suscetível de penalidades, a Companhia deveria ter poderes para tomar tais medidas; (iii) os ativos da Carbonífera Criciúma e de seus acionistas deveriam ser empregados prioritariamente em acatar o seguro garantia apresentado pela Companhia em detrimento à penhora de seus recursos. O Tribunal colegiado referendou a decisão monocrática. Posteriormente, no âmbito da ação principal em trâmite na primeira instância, provas foram produzidas e a fase de instrução foi finalizada. Foi proferida sentença em primeira instância, julgando parcialmente procedentes os pleitos apresentados pelo Ministério Público Federal, condenando os réus a diversas ações relacionadas ao fechamento adequado da mina, bem como ao pagamento de contas de energia elétrica à fornecedora local (COOPERA). Também foram determinadas ações emergenciais em sede de tutela antecipada, a serem cumpridas em 6 (seis) meses. Atualmente, há prazo em aberto para recursos. A ENGIE Brasil Energia, com o apoio de suas assessorias legais, apresentará os recursos cabíveis.
(g) Resumo das decisões de mérito proferidas	Sentença em primeira instância, julgando parcialmente procedentes os pleitos apresentados pelo Ministério Público Federal, condenando os réus a diversas ações relacionadas ao fechamento adequado da mina, bem como ao pagamento de contas de energia elétrica à fornecedora local (COOPERA). Também foram determinadas ações emergenciais em sede de tutela antecipada, a serem cumpridas em 6 (seis) meses.
(h) Estágio do processo	Sentença de 1ª Instância proferida, recursos pendentes de apresentação.
(i) Chance de perda	Possível.
(j) Motivo pelo qual o processo é considerado relevante	Processo que individualmente pode vir a impactar negativamente na imagem da Companhia e cuja condenação, se ocorrer, pode vir a superar 150 milhões - atual valor é inestimável, a depender ainda da eventual condenação, e respectiva apuração na sua liquidação de sentença.
(k) Análise do impacto em caso de perda	A procedência da ação poderá obrigar a Companhia a realizar diversas medidas, inclusive de natureza técnica, para contribuir com os demais réus para o fechamento da mina e tratamento de resíduos, nos termos solicitados pelo MPF. Adicionalmente, a Companhia poder ter sua imagem e condição financeira impactada negativamente.

Processos nº 5042816-11.2020.404.7000 e 5050258-28.2020.4.04.7000 – Ações Civis Públicas	
(a) Juízo	11ª Vara Federal da Comarca de Curitiba (PR).
(b) Instância	Primeira.
(c) Data de instauração	02/09/2020 e 16/10/2020.
(d) Partes no processo	**Autores:** OJC (Observatório de Justiça e de Conservação); SPVS (Instituto de Pesquisa em vida selvagem e educação ambiental); RMA (Rede de Organizações não governamentais da Mata Atlântica); Ministério Público Estadual e Federal. **Réus:** IAT – Instituto de Água e Terra do Paraná; IBAMA; e Gralha Azul Transmissão de Energia S.A (controlada da ENGIE Brasil Energia S.A).
(e) Valores, bens ou direitos envolvidos	A ser determinado.
(f) Principais fatos	Trata-se de duas Ações Civis Públicas ajuizadas pelos Autores informados acima, cujo objeto é a regularidade do licenciamento ambiental do Sistema de Transmissão Gralha Azul. O Sistema de Transmissão Gralha Azul percorrerá 27 municípios e é composto por aproximadamente 1.000 km de linhas e 10 subestações, subdivididos entre 10 linhas de transmissão (525/230 kV); 5 seccionamentos de linhas existentes em 230 kV; 5 subestações novas; e 5 subestações a serem ampliadas, agrupados em 7 grupos de licenciamentos distintos, de acordo com suas características técnicas, geográficas e ambientais conforme determinação do órgão ambiental competente. O processo de licenciamento ambiental teve início em 2018, e foi conduzido de forma transparente pelo órgão ambiental competente - Instituto de Água e Terra (IAT) do Paraná. Ao longo do licenciamento, foram realizadas diversas vistorias aéreas e terrestres, audiências públicas e reuniões técnicas, e foram emitidas anuência de diversos órgãos intervenientes, como Funai, Fundação Cultural Palmares, IPHAN, CINDACTA – COMAER e Prefeituras Municipais. As licenças ambientais foram devidamente emitidas pelo IAT, e as obras tiveram início. Todavia, em setembro e outubro de 2020, os Autores demonstraram sua insatisfação com determinados aspectos do licenciamento ambiental – em especial, o alegado fracionamento ilegal do licenciamento, a suposta ausência de anuência do IBAMA, a supressão de vegetação, o traçado do projeto e outros aspectos

4.4 Processos não sigilosos relevantes

Processos nº 5042816-11.2020.404.7000 e 5050258-28.2020.4.04.7000 – Ações Civis Públicas	
	ambientais apresentados nas iniciais, tais como impactos a patrimônio espeleológico, comunidades indígenas e quilombolas. Gralha Azul, IAT e IBAMA apresentaram manifestações favoráveis ao projeto e defendendo sua legalidade. Todavia, no âmbito da ACP 5042816-11.2020.404.7000, cujo objeto é limitado a 2 grupos de licenciamento (linhas de 525kv), foi deferido um pedido liminar dos autores para suspender parcialmente as obras do Sistema de Transmissão. Ocorreu o ingresso da União e do Estado do Paraná nos autos, em defesa do projeto e como assistentes simples de Gralha Azul. União, Estado do Paraná e Gralha Azul apresentaram pedido de suspensão de liminar ao STJ, que foi deferido pelo presidente da Corte. Os autores recorreram via agravo interno. Atualmente, este recurso está em andamento na Corte Especial do STJ. Na ACP 5050258-28.2020.4.04.7000, cujo objeto engloba a totalidade do Sistema de Transmissão Gralha Azul, também foi deferida liminar, com determinação de suspensão das obras em um trecho específico denominado "Escarpa Devoniana". União, Estado do Paraná e Gralha Azul apresentaram ao STJ um pedido de extensão dos efeitos da primeira decisão do STJ, que havia suspendido a liminar anterior. Referido pedido foi deferido, suspendendo integralmente a segunda decisão liminar. Essa nova decisão do STJ também foi objeto de recurso via Agravo Interno na Corte Especial do STJ. Atualmente aguarda-se decisão da Corte Especial do STJ a respeito das duas decisões liminares. Enquanto aguarda-se julgamento do STJ, as partes acordaram, unanimemente, pela suspensão de ambas ACPs, para tratativas de acordo. As partes se reuniram por diversas vezes de forma extrajudicial e um acordo está sendo negociado. As ACPs se encontram suspensas. Após prolongadas discussões, as partes não chegaram a um acordo e o caso deve ter início em primeira instância.
(g) Resumo das decisões de mérito proferidas	Processo ainda pendente de julgamento em primeira instância.
(h) Estágio do processo	Fase de Instrução ainda não começou
(i) Chance de perda	Possível.
(j) Motivo pelo qual o processo é considerado relevante	Processo que individualmente pode vir a impactar negativamente na imagem da Companhia e cuja condenação, se ocorrer, pode vir a superar 150 milhões - atual valor é inestimável, a depender ainda da eventual condenação, e respectiva apuração na sua liquidação de sentença.
(k) Análise do impacto em caso de perda	A Gralha Azul Transmissão de Energia pode ser condenada a refazer os estudos ambientais, reconduzir o processo de licenciamento, suspender as obras ou a operação do projeto, remover as edificações ou alterar seu traçado, e recompor ou indenizar danos ambientais eventualmente apurados. Adicionalmente, a Companhia poder ter sua imagem e condição financeira impactada negativamente.

4.5 Valor total provisionado dos processos não sigilosos relevantes

4.5 – Indicar o valor total provisionado, se houver, dos processos descritos no item 4.4

Dos processos listados no item 4.4 o montante de R$ 9,9 milhões foi reconhecido como risco provável e provisionado.

4.6 Processos sigilosos relevantes

4.6 – Processos sigilosos: em relação aos processos sigilosos relevantes em que o emissor ou suas controladas sejam parte e que não tenham sido divulgados no item 4.4, analisar o impacto em caso de perda e informar os valores envolvidos

Corte Internacional de Arbitragem da Câmara de Comércio Internacional (CIA-CCI)		
(a)	**Análise do impacto em caso de perda**	A ENGIE busca o reconhecimento da exclusividade de um direito que envolve o recebimento de determinados valores. Em caso de perda, esse direito não será reconhecido e a Companhia deixará de receber tais valores.
(b)	**Valores envolvidos**	R$ 130 milhões (valor atualizado em 30 de setembro de 2023).

4.7 Outras contingências relevantes

4.7 – Descrever outras contingências relevantes não abrangidas pelos itens anteriores

Em 30 de setembro de 2023, não há outras contingências relevantes não abrangidas pelos itens anteriores.

5.1 Descrição do gerenciamento de riscos e riscos de mercado

5.1 – Gerenciamento de riscos: em relação aos riscos indicados nos itens 4.1 e 4.3, informar:

a. Política de Gerenciamento de Risco

A política de gestão de riscos e oportunidades empresariais ("Política de Gerenciamento de Riscos") define os conceitos gerais e a governança a ser aplicada em relação à tomada e gestão de risco, de tal forma a se alcançar os objetivos de médio e longo prazos, e estabelece as diretrizes das políticas específicas de gestão de riscos, definindo os limites quantificáveis e os limiares do risco, os critérios para tomada de risco e as opções técnicas para o tratamento do risco. Em 2015, tal Política tornou-se mandatória à Companhia, sendo aprovada pela Diretoria Executiva em 29 de setembro de 2016 e pelo Conselho de Administração em 23 de fevereiro de 2017.

b. Objetivos e estratégias da Política de Gerenciamento de Riscos

A Política de Gerenciamento de Riscos tem como objetivos:

- controlar os riscos visando assegurar a performance da Companhia;
- criar e manter o valor, a reputação e a motivação interna;
- assumir riscos que sejam considerados razoáveis (em termos legais), aceitáveis e economicamente viáveis; e
- estar em conformidade com as obrigações legais e regulatórias, bem como com os valores da Companhia.

(i) riscos para os quais se busca proteção

Por meio da Política de Gerenciamento de Riscos, a Companhia visa proteger-se de todos os riscos que podem impactá-la adversamente, o que inclui, mas não se limita, as seguintes categorias de riscos:

(a) **risco inerente** é o cenário extremo que pode ocorrer quando as medidas de tratamento de risco estão ausentes ou são ineficazes;

(b) **risco residual** considera as medidas de tratamento utilizadas;

(c) **risco residual alvo** é o nível de risco aceito pela Diretoria. Tem que ser razoável em termos legais, e considerado aceitável e economicamente viável.

(ii) instrumentos utilizados para proteção

Além do monitoramento realizado pela área dedicada à gestão de riscos empresariais da Companhia, periodicamente, os planos de ação previstos na matriz de riscos empresariais são monitorados pelo Fórum de Gerenciamento de Riscos e submetidos à apreciação da Diretoria Executiva.

Entre os planos de ação em curso na Companhia há a contratação de seguros, instrumentos financeiros derivativos (*hedge)*, treinamento do corpo funcional, certificação ISO 9.000 e 14.001.

A Companhia estabelece as seguintes etapas para o gerenciamento de riscos:

(a) **Revisão do risco**: O propósito da revisão do risco, realizado pela diretoria da entidade, estabelecer o nível de risco residual alvo, de acordo com as metas da entidade e do grupo econômico da Companhia. Compreende várias atividades chaves, tais quais: (i) a atualização do conhecimento dos riscos e a validação do mapa de risco considerando as mudanças do contexto desde a última revisão de risco; (ii) a certificação de que existe um dono identificável para cada risco, a política de manuseio de riscos e o plano de tratamento específico para se alcançar este alvo; (iii) a avaliação da gestão de risco em andamento com base em indicadores de risco, reavaliações de risco com frequência adequada e progresso nas ações de mitigação; (iv)

5.1 Descrição do gerenciamento de riscos e riscos de mercado

a avaliação da maturidade da gestão de riscos empresariais e o direcionamento para o seu desenvolvimento; (v) o reporte da informação aos acionistas de acordo com a governança definida.

(b) **Tratamento do risco**: O tratamento dos riscos corresponde a todas as medidas tomadas para conter ou para reduzir o risco ao nível residual alvo. As opções padrões de tratamento de riscos são: (i) retenção (risco aceito); (ii) redução (prevenção/proteção); (iii) garantia de conformidade, a transferência a terceiros; e (iv) hedge financeiro. Os riscos estratégicos são tratados particularmente com inovação ou adaptados ao modelo de negócios.

(c) **Monitoramento do plano de ação**: As ações relacionadas ao tratamento dos riscos são monitoradas pela direção. O controle interno, é responsável pela verificação e implementação destes planos de ação e de avaliação da eficácia

(d) **Atualização e conhecimento do risco**: A função da atualização regular do conhecimento sobre os riscos é a melhoria na de gestão de riscos permitindo a mitigação a nível de risco residual alvo.

(iii) estrutura organizacional de gerenciamento de riscos

O modelo de estrutura para governança de riscos corporativos na Companhia está baseado nas três linhas do *IIA – The Institute of Internal Auditors* (Instituto dos Auditores Internos), que direciona as responsabilidades das áreas de negócios, de gestão de riscos, de Auditoria Interna e da alta administração da Companhia (Diretoria Executiva e Conselho de Administração).

A organização da gestão de risco está baseada nos vários participantes em cada nível da Companhia:

(a) **Órgãos de decisão**: Conselho de Administração, Comitê Executivo, Comitês de Linhas de Negócios e Gestores de Divisões Funcionais e gestores de campo.

(b) **Linha funcional**: Comitê de ERM.

Desta forma, a estrutura organizacional de gerenciamento de riscos da Companhia é multidisciplinar e conta com a participação de diversos órgãos e áreas, conforme demonstradas no organograma abaixo:



Conselho de Administração e Comitê de Auditoria

A função do Conselho de Administração e do Comitê de Auditoria no contexto de gestão de riscos é monitorar a eficácia do sistema de gestão de risco.

5.1 Descrição do gerenciamento de riscos e riscos de mercado

Comitê Executivo (EXCOM)

O Comitê Executivo tem papel de supervisor e de tomador de decisões no contexto de gestão de riscos, ratificando a política de gestão de risco da Companhia. Nesse sentido, pelo menos uma vez por ano, examina e aprova a revisão dos riscos da empresariais.

Diretoria (*Heads* das Entidades)

Os *Heads* de entidades operacionais ou funcionais são responsáveis pela gestão dos riscos de suas áreas de atuação ou sobre as quais têm autoridade. Nesse contexto, são os donos dos riscos de suas entidades, e podem delegar a propriedade e a gestão para outros gestores, definindo:

- políticas de risco específicas, dentro do limites de sua autoridade;
- o nível geral da exposição alvo que deve ser alcançado dentro de um período de tempo específico; e
- limite de exposição alvo e/ou os passos para o aperfeiçoamento.

Ademais, é função dos Heads:

- implementar os procedimentos de gestão de risco;
- avaliar, priorizar, tratar e gerenciar os riscos; e
- reportar de forma verídica os riscos a seus superiores imediatos na hierarquia organizacional.

Chief Risk Officer (CRO)

O CRO tem a função de supervisionar a linha funcional ERM da Companhia. É membro do Comitê Executivo encarregado da Divisão de Gestão de Auditoria e Gestão de Riscos.

Serviço de Gestão de Riscos (RMS)

O Serviço de Gestão de Risco é composto pelos Risk Officers Corporativos. Seu papel é de ajudar a Companhia a entender sua exposição ao risco e a aumentar sua maturidade em relação a tomada de risco. Buscando as melhores práticas profissionais e experiências adquiridas, desenvolve:

- conhecimento dos riscos graças a abordagem estruturada no aumento do entendimento da tomada de risco e no risco do portfólio em cada nível da Companhia, de acordo com as metas especificas e os níveis de exposição alvo definidos para cada risco;
- inteligência de risco, para identificar, os cenários de risco, para melhor preparo na gestão de risco;
- o nível de maturidade em relação a tomada de risco consciente dos gestores e o nível da expertise do Risk Officer; e
- Suporte ERM: métodos, ferramentas, treinamento e comunicação.

Risk Officer da Entidade

O Risk Officer da entidade operacional ou funcional contribui para a melhora do conhecimento dos riscos para a sua entidade e para as entidades que supervisiona, assim aumentando sua credibilidade, melhorando a avaliação da tomada de risco e, portanto, mantendo e criando valor. Seu papel consiste em:

- ajudar a Diretoria da entidade em gerenciar o risco;

5.1 Descrição do gerenciamento de riscos e riscos de mercado

- certificar que a política de gestão de risco empresarial da Companhia está sendo implementada;
- representar a entidade em relação ao serviço de Gestão de Risco e o Risk Officer da linha funcional do ERM; e
- participar da preparação da revisão dos riscos da Companhia, da inteligência sobre os riscos, e na preparação da estrutura da política e metodologia para o processo de gestão de risco empresarial, quando membros do Comitê de ERM.

Comitê ERM

As atribuições do Comitê ERM são basicamente consultivas, em particular: a

- preparar a revisão anual dos principais riscos da Companhia;
- analisar os principais riscos gerais do grupo econômico da Companhia;
- compartilhar as práticas e desenvolvem as habilidades em relação a linha funcional ERM;
- preparar eventos e cursos de treinamento que permitam melhorar as habilidades dos Gerentes de Risco e dos Risk Officers; e
- Manter a política e a estrutura da metodologia de ERM.

O Comitê de ERM se reúne aproximadamente uma vez a cada três meses e é composto pelos seguintes membros:

- membro do Comitê Executivo encarregado da Divisão de Gestão de Auditoria e Gestão de Risco, o Chief Risk Officer da Companhia;
- b) O Vice-Presidente do Serviço de Gestão de Risco e os Risk Officers Corporativos (RMS);
- c) Os Risk Officers das Linhas de Negócios; e
- d) Os Risk Officers nomeados por certas linhas funcionais devido a suas interfaces significativas com ERM.

Além disso, para conduzir com mais eficiência o processo de avaliação de riscos dos seus negócios, a Companhia possui o Fórum de Gerenciamento de Riscos, a quem cabe contribuir com a identificação e com a análise dos riscos e oportunidades empresariais da Companhia.

A atuação do Fórum é de abrangência empresarial e, deste modo, dispõe de representantes das áreas estratégicas da Companhia.

Participam do Fórum de Gerenciamento de Riscos, representantes das áreas responsáveis pela estratégia, novos negócios, planejamento financeiro, regulação e mercado, planejamento da oferta de energia, finanças, tributos, comercialização, recursos humanos, tecnologia da informação e digitalização, auditoria, jurídico, meio ambiente, implantação de projetos e produção de energia, entre outras. A coordenação geral do Fórum de Gerenciamento de Riscos é do Diretor Financeiro e de Relações com Investidores.

No processo de análise de riscos empresariais, cada risco identificado é classificado quanto à sua probabilidade de ocorrência, significância (ou severidade) e grau de controle. Desta análise, desenvolve-se um plano de ação mitigatório para cada um dos riscos. O gerente do departamento, cuja área de abrangência do risco se origina, é o "dono do risco" e será responsável pela implantação do plano de ação. Quando da análise dos riscos, é feita também uma avaliação das eventuais oportunidades que poderão ser implementadas pela Companhia.

5.1 Descrição do gerenciamento de riscos e riscos de mercado

Como resultado do processo de análise, obtém-se uma matriz de riscos e oportunidades empresariais, submetida à aprovação da Diretoria Executiva e apresentada ao Comitê de Auditoria Estatutário, ao Conselho de Administração, e posteriormente ao Acionista Controlador.

Riscos de Mercado

Especificamente com relação aos riscos de mercado, conforme descritos no item 4.3 deste Formulário de Referência, esses são monitorados pelo Fórum Financeiro, que periodicamente avalia a exposição da Companhia e propõe estratégias operacionais, sistema de controle e limites de posição e de crédito com os demais parceiros do mercado.

(a) Riscos relacionados à taxas de juros e/ índices flutuantes;

Quanto ao risco de aceleração inflacionária, a totalidade dos contratos de venda de energia em vigor possui cláusula de reajuste inflacionário, com a aplicação de IGP-M ou de IPCA, o que representa um *hedge* natural de longo prazo para as dívidas e as obrigações indexadas a índices de inflação e/ou atreladas à variação inflacionária. No que diz respeito ao risco de taxas de juros flutuantes, parte da dívida contratada está vinculada à TJLP e ao CDI, a qual tende a ter sua flutuação acompanhando as flutuações das taxas de juros e efeitos inflacionários. Dessa forma, as dívidas contratadas vinculadas à TJLP e CDI tendem a estar protegidas pelos contratos de energia mencionados anteriormente e pelo rendimento do caixa da Companhia. Ressalta-se que, nos contratos assinados até 31 de dezembro de 2018, o montante correspondente à parcela da TJLP que excede 6% a.a. é incorporado ao principal da dívida, fator que mitiga o impacto imediato no fluxo de caixa da Companhia, em caso de aceleração da TJLP. A partir de 01 de janeiro de 2019, a Companhia não celebrou qualquer contrato indexado à TJLP.

(b) Riscos relacionados aos passivos denominados em moeda estrangeira;

A política de proteção de risco cambial da Companhia busca atingir um baixo nível de exposição cambial em seus passivos e compromissos designados em moeda estrangeira, os quais são permanentemente monitorados por seu Fórum Financeiro.

Os instrumentos financeiros derivativos mantidos pela Companhia correspondem a operações de proteção de exposições aos riscos de variação de moeda estrangeira, os quais são reconhecidos de acordo com as normas estabelecidas para a contabilidade de *hedge*, conforme abaixo mencionado.

No início da operação de hedge é elaborada uma documentação formal com a descrição dos objetivos e estratégias da gestão do risco coberto, e da relação entre a transação objeto do hedge e o instrumento de hedge utilizado para a proteção esperada. As operações de hedge da Companhia que se qualificam para a contabilidade de hedge são estas:

- Hedge de valor justo (HVJ)

  As operações de hedge para a proteção das variações cambiais dos empréstimos da Companhia resultam de posições passivas vinculadas ao CDI, ou seja, componentes não fixos, sendo, dessa forma, designados como "Hedge de valor justo".

- Hedge de fluxo de caixa (HFC)

A Companhia designou como hedge de fluxo de caixa os hedges para proteção de exposição à moeda estrangeira de compromissos financeiros de aquisição de ativos.

(c) Riscos relacionados aos preços de energia nas operações de *trading*; e

5.1 Descrição do gerenciamento de riscos e riscos de mercado

A gestão do risco de mercado sobre as operações de *trading* é de responsabilidade do Comitê de Risco, o qual aprova anualmente os limites de riscos que podem ser assumidos nas operações pela mesa *trading*. Todas as operações de *trading* são regidas pela política de crédito da companhia.

(d) Risco de liquidez.

A gestão do risco de liquidez da Companhia é de responsabilidade do Fórum Financeiro, que gerencia as necessidades de captação e gestão de liquidez de curto, médio e longo prazo, por meio do monitoramento permanente dos fluxos de caixa previstos e realizados.

A Companhia, para assegurar a capacidade dos pagamentos de suas obrigações, utiliza uma política de caixa mínimo, revisada anualmente com base nas projeções de caixa e monitorada mensalmente nas reuniões do Fórum Financeiro. A gestão de aplicações financeiras tem foco em instrumentos de curtíssimo prazo, prioritariamente com vencimentos diários, de modo a promover máxima liquidez e fazer frente aos desembolsos.

O caráter gerador de caixa da Companhia e a pouca volatilidade nos recebimentos e nas obrigações de pagamentos ao longo dos meses do ano, garantem à Companhia estabilidade nos seus fluxos, reduzindo seu risco de liquidez.

c. Adequação da estrutura operacional e de controles internos para verificação da efetividade da política adequada

A Companhia entende que a sua estrutura operacional e de controles internos é adequada para verificação da efetividade da política adotada.

A Companhia possui um programa que auxilia a Administração na verificação da efetividade dos controles internos (Programa de Controles Internos do Grupo Controlador, ENGIE, denominado "INCOME" – *Internal Control Management Efficiency*).

O programa de Controles Internos da Companhia avalia riscos operacionais, táticos e estratégicos e os reporta para a Diretoria Executiva, Comitê de Auditoria Estatutário e para o Conselho de Administração. A Administração e o Comitê de Auditoria Estatutário podem solicitar a revisão da Política de Riscos, assim como solicitar testes para avaliar processos específicos, de acordo com os riscos empresariais da Companhia.

A Companhia conta ainda com uma Área de Auditoria Interna, vinculada hierarquicamente ao Conselho de Administração, que tem por finalidade avaliar com independência a eficácia dos processos de gestão de riscos, controle interno e governança corporativa, fornecendo análises, pareceres, recomendações e informações à Administração, baseadas no risco do negócio da Companhia.

5.2 Descrição dos controles internos

5.2 – Controles internos: em relação aos controles adotados pelo emissor para assegurar a elaboração de demonstrações financeiras confiáveis, indicar:

a. Principais práticas de controles internos e o grau de eficiência de tais controles, indicando eventuais imperfeições e as providências adotadas para corrigi-las

A Administração da Companhia é responsável por estabelecer e manter um adequado sistema de controles internos que se adapte aos seus ambientes operacionais e corporativo. Este sistema contribui para a redução de riscos a níveis aceitáveis e no apoio à Administração na tomada de decisões estratégicas e de governança.

O Programa de Controles Internos da Companhia, denominado Programa INCOME, foi estabelecido pelo Departamento de Controles Internos da controladora ENGIE S.A. (sediada na França), e é aplicado em todas as entidades do Grupo ENGIE. O Programa é baseado na técnica de autoavaliação dos controles internos (*self-assessment*), onde profissionais capacitados são pontos focais (BPOs), e têm a responsabilidade de avaliar, regularmente os controles relevantes da sua alçada.

A execução dos controles internos e *self-assessment* é de responsabilidade das áreas de negócios (1ª linha), observando as diretrizes da Companhia e o *framework* dos controles definidos pelo Grupo ENGIE. Para garantir a razoabilidade da autoavaliação, os controles são testados por auditores independentes distintos dos responsáveis pela auditoria das demonstrações contábeis da Companhia. Qualquer desvio identificado na eficiência e eficácia dos controles internos é tratado em planos de ação estabelecidos pelas estruturas organizacionais envolvidas e monitoradas periodicamente.

O sistema de controles internos da Companhia fornece conforto razoável em relação à confiabilidade das demonstrações contábeis individuais e consolidadas, elaboradas e apresentadas de acordo com as normas internacionais de contabilidade (*International Financial Reporting Standards* – IFRS), emitidas pelo *International Accounting Standards Board* (IASB), e com as práticas contábeis adotadas no Brasil, que compreendem as normas da Comissão de Valores Mobiliários (CVM) e os pronunciamentos emitidos pelo Comitê de Pronunciamentos Contábeis (CPC), além das orientações constantes no Manual de Contabilidade do Setor Elétrico (MCSE).

Devido às suas limitações inerentes, os controles internos relacionados às demonstrações contábeis podem não evitar ou detectar erros. Além disso, as projeções sobre qualquer avaliação de efetividade para períodos futuros estão sujeitas ao risco de que os controles podem se tornar inadequados devido a mudanças nas condições, ou ocorrer deterioração no nível de conformidade com as práticas e procedimentos.

b. Estruturas organizacionais envolvidas

A Companhia possui uma área de controles internos (2ª linha), que responde à gerência de Governança, Riscos e Controles (GRC), a qual é responsável por coordenar o Programa INCOME, reportando os principais fatos aos Diretores Executivos, Comitê de Auditoria Estatutário e ao Conselho de Administração. O Diretor Presidente e o Diretor Financeiro e de Relações com Investidores avaliam e atestam, anualmente, a eficácia do Programa INCOME, nos moldes do requerido pela Seção 404 da Lei norte-americana *Sarbanes-Oxley* (SOX).

5.2 Descrição dos controles internos

A tabela a seguir demonstra as estruturas organizacionais envolvidas na elaboração, reporte e supervisão dos controles internos da Companhia:

Estrutura organizacional	Atividade envolvida na manutenção do ambiente de controles internos
Control Owner	Executar e/ou gerenciar os controles internos para a mitigação dos riscos nos processos de negócios. Elaborar planos de ação para mitigação de eventuais desvios na execução dos controles internos.
***Business Process Owner* (BPO)**	Garantir que os principais riscos dos processos sejam identificados e controles internos sejam implementados para mitigação dos riscos. Realizar uma avaliação anual (*self-assessment*) dos controles internos do processo de sua responsabilidade e adaptar o sistema de controle às mudanças na organização.
Governança, Riscos e Controles	Departamento responsável por gerenciar o sistema de controles internos na Companhia, bem como assessorar as unidades organizacionais na implantação, alteração e autoavaliação (*self-assessment*) dos controles internos em conformidade com o Programa INCOME e diretrizes do Grupo ENGIE.
Auditoria Interna	Responsável por fornecer avaliação, aconselhamento, e percepções objetivas, independentes e baseadas em análise de riscos, aumentando e protegendo o valor organizacional e de atestar a efetividade de seus processos (financeiros e não financeiros), normas e práticas de governança.
Auditoria externa do Programa INCOME	Auditores externos distintos dos responsáveis pela auditoria das demonstrações contábeis da Companhia. Responsáveis por testar os controles internos selecionados com o objetivo de corroborar a eficiência da avaliação destes controles, conduzidas pelos BPOs, e apontar eventuais falhas de controle.
Diretoria Executiva	Acompanhar e definir diretrizes para a manutenção do ambiente de controles internos.
Comitê de Auditoria Estatutário	Assessorar o Conselho de Administração em relação à eficácia dos sistemas de gestão de riscos e controles internos da Companhia.
Conselho de Administração	Acompanhar e orientar a manutenção do ambiente de controles internos.

c. Como a eficiência dos controles internos é supervisionada pela administração da Companhia, indicando o cargo das pessoas responsáveis pelo referido acompanhamento

A Companhia possui um departamento de Governança, Riscos e Controles, responsável por assessorar as unidades organizacionais na implantação, alteração e autoavaliação dos controles internos da Companhia. O GRC comunica aos Diretores Executivos, Conselho de Administração, Comitê de Auditoria Estatutário e ao Controlador os resultados dos testes de controle, avaliados por auditores externos contratados especificamente para o Programa INCOME, bem como os resultados das autoavaliações dos controles conduzidas pelos BPOs. O ciclo de testes de controles do Programa INCOME está desenhado para que a totalidade dos controles internos da Companhia sejam testados em no máximo 5 anos.

A supervisão da eficácia dos mecanismos de controles internos e das respostas aos riscos identificados é exercido pelo Comitê de Auditoria Estatutário, com reporte direto ao Conselho de Administração.

Os resultados anuais do Programa INCOME são apresentados aos Diretores Executivos, ao Comitê de Auditoria Estatutário e ao Conselho de Administração, que analisam e aprovam as atividades executadas e os resultados obtidos.

5.2 Descrição dos controles internos

d. Deficiências e recomendações sobre os controles internos presentes no relatório circunstanciado, preparado e encaminhado à Companhia pelo auditor independente, nos termos da regulamentação emitida pela CVM que trata do registro e do exercício da atividade de auditoria independente

Os auditores independentes, no cumprimento de suas atribuições, realizaram entendimento dos controles internos considerados relevantes para o processo de auditoria externa, com a finalidade de identificar e avaliar riscos de distorções relevantes nas demonstrações contábeis individuais e consolidadas da Companhia e, nos termos da regulamentação do inciso II do artigo 25 da Resolução CVM nº 23, de 25 de fevereiro de 2021, emitiram relatório circunstanciado apontando sua opinião para o que configura deficiências significativas de controles.

Os auditores externos e independentes da Ernst & Young Auditores Independentes S/S Ltda. identificaram as seguintes deficiências significativas relacionadas aos controles gerais de TI (ITGC):

1) Ausência de controle de revisão tempestiva para acessos de profissionais desligados ou transferidos internamente, para o período de janeiro a junho de 2022; e

2) Fragilidade no controle anual de revisão de acessos relacionada a completude dos usuários de Sistemas da Companhia.

3) Fragilidade no fluxo de aprovação de acessos de gestor/usuário chave em que o solicitante pode aprovar seu próprio acesso.

As deficiências significativas identificadas envolvem risco de acesso indevido em sistemas da Companhia, que podem ocasionar em atividades inadequadas, conflitos de segregação de função, que tenham como consequência impactos financeiros, perda de dados ou operações fraudulentas.

Nesse contexto, foi recomendado que 100% das contas ativas (nominais e sistêmicas/genéricas) nas aplicações sejam revisadas e validadas por cada gestor e que estes possam apontar, dentro do próprio processo de revisão, os acessos que estão indevidos e devem ser alterados e/ou revogados.

Adicionalmente, que os acessos de funcionários transferidos ou promovidos sejam avaliados ou revogados de forma tempestiva (D+1) dentro do sistema e que eventuais acessos indevidos sejam monitorados e avaliados, com intuito de reduzir risco associado. Em adição, sugeriu-se aprimorar o processo de retenção de evidências associadas ao processo de transferência de acessos e melhoria no processo de documentação de transferência na ferramenta de chamados.

Além disso, foi recomendado que o fluxo de aprovações de solicitações de acesso seja revisado e ajustado de forma que, sistemicamente, não seja possível que um solicitante possa aprovar seu próprio acesso, nem mesmo em casos em que há a designação/delegação por parte de seu gestor ou do usuário-chave da aplicação.

e. Comentários dos diretores sobre as deficiências apontadas no relatório circunstanciado preparado pelo auditor independente e sobre as medidas corretivas adotadas

O processo de gestão de acessos dos Sistemas da Companhia foi revisto pela área de TI. Seus controles foram aprimorados através da definição de novas regras internas e procedimentos padrão e já estão em vigor em 2023. Como iniciativas de mitigação dos riscos apontados no relatório de deficiência de controles internos de 2022, podem ser indicadas a implantação de rotinas de revisão periódica de acessos, revisão tempestiva para a movimentação interna ou desligamento dos profissionais da Companhia e a alteração do fluxo de aprovação de acesso.

Ressalta-se que, os riscos e as deficiências de controles internos identificadas pelos auditores independentes não afetaram a opinião dos auditores sobre as demonstrações contábeis individuais e consolidadas da Companhia, em 31 de dezembro de 2022 e em anos anteriores.

5.3 Programa de integridade

5.3 – Integridade: em relação aos mecanismos e procedimentos internos de integridade adotados pelo emissor para prevenir, detectar e sanar desvios, fraudes, irregularidades e atos ilícitos praticados contra a administração pública, nacional ou estrangeira, informar:

a. Se o emissor possui regras, políticas, procedimentos ou práticas voltadas para a prevenção, detecção e remediação de fraudes e ilícitos praticados contra a administração pública, identificando, em caso positivo:

(i) os principais mecanismos e procedimentos de integridade adotados e sua adequação ao perfil e riscos identificados pelo emissor, informando com que frequência os riscos são reavaliados e as políticas, procedimentos e as práticas são adaptadas

A Companhia possui um Programa de Ética e Conformidade estruturado em 4 referenciais:

- Integridade;
- Gestão de Conformidade;
- Direitos Humanos; e
- Código de Ética.

Todos os referenciais mencionados acima possuem documentos normativos sobre temas relacionados com a gestão ética da Companhia, como por exemplo: Política de Consultores de Negócios, Política de *Due Diligence* em Fornecedores, Política de Relacionamento com Agentes Públicos, Regras de Brindes e Hospitalidades, Procedimento para Tratamento de Denúncias, Procedimento de Análise do Risco Ético em Desenvolvimento de Projetos, Política de Combate a Corrupção e Suborno, Política de Direitos Humanos, Procedimento de Prevenção de Conflito de Interesses e o principal documento, que é o Código de Ética, no qual está inserido o Guia de Práticas Éticas.

A análise de riscos é realizada anualmente e consiste em um processo sistemático na Companhia e suas controladas, que permeia todas as suas atividades e envolve as áreas operacionais e a alta Administração, sendo coordenada pelo Fórum de Gerenciamento de Riscos.

O resultado desse processo se reflete na Matriz de Riscos e Oportunidades Empresariais da Companhia, documento interno que baliza a condução dos seus negócios e de suas controladas. A constante análise dos riscos empresariais compreende sua identificação e classificação quanto à probabilidade de ocorrência, à significância em termos de impacto financeiro e de imagem e ao grau de controle.

A exposição do risco ético, com foco no combate à fraude, corrupção e valorização das melhores práticas éticas é analisada individualmente dentro da Matriz de Riscos, e a apuração desta avaliação aponta que, a exposição da Companhia e das suas controladas é estável, sendo a aplicação efetiva das políticas e procedimentos de integridade, conformidade e ética, e o desenvolvimento regular de avaliações das atividades de controle e auditorias internas e externas, importantes instrumentos mitigadores dos riscos dessa natureza, enfrentados pela Companhia e suas controladas.

Adicionalmente, a Companhia possui um Código de Ética, cuja última versão foi aprovada em 23 de fevereiro de 2017 pelo Conselho de Administração da Companhia, e um Guia de Práticas Éticas, cuja nova versão foi aprovada em 23 de outubro de 2020 pelo Conselho de Administração da Companhia. Cada empregado, Diretor ou conselheiro de administração, fiscal e do Comitê de Auditoria Estatutário, recebeu um exemplar deste documento.

O Código de Ética da Companhia pode ser encontrado na página da Companhia na Internet: (https://www.engie.com.br/investidores/), bem como nos sites da B3 (www.b3.com.br) e da CVM (www.cvm.gov.br).

5.3 Programa de integridade

(ii) as estruturas organizacionais envolvidas no monitoramento do funcionamento e da eficiência dos mecanismos e procedimentos internos de integridade, indicando suas atribuições, se sua criação foi formalmente aprovada, órgãos do emissor a que se reportam, e os mecanismos de garantia da independência de seus dirigentes, se existentes

Visando garantir a aplicação do Código de Ética e dos demais documentos de referência de ética e conformidade no âmbito da Companhia e suas controladas, foi constituído o Comitê de Ética, vinculado diretamente ao Conselho de Administração, para ser o grupo coordenador e guardião do cumprimento dos preceitos éticos, atribuindo-se a esse Comitê a autoridade necessária para o desempenho desta função, além da disponibilização dos recursos humanos e financeiros adequados.

O Comitê de Ética da Companhia, criado em 02 de julho de 2002, por meio de uma Deliberação da Diretoria Executiva, é composto pela Diretora de Pessoas, Processos e Sustentabilidade, pelos Gerentes das áreas de Gestão de Pessoas e Cultura, Jurídico, Auditoria Interna e pelo Gerente de Governança, Riscos e Controles, cabendo à Gerente Jurídica sua coordenação. As responsabilidades atribuídas ao Comitê de Ética, inseridas no Manual de Organização da Companhia, são a divulgação, aplicação e monitoramento dos referenciais de ética, visando a prevenção do risco ético e a promoção de práticas profissionais, em conformidade com os compromissos da ENGIE Brasil Energia.

(iii) se o emissor possui código de ética ou de conduta formalmente aprovado, indicando:

- **Se ele se aplica a todos os diretores, conselheiros fiscais, conselheiros de administração e empregados e se abrange também terceiros, tais como fornecedores, prestadores de serviço, agentes intermediários e associados**

O Código de Ética da Companhia é aplicável a todos os conselheiros de administração e fiscais, membros do Comitê de Auditoria Estatutário, Diretores e empregados da Companhia e suas controladas, além de terceiros como fornecedores, prestadores de serviço, ou seja, todos que atuam em nome da Companhia.

- **As sanções aplicáveis na hipótese de violação ao código ou a outras normas relativas ao assunto, identificando o documento onde essas sanções estão previstas**

No caso de violação dos preceitos éticos nele estabelecidos, o Código de Ética determina que deve ser conduzida uma averiguação para apurar os fatos. O procedimento de verificação garante que os fatos sejam apurados de forma isenta, as responsabilidades identificadas e, sendo necessário, deve definir as sanções e ações corretivas apropriadas, não importando o nível hierárquico. O resultado da averiguação é reportado formalmente para as partes interessadas e registrado nas ferramentas corporativas da Companhia.

Conforme exposto no Código de Ética / Guia de Práticas Éticas da Companhia e no Manual de Gestão de Pessoal, para as violações éticas comprovadas, a aplicação de ações disciplinares aos colaboradores pode resultar em advertência verbal ou escrita, suspensão disciplinar e até no desligamento do funcionário ou colaborador. Em relação às empresas contratadas pela Companhia e suas controladas, o desrespeito dos preceitos éticos poderá resultar em sanções contratuais, ou suspensão imediata do contrato e, conforme o caso, em processos judiciais.

- **Órgão que aprovou o código, data da aprovação e, caso o emissor divulgue o código de conduta, locais na rede mundial de computadores onde o documento pode ser consultado**

O Código de Ética da Companhia é o principal documento de referência do Programa de Ética e Conformidade. O Código de Ética pode ser acessado no seu site, no endereço: https://www.engie.com.br/institucional/codigos-e-politicas/.

A atual versão do Código de Ética foi aprovada pelo Conselho de Administração da Companhia em reunião realizada em 23 de fevereiro de 2017 e nova versão do Guia de Práticas Éticas foi aprovada em 23 de outubro de 2020 pelo Conselho de Administração da Companhia.

5.3 Programa de integridade

b. Se o emissor possui canal de denúncia, indicando, em caso positivo:

- **Se o canal de denúncias é interno ou se está a cargo de terceiros**

  A Companhia possui canal externo de reporte ou denúncias relacionadas a questões éticas, administrado por empresa externa, disponível 24 (vinte e quatro) horas por dia e 7 (sete) dias por semana. O acesso ao canal se dá por meio do site https://www.canalintegro.com.br/engiebrasil ou pelo telefone 0800 580 2586 (a ligação é gratuita).

  O canal externo possibilita a qualquer empregado, fornecedor, cliente e/ou parceiro, descrever, anonimamente para os denunciantes que assim desejarem, a ocorrência de não conformidades, fraudes ou a existência de condutas inapropriadas e antiéticas que possam afetar a imagem, o resultado financeiro e o ambiente de trabalho na Companhia e suas controladas.

  Todas as situações relatadas são mantidas em absoluto sigilo, com garantia de não retaliação. A averiguação é realizada de forma confidencial, sendo o Comitê de Ética da ENGIE Brasil Energia o órgão responsável pela apuração das denúncias.

- **Se o canal está aberto para o recebimento de denúncias de terceiros ou se recebe denúncias somente de empregados**

  O canal de denúncias está disponível tanto para os empregados da Companhia e de suas controladas, como também para terceiros.

- **Se há mecanismos de anonimato e de proteção a denunciantes de boa-fé**

  Conforme destacado anteriormente, o Comitê de Ética da Companhia assegura o anonimato aos denunciantes que assim desejarem.

  Qualquer um que comunique, de maneira responsável e de boa-fé, preocupações relacionadas com a ética ou situações de não conformidade, não poderá ser objeto de nenhuma represália ou penalidade por ter declarado tais situações.

  Ressaltamos, ainda, que o anonimato do denunciante, assim como eventuais pessoas envolvidas, será preservado pela Companhia e a averiguação é realizada de forma confidencial.

- **Órgão do emissor responsável pela apuração de denúncias**

  O órgão responsável pela apuração das denúncias é o Comitê de Ética da Companhia.

c. Número de casos confirmados nos últimos 3 (três) exercícios sociais de desvios, fraudes, irregularidades e atos ilícitos praticados contra a administração pública e medidas corretivas adotadas

0 (zero).

d. Caso o emissor não possua regras, políticas, procedimentos ou práticas voltadas para a prevenção, detecção e remediação de fraudes e ilícitos praticados contra a administração pública, identificar as razões pelas quais o emissor não adotou controles nesse sentido

Não aplicável à Companhia.

5.4 Alterações significativas

5.4 – Alterações significativas: informar se, em relação ao último exercício social, houve alterações significativas nos principais riscos a que o emissor está exposto ou na política de gerenciamento de riscos adotada, comentando, ainda, eventuais expectativas de redução ou aumento na exposição do emissor a tais riscos

Não houve alteração significativa nos principais riscos a que a Companhia está exposta ou em sua Política de Gerenciamento de Riscos no último exercício social. Contudo, a Companhia acompanha os riscos na economia global conforme a seguir.

Em 30 de setembro de 2023 a Companhia acompanha o desenrolar da guerra na Ucrânia e não apurou impactos decorrentes da guerra na Ucrânia em suas demonstrações contábeis individuais e consolidadas. Contudo, avalia que o impacto sobre a economia pode ser grande, a depender do tamanho e extensão da guerra, o que pode reduzir as perspectivas de crescimento econômico. Adicionalmente, considerando que não haja o agravamento da guerra, a Companhia não estima efeitos significativos em seu resultado que possam comprometer a capacidade operacional e a implantação de seus projetos.

Quanto ao conflito entre Israel e Hamas, a Companhia não possui contratos com nenhuma parte envolvida no conflito. Apesar de não haver impactos diretos do conflito na Companhia, há impactos na economia mundial que serão mais sentidos na razão dos países que vierem a se envolver. A magnitude será bem diferente caso o conflito se restrinja à Gaza e Israel, do que se venha a envolver, por exemplo, Síria, Líbano e por fim, o Irã, dados os conflitos históricos entre os países. Caso isso ocorra, os impactos serão globais e não somente regionais. A Companhia seguirá acompanhando os desdobramentos. Adicionalmente, considerando que não haja o agravamento da situação, a Companhia não estima efeitos significativos em seu resultado que possam comprometer a capacidade operacional e a implantação de seus projetos.

5.5 Outras informações relevantes

5.5 – Fornecer outras informações que o emissor julgue relevantes

Política de Investimentos e Derivativos

a. Finalidade

Definir critérios para a aplicação de recursos financeiros disponíveis no mercado financeiro e limites para a utilização de derivativos.

b. Contexto

A garantia de liquidez para o funcionamento da Companhia e das suas subsidiárias e a segurança das operações são os norteadores básicos da Política de Investimentos e Derivativos.

c. Alocação de recursos

As aplicações financeiras disponíveis da Companhia e das suas subsidiárias devem obedecer à seguinte alocação, considerando o consolidado dos valores aplicados por cada empresa:

- no mínimo 90% dos recursos em Títulos Públicos Federais;
- no máximo 10% dos recursos em Títulos Privados.

Observações:

Os limites previstos acima não levam em conta quaisquer debêntures emitidas por subsidiárias da Companhia, tendo a diretoria executiva poderes para subscrever, integralizar, comprar, vender e negociar debêntures de suas subsidiárias limitado, individualmente ou em conjunto, a 10% (dez por cento) do capital autorizado da Companhia.

d. Risco bancário

Visando respaldar e complementar a análise e julgamento de Risco Bancário, a Companhia utiliza as classificações de risco divulgadas pelas agências Standard & Poor's (S&P), Moody's ou Fitch, empresas de consultoria especializadas nessa área.

e. Seleção dos bancos

Com base na classificação das agências S&P, Moody's ou Fitch os Bancos deverão ser selecionados de acordo com os seguintes critérios:

- bancos com Patrimônio Líquido mínimo de R$ 1 bilhão; e
- *rating* mínimo AA- (S&P e Fitch) ou Aa3 (Moody's) em escala nacional.

f. Limite operacional para cada banco

O limite máximo para operar com um determinado Banco (considerando o respectivo grupo financeiro, quando for o caso) é de 5% da disponibilidade de caixa consolidada da Companhia e das suas subsidiárias, excluindo-se desse limite às aplicações financeiras restritas como, por exemplo, CDB vinculados a Contas-Reserva.

Observações:

- operações compromissadas com lastro em debêntures da Companhia, de Arrendamento Mercantil (*Leasing*) do mesmo conglomerado financeiro do Banco, devem ser consideradas como CDB do próprio Banco, para fins de limite de crédito.

5.5 Outras informações relevantes

- os limites determinados no item "e" não se aplicam quando se tratar de aplicações em Títulos do Tesouro Nacional, cujo risco é o Governo Federal e não o Banco.

g. Prazo da operação

Com exceção das debêntures mencionadas no item "c", as operações com risco de crédito privado, independentes de seu prazo, visam majoritariamente liquidez diária.

h. Registro no CETIP/SELIC

Sempre que couber, as operações financeiras deverão ser confirmadas por meio do seu registro na Central de Custódia e de Liquidação Financeira de Títulos (CETIP) ou no Sistema Especial de Liquidação e Custódia (SELIC), com o correspondente depósito dos títulos que servirem de lastro para a operação.

i. Limites para utilização de derivativos financeiros

- a utilização de derivativos fica restrita à proteção de riscos (*hedge*), ficando vedadas operações de alavancagem e vendas à descoberto;
- os ativos objeto e seus derivativos devem ter o mesmo fator de risco;
- as operações de derivativos de juros e/ou moeda, quando utilizadas para a proteção de financiamentos corporativos, devem manter correlação estreita quanto ao perfil da dívida, volumes e prazos;
- a contraparte em operação com derivativos deverá apresentar um dos seguintes ratings mínimos:

  - AA- (S&P ou Fitch) ou Aa3 (Moody's) em escala nacional; ou

  - A+ (S&P ou Fitch) ou A1 (Moody's) em escala internacional.
- a Diretoria Executiva deverá aprovar toda e qualquer contratação de operações com uso de derivativos, ficando a cargo do Conselho de Administração aprovar a contratação daquelas em que o volume do contrato ou a posição líquida em risco for superior a R$ 50 milhões;

6.1/2 Posição acionária

CONTROLADORA / INVESTIDORA					
ACIONISTA					
CPF/CNPJ acionista	**Nacionalidade-UF**	**Participa de acordo de acionistas**	**Acionista controlador**	**Última alteração**	
Acionista Residente no Exterior	**Nome do Representante Legal ou Mandatório**		**Tipo de pessoa**	**CPF/CNPJ**	
Detalhamento de ações Unidade					
Qtde. ações ordinárias Unidade	**Ações ordinárias %**	**Qtde. ações preferenciais Unidade**	**Ações preferenciais %**	**Qtde. total de ações Unidade**	**Total ações %**
CONTROLADORA / INVESTIDORA				**CPF/CNPJ acionista**	**Composição capital social**
BANCO CLÁSSICO S.A.					
31.597.552/0001-52	Brasil	Não	Não	28/09/2022	
Não					
80.425.026	9,857	0	0,000	80.425.026	9,857
Classe Ação	**Qtde. de ações Unidade**	**Ações %**	**Ações (%) da espécie**	**Ações (%) do capital social**	
TOTAL	0	0.000			
ENGIE BRASIL PARTICIPAÇÕES LTDA.					
01.370.013/0001-15	Brasil	Não	Sim	07/12/2018	
Não					
560.640.791	68,712	0	0,000	560.640.791	68,712
Classe Ação	**Qtde. de ações Unidade**	**Ações %**	**Ações (%) da espécie**	**Ações (%) do capital social**	
TOTAL	0	0.000			
AÇÕES EM TESOURARIA					
0	0,000	0	0,000	0	0,000
OUTROS					
174.861.923	21,431	0	0,000	174.861.923	21,431
TOTAL					

6.1/2 Posição acionária

CONTROLADORA / INVESTIDORA					
ACIONISTA					
CPF/CNPJ acionista	**Nacionalidade-UF**	**Participa de acordo de acionistas**	**Acionista controlador**	**Última alteração**	
Acionista Residente no Exterior	**Nome do Representante Legal ou Mandatório**		**Tipo de pessoa**	**CPF/CNPJ**	
Detalhamento de ações Unidade					
Qtde. ações ordinárias Unidade	**Ações ordinárias %**	**Qtde. ações preferenciais Unidade**	**Ações preferenciais %**	**Qtde. total de ações Unidade**	**Total ações %**
CONTROLADORA / INVESTIDORA				**CPF/CNPJ acionista**	**Composição capital social**
815.927.740	100,000	0	0,000	815.927.740	100,000

6.1/2 Posição acionária

CONTROLADORA / INVESTIDORA					
ACIONISTA					
CPF/CNPJ acionista	**Nacionalidade-UF**	**Participa de acordo de acionistas**	**Acionista controlador**	**Última alteração**	
Acionista Residente no Exterior	**Nome do Representante Legal ou Mandatório**		**Tipo de pessoa**	**CPF/CNPJ**	
Detalhamento de ações Unidade					
Qtde. ações ordinárias Unidade	**Ações ordinárias %**	**Qtde. ações preferenciais Unidade**	**Ações preferenciais %**	**Qtde. total de ações Unidade**	**Total ações %**
CONTROLADORA / INVESTIDORA				**CPF/CNPJ acionista**	**Composição capital social**
BANCO CLÁSSICO S.A.				**31.597.552/0001-52**	
JOSÉ JOÃO ABDALA FILHO					
245.730.788-00	Brasil	Não	Sim	11/06/2018	
Não					
745.685.582	100,000	0	0,000	745.685.582	100,000
Classe Ação	**Qtde. de ações Unidade**	**Ações %**	**Ações (%) da espécie**	**Ações (%) do capital social**	
TOTAL	0	0.000			
AÇÕES EM TESOURARIA					
0	0,000	0	0,000	0	0,000
OUTROS					
1.019	0,000	0	0,000	1.019	0,000
TOTAL					
745.686.601	100,000	0	0,000	745.686.601	100,000

6.1/2 Posição acionária

CONTROLADORA / INVESTIDORA					
ACIONISTA					
CPF/CNPJ acionista	**Nacionalidade-UF**	**Participa de acordo de acionistas**	**Acionista controlador**	**Última alteração**	
Acionista Residente no Exterior	**Nome do Representante Legal ou Mandatório**		**Tipo de pessoa**	**CPF/CNPJ**	
Detalhamento de ações Unidade					
Qtde. ações ordinárias Unidade	**Ações ordinárias %**	**Qtde. ações preferenciais Unidade**	**Ações preferenciais %**	**Qtde. total de ações Unidade**	**Total ações %**
CONTROLADORA / INVESTIDORA				**CPF/CNPJ acionista**	**Composição capital social**
ENGIE BRASIL PARTICIPAÇÕES LTDA.				**01.370.013/0001-15**	
INTERNATIONAL POWER S.A.					
06.132.057/0001-20	Bélgica	Não	Sim	15/04/2021	
Não					
8.360.623.887	100,000	0	0,000	8.360.623.887	100,000
Classe Ação	**Qtde. de ações Unidade**	**Ações %**	**Ações (%) da espécie**	**Ações (%) do capital social**	
TOTAL	0	0.000			
AÇÕES EM TESOURARIA					
0	0,000	0	0,000	0	0,000
OUTROS					
0	0,000	0	0,000	0	0,000
TOTAL					
8.360.623.887	100,000	0	0,000	8.360.623.887	100,000

6.1/2 Posição acionária

CONTROLADORA / INVESTIDORA					
ACIONISTA					
CPF/CNPJ acionista	**Nacionalidade-UF**	**Participa de acordo de acionistas**	**Acionista controlador**	**Última alteração**	
Acionista Residente no Exterior	**Nome do Representante Legal ou Mandatório**		**Tipo de pessoa**	**CPF/CNPJ**	
Detalhamento de ações Unidade					
Qtde. ações ordinárias Unidade	**Ações ordinárias %**	**Qtde. ações preferenciais Unidade**	**Ações preferenciais %**	**Qtde. total de ações Unidade**	**Total ações %**
CONTROLADORA / INVESTIDORA				**CPF/CNPJ acionista**	**Composição capital social**
INTERNATIONAL POWER S.A.				**06.132.057/0001-20**	
GDF SUEZ IP Luxembourg S.A.R.L.					
	Luxemburgo	Não	Sim	15/07/2011	
Não					
186.726.407	100,000	0	0,000	186.726.407	100,000
Classe Ação	**Qtde. de ações Unidade**	**Ações %**	**Ações (%) da espécie**	**Ações (%) do capital social**	
TOTAL	0	0.000			
AÇÕES EM TESOURARIA					
0	0,000	0	0,000	0	0,000
OUTROS					
0	0,000	0	0,000	0	0,000
TOTAL					
186.726.407	100,000	0	0,000	186.726.407	100,000

6.1/2 Posição acionária

CONTROLADORA / INVESTIDORA					
ACIONISTA					
CPF/CNPJ acionista	**Nacionalidade-UF**	**Participa de acordo de acionistas**	**Acionista controlador**	**Última alteração**	
Acionista Residente no Exterior	**Nome do Representante Legal ou Mandatório**		**Tipo de pessoa**	**CPF/CNPJ**	
Detalhamento de ações Unidade					
Qtde. ações ordinárias Unidade	**Ações ordinárias %**	**Qtde. ações preferenciais Unidade**	**Ações preferenciais %**	**Qtde. total de ações Unidade**	**Total ações %**
CONTROLADORA / INVESTIDORA				**CPF/CNPJ acionista**	**Composição capital social**
GDF SUEZ IP Luxembourg S.A.R.L.					
International Power (Zebra) Limited					
	Grã-Bretanha (Reino Unido, UK)	Não	Sim	18/07/2011	
Não					
2.500.000	100,000	0	0,000	2.500.000	100,000

Classe Ação	Qtde. de ações Unidade	Ações %	Ações (%) da espécie	Ações (%) do capital social
TOTAL	0	0.000		

AÇÕES EM TESOURARIA					
0	0,000	0	0,000	0	0,000

OUTROS					
0	0,000	0	0,000	0	0,000

TOTAL					
2.500.000	100,000	0	0,000	2.500.000	100,000

6.1/2 Posição acionária

CONTROLADORA / INVESTIDORA					
ACIONISTA					
CPF/CNPJ acionista	**Nacionalidade-UF**	**Participa de acordo de acionistas**	**Acionista controlador**	**Última alteração**	
Acionista Residente no Exterior	**Nome do Representante Legal ou Mandatório**		**Tipo de pessoa**	**CPF/CNPJ**	
Detalhamento de ações Unidade					
Qtde. ações ordinárias Unidade	**Ações ordinárias %**	**Qtde. ações preferenciais Unidade**	**Ações preferenciais %**	**Qtde. total de ações Unidade**	**Total ações %**
CONTROLADORA / INVESTIDORA				**CPF/CNPJ acionista**	**Composição capital social**
International Power (Zebra) Limited					
International Power Ltd.					
	Grã-Bretanha (Reino Unido, UK)	Não	Sim	02/07/2020	
Não					
15.113.818.234	100,000	0	0,000	15.113.818.234	100,000
Classe Ação	**Qtde. de ações Unidade**	**Ações %**	**Ações (%) da espécie**	**Ações (%) do capital social**	
TOTAL	0	0.000			
AÇÕES EM TESOURARIA					
0	0,000	0	0,000	0	0,000
OUTROS					
14	0,000	0	0,000	14	0,000
TOTAL					
15.113.818.248	100,000	0	0,000	15.113.818.248	100,000

6.1/2 Posição acionária

CONTROLADORA / INVESTIDORA					
ACIONISTA					
CPF/CNPJ acionista	**Nacionalidade-UF**	**Participa de acordo de acionistas**	**Acionista controlador**	**Última alteração**	
Acionista Residente no Exterior	**Nome do Representante Legal ou Mandatório**		**Tipo de pessoa**	**CPF/CNPJ**	
Detalhamento de ações Unidade					
Qtde. ações ordinárias Unidade	**Ações ordinárias %**	**Qtde. ações preferenciais Unidade**	**Ações preferenciais %**	**Qtde. total de ações Unidade**	**Total ações %**
CONTROLADORA / INVESTIDORA				**CPF/CNPJ acionista**	**Composição capital social**
International Power Ltd.					
Electrabel S.A.					
	Bélgica	Não	Sim	30/06/2016	
Não					
5.445.194.036	100,000	0	0,000	5.445.194.036	100,000
Classe Ação	**Qtde. de ações Unidade**	**Ações %**	**Ações (%) da espécie**	**Ações (%) do capital social**	
TOTAL	0	0.000			
AÇÕES EM TESOURARIA					
0	0,000	0	0,000	0	0,000
OUTROS					
14	0,000	0	0,000	14	0,000
TOTAL					
5.445.194.050	100,000	0	0,000	5.445.194.050	100,000

6.1/2 Posição acionária

CONTROLADORA / INVESTIDORA					
ACIONISTA					
CPF/CNPJ acionista	**Nacionalidade-UF**	**Participa de acordo de acionistas**	**Acionista controlador**	**Última alteração**	
Acionista Residente no Exterior	**Nome do Representante Legal ou Mandatório**		**Tipo de pessoa**	**CPF/CNPJ**	
Detalhamento de ações Unidade					
Qtde. ações ordinárias Unidade	**Ações ordinárias %**	**Qtde. ações preferenciais Unidade**	**Ações preferenciais %**	**Qtde. total de ações Unidade**	**Total ações %**
CONTROLADORA / INVESTIDORA				**CPF/CNPJ acionista**	**Composição capital social**
Electrabel S.A.					
ENGIE S.A.					
	França	Não	Sim	28/03/2014	
Não					
120.752.485	99,130	0	0,000	120.752.485	99,130
Classe Ação	**Qtde. de ações Unidade**	**Ações %**	**Ações (%) da espécie**	**Ações (%) do capital social**	
TOTAL	0	0.000			
AÇÕES EM TESOURARIA					
0	0,000	0	0,000	0	0,000
OUTROS					
1.059.769	0,870	0	0,000	1.059.769	0,870
TOTAL					
121.812.254	100,000	0	0,000	121.812.254	100,000

6.1/2 Posição acionária

CONTROLADORA / INVESTIDORA					
ACIONISTA					
CPF/CNPJ acionista	**Nacionalidade-UF**	**Participa de acordo de acionistas**	**Acionista controlador**	**Última alteração**	
Acionista Residente no Exterior	**Nome do Representante Legal ou Mandatório**		**Tipo de pessoa**	**CPF/CNPJ**	
Detalhamento de ações Unidade					
Qtde. ações ordinárias Unidade	**Ações ordinárias %**	**Qtde. ações preferenciais Unidade**	**Ações preferenciais %**	**Qtde. total de ações Unidade**	**Total ações %**
CONTROLADORA / INVESTIDORA				**CPF/CNPJ acionista**	**Composição capital social**
ENGIE S.A.					
República da França					
	França	Não	Não	13/01/2019	
Não					
575.693.307	23,640	0	0,000	575.693.307	23,640
Classe Ação	**Qtde. de ações Unidade**	**Ações %**	**Ações (%) da espécie**	**Ações (%) do capital social**	
TOTAL	0	0.000			
AÇÕES EM TESOURARIA					
0	0,000	0	0,000	0	0,000
OUTROS					
1.859.591.704	76,360	0	0,000	1.859.591.704	76,360
TOTAL					
2.435.285.011	100,000	0	0,000	2.435.285.011	100,000

6.3 Distribuição de capital

Data da última assembleia / Data da última alteração	26/04/2023
Quantidade acionistas pessoa física	277.890
Quantidade acionistas pessoa jurídica	8.191
Quantidade investidores institucionais	1.153

Ações em Circulação

Ações em circulação correspondente a todas ações do emissor com exceção das de titularidade do controlador, das pessoas a ele vinculadas, dos administradores do emissor e das ações mantidas em tesouraria

Quantidade ordinárias	255.236.961	31,282%
Quantidade preferenciais	0	0,000%
Total	255.236.961	31,282%

6.4 Participação em sociedades

Denominação Social	CNPJ	Participação do emisor (%)
COMPANHIA ENERGÉTICA ESTREITO (CEE)	08.976.022/0001-01	99,990000
COMPANHIA ENERGÉTICA JAGUARA (JAGUARA)	28.925.264/0001-75	99,990000
COMPANHIA ENERGÉTICA MIRANDA (MIRANDA)	28.942.127/0001-49	99,990000
ENGIE BRASIL ENERGIA COMERCIALIZADORA LTDA. (EBC)	04.100.556/0001-00	99,990000
ENGIE BRASIL ENERGIAS COMPLEMENTARES PARTICIPAÇÕES LTDA. (ECP)	09.212.990/0001-04	99,990000
ENGIE COMERCIALIZADORA VAREJISTA DE ENERGIA LTDA. (ECV)	26.263.019/0001-14	99,990000
ENGIE TRADING COMERCIALIZADORA DE ENERGIA LTDA. (ENGIE TRADING)	31.635.668/0001-39	99,990000
ITÁ ENERGÉTICA S.A. (ITASA)	01.355.994/0001-21	48,750000
LAGES BIOENERGÉTICA LTDA. (LAGES)	05.210.535/0001-00	99,990000
TRANSPORTADORA ASSOCIADA DE GÁS S.A. (TAG)	06.248.349/0001-23	32,500000
ENGIE TRANSMISSÃO DE ENERGIA PARTICIPAÇÕES II S.A.	36.207.020/0001-85	99,99
GAVIÃO REAL TRANSMISSORA DE ENERGIA S.A.	44.729.393/0001-44	99,99
ENGIE COMERCIALIZADORA DE GÁS LTDA. (ECG)	35.920.675/0001-33	99,9

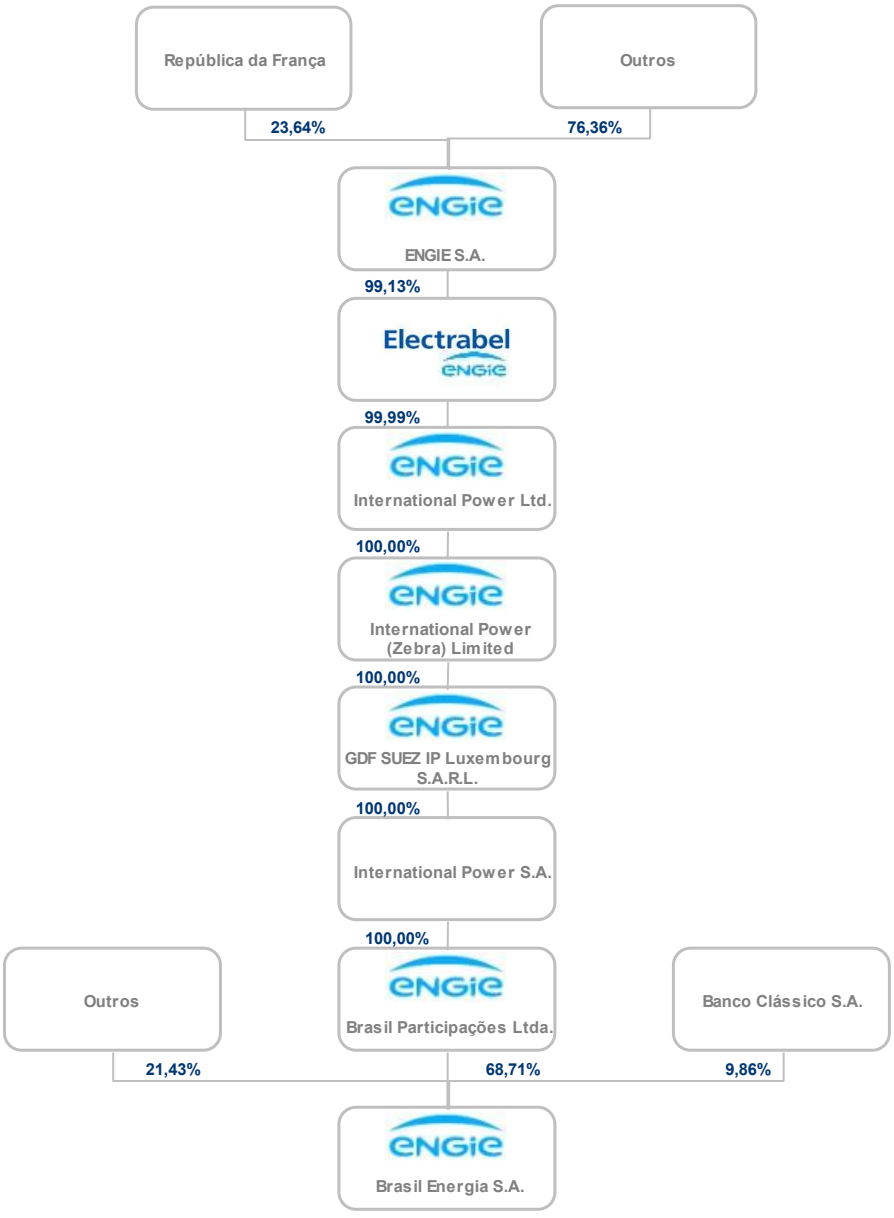
6.4 Participação em sociedades

Denominação Social	CNPJ	Participação do emisor (%)
SAFIRA TRANSMISSÃO DE ENERGIA S.A. (SAFIRA)	41.972.185/0001-83	99,990000

6.5 Organograma dos acionistas e do grupo econômico

6.5 – Organograma: inserir organograma dos acionistas do emissor e do grupo econômico em que se insere, indicando: (a) todos os controladores diretos e indiretos e, caso o emissor deseje, os acionistas com participação igual ou superior a 5% de uma classe ou espécie de ações; (b) principais controladas e coligadas do emissor; (c) participação do emissor em sociedades do grupo; (d) participação de sociedades do grupo no emissor; (e) principais sociedades sob controle comum

a. Todos os controladores diretos e indiretos e, caso o emissor deseje, os acionistas com participação igual ou superior a 5% de uma classe ou espécie de ações

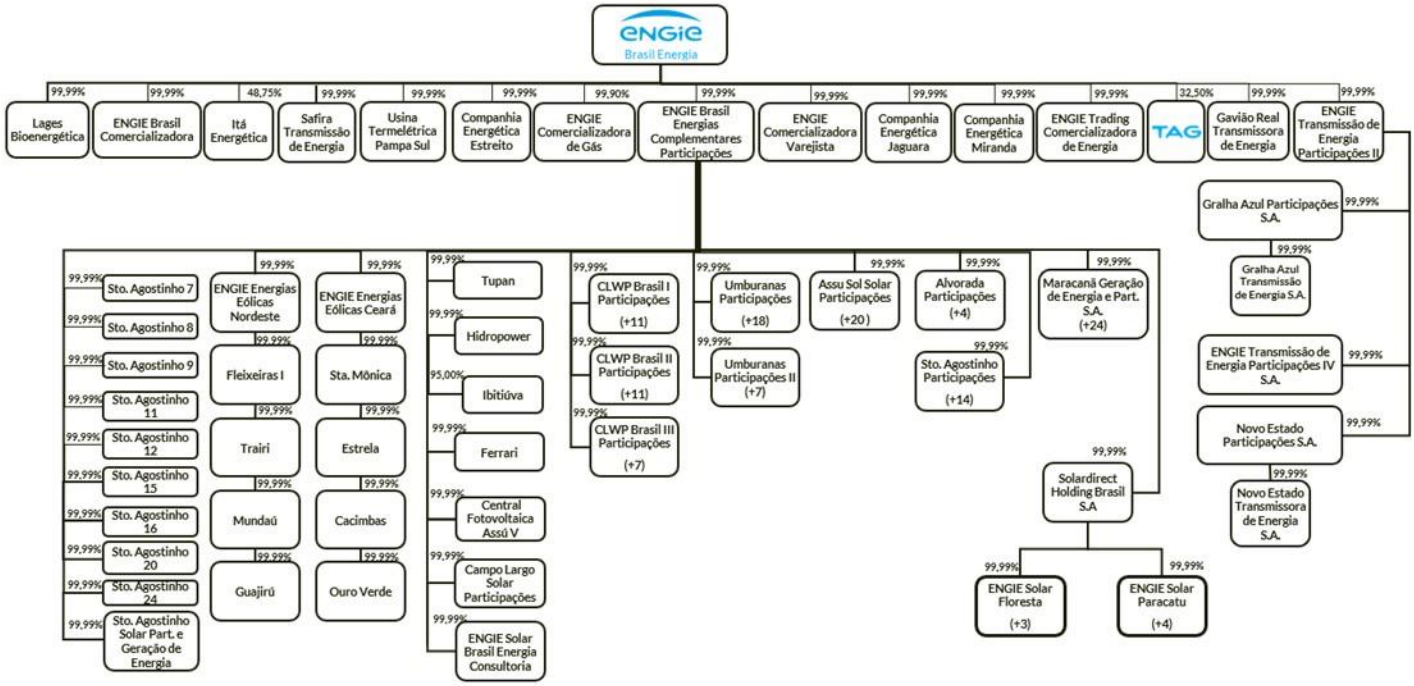


6.5 Organograma dos acionistas e do grupo econômico

b. Principais controladas e coligadas da Companhia

Controladas

Organograma (data base: 31 de dezembro de 2022).



Coligadas

A Companhia não possui empresas coligadas em 31 de dezembro de 2022.

c. Participações da Companhia em sociedades do grupo

A Companhia não possui participações em sociedades do grupo além das mencionadas no item "b".

d. Participações de sociedades do grupo na Companhia

Não há participação de sociedades do grupo na Companhia, além de seu acionista controlador, a ENGIE Brasil Participações Ltda.

e. Principais sociedades sob controle comum

Itá Energética S.A. ("Itasa")

A Itasa é uma Sociedade sob controle comum que tem como objetivo a exploração da UHE Itá em parceria por meio de consórcio, mediante concessão outorgada pela União Federal por intermédio da Aneel, com prazo de vigência de 35 anos, a partir de 28 de dezembro de 1995. As ações representativas do capital social da Itasa são detidas pela ENGIE Brasil Energia, Companhia Siderúrgica Nacional (CSN) e Companhia de Cimento Itambé, na proporção de 48,75%, 48,75% e 2,50%, respectivamente.

6.5 Organograma dos acionistas e do grupo econômico

Transportadora Associada de Gás S.A. (“TAG”)

Adicionalmente, a Companhia possui participação de 32,5% na controlada em conjunto Transportadora Associada de Gás S.A. (TAG), que atua no segmento de transporte e armazenagem de gás natural em geral. A TAG possui infraestrutura de gasodutos de alta pressão com aproximadamente 4.500 km de extensão, com 11 instalações de compressão de gás (sendo seis próprias) e 90 pontos de entrega. Em 2019, o Grupo ENGIE em conjunto com a CDPQ, assinaram o contrato de compra e venda entre a Aliança e Petrobrás, para adquirir o controle da TAG. Após o cumprimento de todas as condições precedentes previstas no contrato, a operação foi concluída pelo valor aproximado de R$ 35 bilhões. Posteriormente, com o objetivo de atender às exigências do contrato de financiamento detido pela Aliança, as administrações das Companhias Aliança e TAG promoveram uma incorporação reversa da Aliança pela TAG.

6.6 Outras informações relevantes

6.6 – Fornecer outras informações que o emissor julgue relevantes

Quadro 6.1/6.2 – Posição acionária

A Companhia destaca que as ações da ENGIE S.A. são amplamente pulverizadas e que não possui conhecimento de outros acionistas, a não ser a República da França, com participação superior a 5% das ações totais.

Quadro 6.3 – Ações em circulação

Em 30 de setembro de 2023, os membros do Conselho de Administração, Diretoria Executiva e Conselho Fiscal detinham 49.988 ações, as quais não foram consideradas como estando em circulação. O valor apresentado considera as últimas movimentações ocorridas em 30 de junho de 2023 e está devidamente atualizado em 30 de setembro de 2023.

"*Golden Share*" – República da França

A República da França não detém o controle da ENGIE S.A., entretanto, de acordo com a legislação francesa, a República da França deverá manter pelo menos uma ação no capital social da ENGIE S.A., uma "Ação de Ouro - *Golden Share*" que, proveniente da conversão de uma ação ordinária, visa proteger os interesses essenciais da França no setor da energia francês e assegurar e salvaguardar a continuidade do abastecimento de energia naquele país.

A *Golden Share* foi concedida à República da França por prazo indeterminado e lhe confere o direito de veto sobre decisões tomadas pela ENGIE S.A., ou suas subsidiárias francesas, que, direta ou indiretamente, pretendam vender, transferir operações, afiançar, dar em garantia ou mudar a utilização prevista de determinados ativos cobertos pela legislação francesa do setor de energia, caso essas operações possam vir a prejudicar os interesses da França em relação à continuidade e segurança do abastecimento de energia.

Os ativos cobertos pelo direito de veto da República da França previstos na *Golden Share* são os seguintes:

• Gasodutos de transporte de gás natural localizados na França;

• Ativos relacionados com a distribuição de gás natural na França;

• Armazenamento subterrâneo de gás natural situado na França; e

• Instalações de gás natural liquefeito situado na França.

7.1 Principais características dos órgãos de administração e do conselho fiscal

7.1 – Órgãos da administração: descrever as principais características dos órgãos de administração e do conselho fiscal do emissor, identificando:

a. Principais características das políticas de indicação e preenchimento de cargos, se houver, e, caso o emissor a divulgue, locais na rede mundial de computadores em que o documento pode ser consultado

A política de Indicação de Conselheiros, Diretores e Membros de Comitês foi aprovada em reunião do Conselho de Administração da Companhia realizada em 19 de fevereiro de 2019 ("Política de Indicação").

De acordo com a Política de Indicação, a indicação dos membros deverá observar o disposto no Estatuto Social da Companhia, no Regimento Interno do Conselho de Administração e, quando aplicável, dos Comitês, no Código de Ética, bem como na legislação vigente, de forma a refletir e consolidar as estruturas existentes para a proteção dos interesses dos acionistas e do mercado.

Deverão ser indicados para o Conselho de Administração, para os Comitês e para a Diretoria, profissionais altamente qualificados, com notável experiência (técnica, profissional, acadêmica) e alinhados aos valores da Companhia. O Presidente do Conselho de Administração é responsável pelo processo de indicação para membros do Conselho de Administração, de seus Comitês e da Diretoria da Companhia. Esse processo poderá ser feito internamente ou mediante contratação de profissionais independentes para a realização de consultorias ou obtenção de pareceres sobre os candidatos.

A Política de Indicação pode ser encontrada na página da Companhia na Internet: (https://www.engie.com.br/investidores/), bem como nos sites da B3 (www.b3.com.br) e da CVM (www.cvm.gov.br).

b. Se há mecanismos de avaliação de desempenho, informando, em caso positivo:

(i) a periodicidade das avaliações e sua abrangência

A Companhia possui Política de Avaliação de Desempenho de Conselheiros, Diretores e Membros de Comitês, aprovada em reunião do Conselho de Administração da Companhia realizada em 19 de fevereiro de 2019 ("Política de Avaliação").

De acordo com a Política de Avaliação, os membros da Diretoria Executiva devem ser avaliados anualmente pelo Diretor-Presidente e o Presidente do Conselho de Administração, considerando objetivos financeiros e não financeiros, bem como aspectos gerenciais e comportamentais.

A Política de Avaliação pode ser encontrada na página da Companhia na Internet: (https://www.engie.com.br/investidores/), bem como nos sites da B3 (www.b3.com.br) e da CVM (www.cvm.gov.br).

Adicionalmente, nos termos do Regimento Interno do Conselho de Administração da Companhia, o Conselho de Administração deve ser avaliado por meio de critérios aprovados pelo próprio Conselho, em intervalos regulares que não podem ser superiores a 2 anos.

(ii) metodologia adotada e os principais critérios utilizados nas avaliações

O Presidente do Conselho de Administração é responsável pela coordenação da avaliação dos administradores, subsidiando o Conselho de Administração com informações e recomendações. Uma dessas práticas consiste em processos internos de avaliação de desempenho envolvendo sistemas, métricas e competências comportamentais.

A Engie S.A. é responsável por definir diretrizes que indicam, com especificidade e detalhamento, as competências esperadas para cada posição de liderança da Companhia, permitindo uma avaliação alinhada aos seus anseios.

7.1 Principais características dos órgãos de administração e do conselho fiscal

Diretoria

O Diretor-Presidente e a Diretoria são avaliados com base em objetivos financeiros e não financeiros (incluindo aspectos de saúde e segurança, ambientais, sociais e de governança), bem como aspectos gerenciais e comportamentais, alinhados com os valores e os princípios éticos da Companhia.

Conselho de Administração

O Conselho de Administração deve ser avaliado por meio de critérios aprovados pelo próprio Conselho de Administração.

Conselho Fiscal

Não há procedimento de avaliação dos membros do Conselho Fiscal.

(iii) se foram contratados serviços de consultoria ou assessoria externos

Não foram contratados serviços de consultoria ou assessoria externos.

c. Regras de identificação e administração de conflitos de interesses

Na 160ª RCA, realizada em 23 de fevereiro de 2017, foi aprovada Política de Prevenção de Conflito de Interesses, que tem por objetivo primordial estabelecer as diretrizes para prevenir, identificar e gerir qualquer situação de conflito de interesses que possam surgir no âmbito da Companhia e sensibilizar os colaboradores em relação ao assunto.

Essa Política é aplicável a todos os colaboradores da Companhia e das empresas terceirizadas.

A referida Política possui como princípios gerais:

(a) abnegar os seus interesses pessoais em transações de qualquer natureza realizadas na Companhia;

(b) evitar a detenção simultânea de duas posições ou cargos diferentes que podem entrar em conflito;

(c) impedir a susceptibilidade de interferência, por família ou amigos, no desempenho de funções profissionais;

(d) recusar a aceitação de brindes e/ou hospitalidades de entidades com as quais a Companhia tem ou possa ter algum tipo de relação, que não estejam em conformidade ao previsto no procedimento de brindes e hospitalidades;

(e) identificar e evitar conflitos de interesse potenciais, em que ainda não existe um conflito em si, pois, no momento da análise, não há nenhuma contradição objetiva entre os interesses pessoais do empregado e a forma como ele desempenha as suas funções, mas uma mudança na situação (nomeação para uma nova posição, promoção, transferência ou acontecimentos ocorridos na sua vida privada) poderia criar tal conflito;

(f) identificar e evitar conflitos aparentes, em que há dúvidas quanto à questão de saber se a forma na qual o colaborador realiza suas funções pode estar relacionada a um interesse pessoal. Nesse contexto, uma análise da situação deve ser realizada para dirimir todas as dúvidas quanto à questão de saber se existe realmente um conflito; e

(g) identificar e impedir conflitos reais, em que o julgamento independente, a imparcialidade ou a lealdade de um colaborador à Companhia, não podem ser totalmente asseguradas, devido a um interesse pessoal que possa influenciá-lo no exercício das suas atividades profissionais.

7.1 Principais características dos órgãos de administração e do conselho fiscal

Ainda, de acordo com o Guia de Práticas Éticas da Companhia, disponível no *site* da Companhia, e com a Política de Prevenção de Conflito de Interesses na eventualidade de um colaborador estar perante uma situação que se configure conflito de interesses, é necessário:

- Abster-se, de imediato e de direito, de participar nas tarefas e deveres que lhes forem atribuídos quando a realização desses puderem causar um conflito de interesses e informar ao respectivo gerente hierárquico ou Comitê de Ética, para identificar corretamente e analisar objetivamente os conflitos de interesses que possam surgir.
- Obter uma renúncia junto do seu superior hierárquico, que consultará o Diretor ou Correspondente de Ética e Conformidade, para lhe permitir continuar a desenvolver a sua atividade.
- Solicitar a isenção de aplicação dessa Política em um caso específico onde o conflito de interesses foi detectado e aceito pela Companhia.

Por fim, a Política de Transações com Partes Relacionadas da Companhia, aprovada na 218ª RCA, realizada em 27 de abril de 2021 ("Política de Transações com Partes Relacionadas") aborda o tratamento a ser dado às situações que possam envolver conflitos de interesse. Para mais informações sobre a Política de Transações com Partes Relacionadas, vide seção 11 deste Formulário de Referência.

e. Se houver, objetivos específicos que o emissor possua com relação à diversidade de gênero, cor ou raça ou outros atributos entre os membros de seus órgãos de administração e de seu conselho fiscal

A Companhia possui como objetivo ampliar para 50% a participação de mulheres na administração do Grupo Engie. Destaca-se que, em 2022, apenas 26,7% das posições de liderança eram ocupadas por mulheres, conforme divulgado no Relatório de Sustentabilidade de 2022.

f. Papel dos órgãos de administração na avaliação, gerenciamento e supervisão dos riscos e oportunidades relacionados ao clima

O modelo de estrutura para governança de riscos corporativos na Companhia está baseado nas três linhas do IIA – The Institute of Internal Auditors (Instituto dos Auditores Internos), que direciona as responsabilidades (i) das áreas de negócios; (ii) da área de gestão de riscos; (iii) da Auditoria Interna; e (iv) da alta administração da Companhia (Diretoria Executiva e Conselho de Administração).

Além disso, para conduzir com mais eficiência o processo de avaliação de riscos dos seus negócios, a Companhia possui o Fórum de Gerenciamento de Riscos, a quem cabe contribuir com a identificação e com a análise dos riscos e oportunidades empresariais da Companhia. A coordenação geral do Fórum de Gerenciamento de Riscos é do Diretor Financeiro e de Relações com Investidores.

Como resultado do processo de análise, obtém-se uma matriz de riscos e oportunidades empresariais, submetida à aprovação da Diretoria Executiva e apresentada ao Comitê de Auditoria Estatutário, ao Conselho de Administração, e posteriormente ao Acionista Controlador.

Destaca-se que desde 2022, os riscos e oportunidades relacionadas à mudança climática foram considerados prioritários pelo Acionista Controlador e integram a matriz de riscos da Companhia.

7.1D Descrição das principais características dos órgãos de administração e do conselho fiscal

Quantidade de membros por declaração de gênero

	Feminino	Masculino	Não binário	Outros	Prefere não responder
Diretoria	1	7	0	0	0
Conselho de Administração - Efetivos	2	7	0	0	0
Conselho de Administração - Suplentes	2	7	0	0	0
Conselho Fiscal - Efetivos	0	3	0	0	0
Conselho Fiscal - Suplentes	0	3	0	0	0
TOTAL = 32	**5**	**27**	**0**	**0**	**0**

Quantidade de membros por declaração de cor e raça

	Amarelo	Branco	Preto	Pardo	Indígena	Outros	Prefere não responder
Diretoria	0	8	0	0	0	0	0
Conselho de Administração - Efetivos	0	9	0	0	0	0	0
Conselho de Administração - Suplentes	0	9	0	0	0	0	0
Conselho Fiscal - Efetivos	0	3	0	0	0	0	0
Conselho Fiscal - Suplentes	0	3	0	0	0	0	0
TOTAL = 32	**0**	**32**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**

7.2 Informações relacionadas ao conselho de administração

7.2 – Conselho de Administração: em relação especificamente ao conselho de administração, indicar:

a. Órgãos e comitês permanentes que se reportem ao conselho de administração

Os seguintes órgãos e comitês reportam ao conselho de Administração:

Comitê de Auditoria Estatutário

De caráter permanente, tem a função de assessorar o Conselho de Administração e entre suas competências estão: opinar sobre a contratação e destituição dos serviços de auditoria independente, avaliar as demonstrações contábeis, acompanhar as atividades da auditoria interna e da área de controles internos da Companhia, avaliar e monitorar as exposições de risco da Companhia e, avaliar, monitorar e recomendar à administração da Companhia a correção ou aprimoramento das políticas internas da Companhia. É composto por, no mínimo, 3 (três) membros, todos designados pelo Conselho de Administração, sendo ao menos 1 (um) deles conselheiro de administração independente e 1 (um) deles com reconhecida experiência em assuntos de contabilidade societária. O atual Comitê de Auditoria Estatutário tomou posse em 14 de maio 2020 para um mandato de 2 (dois) anos, tendo sido reeleito em 05 de maio de 2022, para um mandato também de 2 (dois) anos.

O Regimento Interno do Comitê de Auditoria Estatutário da Companhia foi aprovado em reunião do Conselho de Administração da Companhia realizada em 6 de dezembro de 2019 e pode ser encontrado na página da Companhia na Internet: (https://www.engie.com.br/investidores/), bem como nos sites da B3 (www.b3.com.br) e da CVM (www.cvm.gov.br).

Comitê Estratégico

O Comitê Estratégico é o órgão consultivo da administração, com funções de opinar e aconselhar o Conselho de Administração e a Diretoria nos assuntos que lhe sejam submetidos. O Comitê Estratégico é composto de até 7 (sete) membros, Acionistas ou não da Companhia, residentes no país ou não, podendo ser administradores, eleitos pelo Conselho de Administração.

O Comitê Estratégico é um órgão permanente, não estatutário e se reúne periodicamente sempre que a Administração julgar necessário submeter alguma matéria a esse órgão, que tem por função atuar como órgão consultivo da administração.

Comitê de Ética

O Comitê de Ética tem por atribuição (i) disseminar e monitorar a aplicação das políticas, códigos, procedimentos e orientações que definem os compromissos de conduta ética; (ii) conduzir as ações de divulgação, sensibilização e formação de práticas éticas; (iii) identificar os riscos éticos e estabelecer os planos de ação para a sua mitigação; (iv) atender os questionamentos e orientar a conduta adequada, em conformidade com princípios éticos estabelecidos; (v) averiguar as violações dos princípios éticos, adotando os procedimentos para determinar as suas causas, definindo ações disciplinares aos infratores e propondo medidas preventivas para inibir a sua ocorrência; e (vi) prestar as informações das atividades desenvolvidas à área de ética e conformidade do grupo.

O Regimento Interno do Comitê de Ética da Companhia foi aprovado em reunião do Conselho de Administração da Companhia realizada em 26 de junho de 2023 e pode ser encontrado na página da Companhia na Internet: (https://www.engie.com.br/investidores/), bem como nos sites da B3 (www.b3.com.br) e da CVM (www.cvm.gov.br).

Em complemento, a Companhia possui um Comitê Especial Independente para Transações com Partes Relacionadas, de caráter não permanente.

7.2 Informações relacionadas ao conselho de administração

b. De que forma o conselho de administração avalia o trabalho da auditoria independente, indicando se o emissor possui uma política de contratação de serviços de extra-auditoria com o auditor independente e, caso o emissor divulgue a política, locais na rede mundial de computadores onde o documento pode ser consultado

Embora a Companhia não possua política formal para contratação de serviços de extra-auditoria com o auditor independente, é responsabilidade do Conselho de Administração, mediante manifestação do Comitê de Auditoria, escolher e destituir os auditores independentes e aprovar qualquer outro contrato a ser firmado com a empresa prestadora de serviço de auditoria independente.

c. Se houver, canais instituídos para que questões críticas relacionadas a temas e práticas ASG e de conformidade cheguem ao conhecimento do conselho de administração

A Companhia não possui um canal próprio para recebimento de críticas relacionadas a temas e práticas ASG, mas possui canal externo de reporte ou denúncias relacionadas a questões éticas, administrado por empresa externa, disponível 24 (vinte e quatro) horas por dia e 7 (sete) dias por semana. O acesso ao canal se dá por meio do *site* https://www.canalintegro.com.br/engiebrasil ou pelo telefone 0800 580 2586 (a ligação é gratuita).

O canal externo possibilita a qualquer empregado, fornecedor, cliente e/ou parceiro, descrever, anonimamente para os denunciantes que assim desejarem, a ocorrência de não conformidades, fraudes ou a existência de condutas inapropriadas e antiéticas que possam afetar a imagem, o resultado financeiro e o ambiente de trabalho na Companhia e suas controladas.

Todas as situações relatadas são mantidas em absoluto sigilo, com garantia de não retaliação. A averiguação é realizada de forma confidencial, sendo o Comitê de Ética da ENGIE Brasil Energia o órgão responsável pela apuração das denúncias.

O Comitê de Ética realiza reportes trimestrais ao Comitê de Auditoria Estatutário e ao Conselho de Administração, onde são apresentadas as atividades realizadas pelo Comitê de Ética no período e os incidentes éticos reportados.

Para mais informações sobre mecanismos e procedimentos de integridade adotados, favor referir-se ao item 5.3.

7.3 Composição e experiências profissionais da administração e do conselho fiscal

Funcionamento do conselho fiscal: Permanente

Nome: ANDERSON PAIVA MARTINS **CPF:** 077.424.247-70 **Profissão:** Contador **Data de Nascimento:** 31/03/1979

Experiência Profissional: Nascido em 31.03.1979. Bacharel em Ciências Contábeis, formado em 2016 na Faculdade Presbiteriana Mackenzie Rio, e Bacharel em Administração de Empresas, formado em 2013 no Centro Universitário da Cidade. Trabalhou na empresa Mega Models de 1999 a 2008, onde exerceu o cargo de Coordenador de Planejamento Financeiro. De 2008 a 2015 trabalhou na empresa Agency Models, onde exerceu o cargo de Assistente Financeiro. De 2015 até a presente data é Contador do Banco Clássico S.A e Conselheiro Fiscal Suplente na CEG.

Firmou declaração de que não sofreu qualquer: i) condenação criminal; ii) condenação em processo administrativo da CVM; ou iii) condenação transitada em julgado, na esfera judicial ou administrativa, que os tenham suspendidos ou inabilitados para a prática de qualquer atividade profissional ou comercial.

Órgãos da Administração:

Órgão da Administração	Data da Eleição	Prazo do mandato	Cargo eletivo ocupado	Descrição de outro cargo/função	Data de posse	Foi eleito pelo controlador	Data de início do primeiro mandato
Conselho Fiscal	25/04/2024	AGO 2025	C.F.(Efetivo)Eleito p/Minor.Ordinaristas		25/04/2024	Não	26/04/2019

Condenações:

Tipo de Condenação	Descrição da Condenação
N/A	N/A

Nome: ANTONIO ALBERTO GOUVÊA VIEIRA **CPF:** 338.907.227-68 **Profissão:** Advogado **Data de Nascimento:** 31/08/1955

Experiência Profissional: Nascido em 31.08.1955, é formado em Direito pela Pontifícia Universidade Católica (PUC) do Rio de Janeiro, cursou pós-graduação em Administração de Empresas pela mesma universidade. Sócio do Gouvêa Vieira Advocacia, participou nos Conselhos de Administração das empresas: Companhia Vidraria Santa Marina (Saint Gobain), de 1992 a 2003; Alcatel Telecomunicações S.A., de 1990 a 2002; Sociedade Francesa e Brasileira de Ensino - Lycée Moliere de 1995 a 2021; Eternit S.A., de 1996 a 2000; da Leroy Merlin Cia Brasileira de Bricolagem de 1996 a 2021; Telesp Celular Participações S.A., de 1998 a 2001; e Acesita S.A. (ArcelorMittal Inox Brasil), de 1999 a 2008, e do Conselho Fiscal da Companhia de Bebidas das Américas (Ambev), de 2000 a 2001, foi Presidente do Conselho Consultivo do Banco Calyon Brasil S.A., de 2000 a 2007. Atualmente é membro do Conselho de Administração da Boa Esperança S.A. e do Conselho Curador da Fundação Getúlio Vargas.

Declara que: (i) não esteve sujeito, nos últimos cinco anos, a condenação criminal, a condenação em processo administrativo da CVM, do BACEN ou da SUSEP, e a condenação transitada em julgado, na esfera judicial ou objeto de decisão final administrativa, que o tenha suspendido ou inabilitado para prática de atividade profissional ou comercial; e (ii) não é considerado pessoa politicamente exposta, nos termos da Resolução CVM nº 50/21.
Declarou, ainda, que atende todos os critérios previsto no Regulamento do Novo Mercado, conforme definido no artigo 16, parágrafos 1º e 2º, para seu enquadramento como Conselheiro Independente.

Órgãos da Administração:

Órgão da Administração	Data da Eleição	Prazo do mandato	Cargo eletivo ocupado	Descrição de outro cargo/função	Data de posse	Foi eleito pelo controlador	Data de início do primeiro mandato
Conselho de Administração	25/04/2024	AGO 2026	Conselho de Adm. Independente (Suplente)		25/04/2024	Sim	26/04/2006

Condenações:

Tipo de Condenação	Descrição da Condenação
N/A	N/A

Nome: CARLOS ALBERTO VIEIRA **CPF:** 288.477.179-49 **Profissão:** Contador **Data de Nascimento:** 23/12/1954

Experiência Profissional: Nascido em 23.12.1954, é contador, formado pela Universidade Federal de Santa Catarina (UFSC) e bacharel em Direito pela Universidade do Sul de Santa Catarina – UNISUL com Pós- graduação em Direito Previdenciário pela Unicuritiba - Instituição de Ensino Superior em Curitiba - Paraná. Iniciou carreira na Eletrosul, no ano de 1977, como contabilista. Em 1998, com a migração para a Gerasul, no quadro do Departamento de Contabilidade e oportunamente na área de Planejamento Tributário, como Analista Processos Fiscais, neste período foi Juiz Classista representante dos empregados junto ao TRT 12 - Tribunal Regional do Trabalho de Santa Catarina. Foi também membro titular do Conselho Deliberativo da Previg - Sociedade de Previdência Complementar, entidade patrocinada pela Engie Brasil Energia S/A. Foi coordenador da Intersindical dos Engenheiros, Técnicos Industriais, Administradores, Economistas e Contabilistas até fevereiro de 2024.

Declara que: (i) não esteve sujeita, nos últimos cinco anos, a condenação criminal, a condenação em processo administrativo da CVM, do BACEN ou da SUSEP, e a condenação transitada em julgado, na esfera judicial ou objeto de decisão final administrativa, que a tenha suspendido ou inabilitado para prática de atividade profissional ou comercial; e (ii) não é considerada pessoa politicamente exposta, nos termos da Resolução CVM nº 50/21.

Órgãos da Administração:

Órgão da Administração	Data da Eleição	Prazo do mandato	Cargo eletivo ocupado	Descrição de outro cargo/função	Data de posse	Foi eleito pelo controlador	Data de início do primeiro mandato
Conselho de Administração	25/04/2024	AGO 2026	Conselho de Administração (Suplente)		25/04/2024	Não	25/04/2024

Condenações:

Tipo de Condenação	Descrição da Condenação
N/A	N/A

Nome: CARLOS GUERREIRO PINTO **CPF:** 047.615.457-04 **Profissão:** Administrador **Data de Nascimento:** 17/06/1942

Experiência Profissional:

Nascido em 17.06.1942, é formado em Administração de Empresas pela Sociedade Unificada de Ensino Superior Augusto Motta (SUAM), é Pós-Graduado em Administração de Empresas pelo Instituto de Pós-Graduação e Pesquisa em Administração da Universidade Federal do Rio de Janeiro (COPPEAD), concluiu Curso de Gerência Financeira pelo Centro de Treinamento do Citibank N.A. e é certificado em Parceria para o Desenvolvimento Empresarial pela Fundação Dom Cabral. Foi responsável pela estruturação da área de Open Market do Banco Nacional, sendo também designado Diretor da Área de Risco de Negócios. Adicionalmente, atuou como Presidente da Sinal Corretora de Valores. Exerceu as funções de Diretor Fiscal, nomeado pela Agência Nacional de Saúde Suplementar (ANS), reguladora das empresas de planos privados de saúde, no período de março/2010 a novembro/2011, como auditor nas operadoras colocadas em regime especial de Direção Fiscal. Foi Consultor Convidado da Fundação Getúlio Vargas, prestando serviços de consultoria em Gestão no Instituto Estadual do Ambiente – INEA e na SEA – Secretaria Estadual do Ambiente do Estado do Rio de Janeiro.

Declara que: (i) não esteve sujeito, nos últimos cinco anos, a condenação criminal, a condenação em processo administrativo da CVM, do BACEN ou da SUSEP, e a condenação transitada em julgado, na esfera judicial ou objeto de decisão final administrativa, que o tenha suspendido ou inabilitado para prática de atividade profissional ou comercial; e (ii) não é considerado pessoa politicamente exposta, nos termos da Resolução CVM nº 50/21.

Órgãos da Administração:

Órgão da Administração	Data da Eleição	Prazo do mandato	Cargo eletivo ocupado	Descrição de outro cargo/função	Data de posse	Foi eleito pelo controlador	Data de início do primeiro mandato
Conselho Fiscal	25/04/2024	AGO 2025	C.F.(Efetivo)Eleito p/Controlador		25/04/2024	Sim	14/04/2009

Condenações:

Tipo de Condenação	Descrição da Condenação
N/A	N/A

Nome: DIRK ACHIEL MARC BEEUWSAERT **Passaporte:** EP293989 **Nacionalidade:** Bélgica **Profissão:** Engenheiro **Data de Nascimento:** 14/01/1948

Experiência Profissional:

Nascido em 14.01.1948, é Engenheiro Mecânico e Eletricista formado pela Universidade de Ghent (Bélgica). Participou do Programa de Gestão CEDEP em Fontainebleau, França. Em 1990 foi Chefe da geração convencional da Electrabel e foi nomeado para o Comitê de Gestão Electrabel e como Presidente do Conselho de Trabalho e Recybel, e diretor de várias empresas. Em 2000 tornou-se CEO da Tractebel Electricity & Gas International e membro do Tractebel General Management Committee. Em 2003, ele também foi nomeado vice-presidente executivo da SUEZ. Em 2009 tornou-se vice-presidente executivo da GDF SUEZ. Em 2011 foi nomeado Presidente do International Power Board e, em 2013, também se tornou Conselheiro de Gérard Mestrallet, Presidente e CEO do GDF SUEZ. Em 2013 tornou-se CEO da linha de negócios da European Energy. Em 2015, aposentou-se da ENGIE e deixou o cargo de CEO da Electrabel. Atualmente é membro do Conselho de Administração e do Comitê Estratégico da Companhia; gestor da sua empresa Beeuwsaert Management CV e, desde 2014, também é membro do conselho da Tplus na Rússia e, desde 2017, vice-presidente do comitê de investimentos da AMEA em AbuDhabi.

Declara que: (i) não esteve sujeito, nos últimos cinco anos, a condenação criminal, a condenação em processo administrativo da CVM, do BACEN ou da SUSEP, e a condenação transitada em julgado, na esfera judicial ou objeto de decisão final administrativa, que o tenha suspendido ou inabilitado para prática de atividade profissional ou comercial; e (ii) não é considerado pessoa politicamente exposta, nos termos da Resolução CVM nº 50/21.
Declarou, ainda, que atende todos os critérios previsto no Regulamento do Novo Mercado, conforme definido no artigo 16, parágrafos 1º e 2º, para seu enquadramento como Conselheiro Independente.

Órgãos da Administração:

Órgão da Administração	Data da Eleição	Prazo do mandato	Cargo eletivo ocupado	Descrição de outro cargo/função	Data de posse	Foi eleito pelo controlador	Data de início do primeiro mandato
Conselho de Administração	25/04/2024	AGO 2026	Conselho de Adm. Independente (Efetivo)		25/04/2024	Sim	16/08/2000

Condenações:

Tipo de Condenação	Descrição da Condenação
N/A	N/A

Nome: EDUARDO ANTONIO GORI SATTAMINI **CPF:** 821.111.117-91 **Profissão:** Economista **Data de Nascimento:** 08/02/1965

Experiência Profissional: Eduardo Sattamini é formado em Economia pela Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro onde também completou o Mestrado de Administração de Empresas, com especialização em Finanças. Obteve o Grau de Mestre em Gestão (Master in Management) pela University of London onde cursou o Sloan Fellowship Master Programme. Trabalhou na área naval tendo exercido várias funções gerenciais em empresas de navegação, estaleiros e apoio marítimo, entre elas Diretor Superintendente da Metalnave S.A. e Diretor Financeiro das Indústrias Verolme-Ishibras S.A. Ingressou na ENGIE em 2000, onde atuou na área de gestão, desenvolvimento de negócios, e finanças. Ocupou os cargos de Diretor Financeiro da Energia Sustentável do Brasil, Diretor para LATAM da Tractebel Gás Engineering GmbH, Diretor de Óleo e Gás da Leme Engenharia Ltda, Gerente Sênior de Desenvolvimento de Negócios da GDF Suez Internacional, entre outros. Em 21 de dezembro de 2009, foi eleito Diretor Financeiro e de Relações com Investidores da ENGIE Brasil Energia. É membro titular do Conselho de Administração da Itá Energética S.A., da Transportadora Aliança de Gás -S.A – TAG, e da Energia Sustentável Do Brasil S.A. Exerce o cargo de Diretor-Presidente e de Relações com Investidores da ENGIE Brasil Energia S.A desde julho de 2016.
Declara que: (i) não esteve sujeito, nos últimos cinco anos, a condenação criminal, a condenação em processo administrativo da CVM, do BACEN ou da SUSEP, e a condenação transitada em julgado, na esfera judicial ou objeto de decisão final administrativa, que o tenha suspendido ou inabilitado para prática de atividade profissional ou comercial; e (ii) não é considerado pessoa politicamente exposta, nos termos da Resolução CVM nº 50/21.

Órgãos da Administração:

Órgão da Administração	Data da Eleição	Prazo do mandato	Cargo eletivo ocupado	Descrição de outro cargo/função	Data de posse	Foi eleito pelo controlador	Data de início do primeiro mandato
Diretoria	05/05/2022	04/05/2025	Diretor Presidente / Superintendente		05/05/2022	Sim	04/01/2010

Condenações:

Tipo de Condenação	Descrição da Condenação
N/A	N/A

Nome: EDUARDO TAKAMORI GUIYOTOKU **CPF:** 700.254.101-30 **Profissão:** Engenheiro **Data de Nascimento:** 30/01/1979

Experiência Profissional: Nascido em 30.01.1979, formado em Engenharia Elétrica pela Universidade Federal de Santa Catarina - UFSC, com especialização em Sistemas de Potência pela UFSC, MBA em Gestão Empresarial pela FGV – Fundação Getulio Vargas em Florianópolis/SC, aluno regular em Engenharia Elétrica no Institut National Polytechnique (INPT - ENSEEIHT), Toulouse – França, no período de janeiro de 1999 a janeiro de 2000. Iniciou sua carreira na Companhia em 2002, desde janeiro de 2018 até 31.05.2023 atuou como Gerente de Assuntos Regulatórios e de Mercado. No período de junho de 2013 a dezembro de 2017 foi AI&FA Manager na GDF Suez Latin America. No período de janeiro de 2013 a janeiro de 2019 foi membro do comitê de investimento da PREVIG, fundo de pensão dos empregados da Companhia. No período de março de 2019 a março de 2021 e de maio de 2022 a 2023 foi conselheiro da Abraceel – Associação Brasileira das Comercializadoras de Energia. Desde abril de 2019 é conselheiro da ABRATE - Associação Brasileira das Transmissoras de Energia e desde setembro de 2019 é conselheiro da Abeeólica – Associação Brasileira de Energia Eólica e Novas Tecnologias.
Declara que: (i) não esteve sujeito, nos últimos cinco anos, a condenação criminal, a condenação em processo administrativo da CVM, do BACEN ou da SUSEP, e a condenação transitada em julgado, na esfera judicial ou objeto de decisão final administrativa, que o tenha suspendido ou inabilitado para prática de atividade profissional ou comercial; e (ii) não é considerado pessoa politicamente exposta, nos termos da Resolução CVM nº 50/21

Órgãos da Administração:

Órgão da Administração	Data da Eleição	Prazo do mandato	Cargo eletivo ocupado	Descrição de outro cargo/função	Data de posse	Foi eleito pelo controlador	Data de início do primeiro mandato
Diretoria	08/08/2023	04/05/2025	Outros Diretores	Diretor Financeiro e de Relações com Investidores	01/09/2023	Sim	01/09/2023

Condenações:

Tipo de Condenação	Descrição da Condenação
N/A	N/A

Nome: FELISA DEL CARMEN ROS **Passaporte:** AAG542023 **Nacionalidade:** Argentina **Profissão:** Engenheira Civil **Data de Nascimento:** 13/07/1967

Experiência Profissional: Nascida em 13.07.1967, é engenheira civil. Em 1998 ingressou no Grupo ENGIE e em 2002 tornou-se Gerente de Operação e Manutenção na ENGIE Peru. Entre 2007 e 2013, no México, tornou-se Diretora Regional da ENGIE no Estado de Jalisco e depois foi promovida como Diretora de Atividades de Apoio na Sede Corporativa na Cidade do México. Em 2013 assumiu como Vice-Presidente de Operação das centrais elétricas entre México, Canadá e Estados Unidos. Em 2016, no Peru, atuou como Diretora de Operações da ENGIE Energia Peru. Em 2021 assumiu como Diretora de Operações da região Asia-Pacífico e em seguida, ocupou o cargo Vice-Presidente de Operação e Implementação de Projetos de Infraestrutura para a região das Américas da ENGIE. Em 2022 foi nomeada Diretora Nacional e de Operações de Transporte e Distribuição de Gás Natural na ENGIE México. Em 2024, foi nomeada como Diretora Regional de Networks das Américas, que inclui, México, Estados Unidos, Brasil, Peru e Chile.

Declara que: (i) não esteve sujeita, nos últimos cinco anos, a condenação criminal, a condenação em processo administrativo da CVM, do BACEN ou da SUSEP, e a condenação transitada em julgado, na esfera judicial ou objeto de decisão final administrativa, que a tenha suspendido ou inabilitado para prática de atividade profissional ou comercial; e (ii) não é considerada pessoa politicamente exposta, nos termos da Resolução CVM nº 50/21.

Órgãos da Administração:

Órgão da Administração	Data da Eleição	Prazo do mandato	Cargo eletivo ocupado	Descrição de outro cargo/função	Data de posse	Foi eleito pelo controlador	Data de início do primeiro mandato
Conselho de Administração	25/04/2024	AGO 2026	Conselho de Administração (Suplente)		25/04/2024	Sim	25/04/2024

Condenações:

Tipo de Condenação	Descrição da Condenação
N/A	N/A

Nome: GABRIEL MANN DOS SANTOS **CPF:** 983.371.819-15 **Profissão:** Engenheiro **Data de Nascimento:** 18/09/1975

Experiência Profissional: Nascido em 18.09.1975, é graduado em Engenharia Mecânica pela Universidade Federal de Santa Catarina (UFSC) e em Administração de Empresas pela Universidade do Estado de Santa Catarina (UDESC), mestre em Engenharia Mecânica (Ciências Térmicas) pela UFSC e possui MBA em Administração de Empresas pela Fundação Dom Cabral, em associação com a Kellog School of Management, EUA. Ingressou na então Gerasul (hoje ENGIE Brasil Energia S.A.) em 2001, onde trabalhou no departamento de Desenvolvimento de Negócios, com foco nos novos projetos de geração de energia, incluindo renováveis. Posteriormente, em 2009, gerenciou o departamento de Comercialização de Energia da empresa, sendo responsável pelas vendas e compras de energia no mercado livre e pelo atendimento e relacionamento com os clientes industriais e comerciais da empresa e com os demais agentes de mercado. De 2016 a 2018 foi Diretor Comercial e de Inovação da ENGIE Brasil Participações Ltda., holding do grupo no país, sendo responsável pelo desenvolvimento comercial dos segmentos de BtoC (negócios para clientes), BtoB (negócios para empresas), BtoT (negócios para cidades e territórios) e pelas atividades de Inovação da empresa no país. No segundo semestre de 2018 assumiu a Diretoria de Comercialização de Energia da ENGIE Brasil Energia S.A. sendo responsável pelas atividades de comercialização e trading de energia, inteligência de mercado e marketing.
Declara que: (i) não esteve sujeito, nos últimos cinco anos, a condenação criminal, a condenação em processo administrativo da CVM, do BACEN ou da SUSEP, e a condenação transitada em julgado, na esfera judicial ou objeto de decisão final administrativa, que o tenha suspendido ou inabilitado para prática de atividade profissional ou comercial; e (ii) não é considerado pessoa politicamente exposta, nos termos da Resolução CVM nº 50/21.

Órgãos da Administração:

Órgão da Administração	Data da Eleição	Prazo do mandato	Cargo eletivo ocupado	Descrição de outro cargo/função	Data de posse	Foi eleito pelo controlador	Data de início do primeiro mandato
Diretoria	05/05/2022	04/05/2025	Outros Diretores	Diretor de Comercialização de Energia	05/05/2022	Sim	08/08/2018

Condenações:

Tipo de Condenação	Descrição da Condenação
N/A	N/A

Nome: GIL DE METHODIO MARANHÃO NETO **CPF:** 734.574.937-15 **Profissão:** Engenheiro **Data de Nascimento:** 18/01/1963

Experiência Profissional:

Nascido em 18.01.1963, é Engenheiro Civil formado pela Veiga de Almeida, possui MBA em finanças pelo IBMEC. É membro do Comitê Executivo da ENGIE no Brasil, responsável pelas áreas de Comunicação, Meio Ambiente, Responsabilidade Social Corporativa e Carbono. Atua também na coordenação dessas áreas no hub regional da ENGIE da América do Sul. Juntou-se à ENGIE em 1996, quando ingressou na Tractebel Energy and Gas International, empresa com sede na Bélgica, como o gerente delegado para o Brasil. Trabalhou em diversas outras atividades, como desenvolvimento de negócios, fusões e aquisições, inovação, estratégia e relações comerciais e institucionais, além de conselhos de empresas da ENGIE no Brasil. Atualmente é suplente do Conselho de Administração da ENGIE Brasil Energia. É também membro eleito do Conselho de Administração da International Hydropower Association, membro do Conselho da Cidade do Rio de Janeiro, e Oficial da Ordem do Rei Leopoldo da Bélgica.

Declara que: (i) não esteve sujeito, nos últimos cinco anos, a condenação criminal, a condenação em processo administrativo da CVM, do BACEN ou da SUSEP, e a condenação transitada em julgado, na esfera judicial ou objeto de decisão final administrativa, que o tenha suspendido ou inabilitado para prática de atividade profissional ou comercial; e (ii) não é considerado pessoa politicamente exposta, nos termos da Resolução CVM nº 50/21.

Órgãos da Administração:

Órgão da Administração	Data da Eleição	Prazo do mandato	Cargo eletivo ocupado	Descrição de outro cargo/função	Data de posse	Foi eleito pelo controlador	Data de início do primeiro mandato
Conselho de Administração	25/04/2024	AGO 2026	Conselho de Administração (Suplente)		25/04/2024	Sim	26/04/2006

Condenações:

Tipo de Condenação	Descrição da Condenação
N/A	N/A

Nome: GUILHERME SLOVINSKI FERRARI **CPF:** 983.378.749-53 **Profissão:** Engenheiro **Data de Nascimento:** 28/10/1973

Experiência Profissional: Nascido em 28.10.1973, é formado em Engenharia Mecânica pela Universidade Federal de Santa Catarina (UFSC) e Graduação em Administração de Negócios pela Escola Superior de Administração e Gerência (ESAG)/Universidade do Estado de Santa Catarina (UDESC), MBA em Finanças pelo Instituto Brasileiro de Mercado de Capitais (IBMEC) e MBA Executivo pela Fundação Dom Cabral (FDC). Em sua carreira, atuou em áreas diversas antes de ingressar na Companhia, tendo desempenhado a função de Gerente Financeiro e em consultoria para o segmento cerâmico. Ingressou na Companhia em 2007, como Consultor de Desenvolvimento de Negócios, depois, ficou responsável pela Gerência de Desenvolvimento de Novos Negócios e atualmente, exerce o cargo de Diretor de Novos Negócios da ENGIE Brasil sendo também diretor de diversas empresas controladas da Companhia.
Declara que: (i) não esteve sujeito, nos últimos cinco anos, a condenação criminal, a condenação em processo administrativo da CVM, do BACEN ou da SUSEP, e a condenação transitada em julgado, na esfera judicial ou objeto de decisão final administrativa, que o tenha suspendido ou inabilitado para prática de atividade profissional ou comercial; e (ii) não é considerado pessoa politicamente exposta, nos termos da Resolução CVM nº 50/21.

Órgãos da Administração:

Órgão da Administração	Data da Eleição	Prazo do mandato	Cargo eletivo ocupado	Descrição de outro cargo/função	Data de posse	Foi eleito pelo controlador	Data de início do primeiro mandato
Diretoria	05/05/2022	04/05/2025	Outros Diretores	Diretor de Novos Negócios, Estratégia e Inovação	05/05/2022	Sim	15/08/2019

Condenações:

Tipo de Condenação	Descrição da Condenação
N/A	N/A

Nome: GUSTAVO HENRIQUE LABANCA NOVO **CPF:** 000.674.107-07 **Profissão:** Engenheiro **Data de Nascimento:** 05/03/1968

Experiência Profissional: Nascido em 05.03.1968, é formado em engenharia eletrônica pela Universidade Gama Filho com MBA Executivo pela COPPEAD (UFRJ) e Pós-Graduação em Avaliação de Empresas e Projetos pela FGV-RJ. Ingressou na ENGIE em 1998. Desde junho de 2019 é o CEO da TAG, tendo assumido em Julho/2021, o cargo de Chefe de Operações Brasil para GBU Networks (Unidade Global de Negócios Infraestrutura) na ENGIE. Foi Diretor de Desenvolvimento de Negócios da ENGIE Brasil, responsável pelo crescimento orgânico (greenfield projects) e inorgânico (M&A). Antes disso, ocupou os cargos de Gerente de Desenvolvimento de Negócios, Analista Financeiro, Gerente Financeiro Sênior, VP de Finanças e AIFA (Aquisição, Investimentos e Consultoria Financeira) e VP de Desenvolvimento de Negócios da ENGIE.
Labanca é graduado em Engenharia Eletrônica pela Universidade Gama Filho. Possui pós-graduação em Corporate Finance & Valuation pela Fundação Getúlio Vargas (FGV - RJ), em Engenharia Nuclear pela ABDAN / ABDIB / COPPE pela Universidade Federal do Rio de Janeiro (UFRJ) e MBA Executivo pela COPPEAD, escola de negócios da UFRJ.

Declara que: (i) não esteve sujeito, nos últimos cinco anos, a condenação criminal, a condenação em processo administrativo da CVM, do BACEN ou da SUSEP, e a condenação transitada em julgado, na esfera judicial ou objeto de decisão final administrativa, que o tenha suspendido ou inabilitado para prática de atividade profissional ou comercial; e (ii) não é considerado pessoa politicamente exposta, nos termos da Resolução CVM nº 50/21.

Órgãos da Administração:

Órgão da Administração	Data da Eleição	Prazo do mandato	Cargo eletivo ocupado	Descrição de outro cargo/função	Data de posse	Foi eleito pelo controlador	Data de início do primeiro mandato
Conselho de Administração	25/04/2024	AGO 2026	Conselho de Administração (Suplente)		25/04/2024	Sim	09/09/2019

Condenações:

Tipo de Condenação	Descrição da Condenação
N/A	N/A

Nome: JORGE MIGUEL DE BESSA MENEZES **CPF:** 837.714.927-34 **Profissão:** Contador **Data de Nascimento:** 24/01/1966

Experiência Profissional: Nascido em 24.01.1966, é formado em Ciências Contábeis, com MBA (Master in Business Administration), na área de controladoria e finanças e Analista de Sistemas (PUCRJ). Cursou, inglês na ILAC International, em Toronto (Canada). Atuou na Retiro Baixo Energética S.A (Cemig/Furnas) como Diretor Presidente e na Walter Heuer Auditores Independentes exerceu o cargo de gerente da área de auditoria. Atualmente, é auditor interno do Banco Clássico S.A.

Declara que: (i) não esteve sujeito, nos últimos cinco anos, a condenação criminal, a condenação em processo administrativo da CVM, do BACEN ou da SUSEP, e a condenação transitada em julgado, na esfera judicial ou objeto de decisão final administrativa, que o tenha suspendido ou inabilitado para prática de atividade profissional ou comercial; e (ii) não é considerado pessoa politicamente exposta, nos termos da Resolução CVM nº 50/21.

Órgãos da Administração:

Órgão da Administração	Data da Eleição	Prazo do mandato	Cargo eletivo ocupado	Descrição de outro cargo/função	Data de posse	Foi eleito pelo controlador	Data de início do primeiro mandato
Conselho Fiscal	25/04/2024	AGO 2025	C.F.(Suplent)Eleito p/Minor.Ordinaristas		25/04/2024	Não	26/04/2023

Condenações:

Tipo de Condenação	Descrição da Condenação
N/A	N/A

Nome: JOSÉ LUIZ JANSSON LAYDNER **CPF:** 481.767.029-00 **Profissão:** Engenheiro **Data de Nascimento:** 10/02/1961

Experiência Profissional: Nascido em 10.02.1961, é Engenheiro Mecânico formado pela Universidade Federal de Santa Catarina (UFSC), com MBA em Gestão Empresarial pela Fundação Dom Cabral (MG), Pós-MBA na Kellog Scholl of Management em conjunto com a Fundação Dom Cabral e o General Management Program do Centro Europeu de Educação Continuada (CEDEP/INSEAD), em Fontainebleau, na França. Iniciou suas atividades na Eletrosul em 1984 como responsável pelo setor de manutenção mecânica da Usina Termelétrica Alegrete e desde então, exerceu diversas funções naquela Companhia. Em 1999 tornou-se Gerente das Usinas Termelétricas William Arjona e Jorge Lacerda A. Em junho de 2003 passou a exercer o cargo de Gerente de Geração Térmica, responsável pelas Usinas Termelétricas da Companhia. Em novembro de 2008 foi eleito para exercer o cargo de Diretor de Comercialização e Negócios da Companhia e posteriormente Diretor de Comercialização de Energia, cargo que exerceu até outubro de 2011. De novembro de 2011 a 06.05.2016 exerceu o cargo de Diretor de Desenvolvimento e Implantação de Projetos da Companhia. Em 09.05.2016 assumiu o cargo de Diretor de Geração e, em 20 de janeiro de 2021, passou a ser Diretor de Operação da Companhia, cargo que ocupa até hoje. Atua, ainda, como Diretor de algumas Sociedades de Propósitos Específicos controladas pela Companhia.
Declara que: (i) não esteve sujeito, nos últimos cinco anos, a condenação criminal, a condenação em processo administrativo da CVM, do BACEN ou da SUSEP, e a condenação transitada em julgado, na esfera judicial ou objeto de decisão final administrativa, que o tenha suspendido ou inabilitado para prática de atividade profissional ou comercial; e (ii) não é considerado pessoa politicamente exposta, nos termos da Resolução CVM nº 50/21

Órgãos da Administração:

Órgão da Administração	Data da Eleição	Prazo do mandato	Cargo eletivo ocupado	Descrição de outro cargo/função	Data de posse	Foi eleito pelo controlador	Data de início do primeiro mandato
Diretoria	05/05/2022	04/05/2025	Outros Diretores	Diretor de Operação	05/05/2022	Sim	07/11/2008

Condenações:

Tipo de Condenação	Descrição da Condenação
N/A	N/A

Nome: KARIN KOOGAN BREITMAN **CPF:** 375.914.877-87 **Profissão:** Engenheira **Data de Nascimento:** 18/04/1969

Experiência Profissional:

Nascida em 18.04.1969, formada em Engenharia Elétrica pela Universidade do Estado do Rio de Janeiro, Mestre em Engenharia de Software pela Universidade Federal do Rio de Janeiro e Doutora em Ciências da Computação pela Pontifica Universidade Católica do Rio de Janeiro. Ao longo de sua carreira, foi professora de Ciência da Computação na PUC-Rio, onde liderou projetos em conjunto com a NASA, HP, IBM e Microsoft. Mais tarde, ela se juntou à EMC e atuou como cientista-chefe no centro de P&D por um período de quatro anos. Autora de mais de cem patentes combinadas (Microsoft, EMC e Dell), livros e artigos científicos. Já atuou no Conselho de Profissionais da ACM e como especialista na Comissão Europeia e do Ministério da Ciência, Tecnologia e Inovação no Brasil. É membro da Sociedade Brasileira de Computação, ACM e IEEE e atualmente atua no Conselho Consultivo Técnico da Research Data Alliance e da COPPEAD e é Diretora na Rio Tinto.

Declara que: (i) não esteve sujeita, nos últimos cinco anos, a condenação criminal, a condenação em processo administrativo da CVM, do BACEN ou da SUSEP, e a condenação transitada em julgado, na esfera judicial ou objeto de decisão final administrativa, que a tenha suspendido ou inabilitado para prática de atividade profissional ou comercial; e (ii) não é considerado pessoa politicamente exposta, nos termos da Resolução CVM nº 50/21.
Declarou, ainda, que atende todos os critérios previsto no Regulamento do Novo Mercado, conforme definido no artigo 16, parágrafos 1º e 2º, para seu enquadramento como Conselheiro Independente.

Órgãos da Administração:

Órgão da Administração	Data da Eleição	Prazo do mandato	Cargo eletivo ocupado	Descrição de outro cargo/função	Data de posse	Foi eleito pelo controlador	Data de início do primeiro mandato
Conselho de Administração	25/04/2024	AGO 2026	Conselho de Adm. Independente (Efetivo)		25/04/2024	Sim	11/04/2018

Condenações:

Tipo de Condenação	Descrição da Condenação
N/A	N/A

Nome: LUCIANA MOURA NABARRETE **CPF:** 132.089.078-42 **Profissão:** Analista de Sistemas **Data de Nascimento:** 25/12/1972

Experiência Profissional: Nascida em 25.12.1972, é Analista de Sistemas, possui formação em Processamento de Dados pela Universidade Presbiteriana Mackenzie (Mackenzie/SP), MBA em Gestão de Projetos pela Fundação Getúlio Vargas (FGV) e MBA Executivo pela Fundação Dom Cabral (FDC). Ingressou na Companhia em 2005, como coordenadora de Infraestrutura de TI e em seguida foi responsável pela gerência de Tecnologia da Informação e Digitalização, além de atuar como responsável pela Tecnologia da Informação na ENGIE Brasil como um todo. Ao longo de sua carreira, desenvolveu suas atividades em diversas funções relacionadas à Tecnologia da Informação e Projetos, atuando como especialista em infraestrutura de TI, coordenando equipes matriciais multifuncionais e gerenciando projetos de grande porte, tanto em empresas multinacionais em SP como em consultorias nas principais empresas no estado de Santa Catarina. Atualmente é Diretora de Pessoas, Processos e Sustentabilidade da ENGIE Brasil.
Declara que: (i) não esteve sujeita, nos últimos cinco anos, a condenação criminal, a condenação em processo administrativo da CVM, do BACEN ou da SUSEP, e a condenação transitada em julgado, na esfera judicial ou objeto de decisão final administrativa, que a tenha suspendido ou inabilitado para prática de atividade profissional ou comercial; e (ii) não é considerada pessoa politicamente exposta, nos termos da Resolução CVM nº 50/21.

Órgãos da Administração:

Órgão da Administração	Data da Eleição	Prazo do mandato	Cargo eletivo ocupado	Descrição de outro cargo/função	Data de posse	Foi eleito pelo controlador	Data de início do primeiro mandato
Diretoria	05/05/2022	04/05/2025	Outros Diretores	Diretora Administrativa	05/05/2022	Sim	01/11/2020

Condenações:

Tipo de Condenação	Descrição da Condenação
N/A	N/A

Nome: MANOEL ARLINDO ZARONI TORRES **CPF:** 115.116.056-34 **Profissão:** Engenheiro **Data de Nascimento:** 18/12/1949

Experiência Profissional:

Nascido em 18.12.1949, é Engenheiro Eletricista formado pela Escola Federal de Engenharia de Itajubá (MG) e Especialista em Administração Geral pelo CEDEP, associado ao INSEAD, em Fontainebleau, na França. Em 2015, participou do “Leading from the Chair” programme – INSEAD – França. De 1973 a 1998, trabalhou em Furnas Centrais Elétricas S.A. (Furnas), e em 1998, passou a integrar a diretoria da ENGIE Brasil Energia S.A., quando atuou como Diretor de Operação. De 1999 a 2016 exerceu o cargo de Diretor Presidente da Companhia e de algumas Sociedades de Propósitos Específicos (SPE) controladas pela Companhia. Foi membro do Conselho de Administração da Itá Energética S.A. e da Eternit; presidente do Conselho Plenário do Comitê Gestor do Consórcio Machadinho; e membro do Conselho Superior de Formulação Estratégica da Federação das Indústrias do Estado de Santa Catarina – FIESC. Atualmente é membro do Conselho de Administração da Companhia e da Energia Sustentável do Brasil.

Declara que: (i) não esteve sujeito, nos últimos cinco anos, a condenação criminal, a condenação em processo administrativo da CVM, do BACEN ou da SUSEP, e a condenação transitada em julgado, na esfera judicial ou objeto de decisão final administrativa, que o tenha suspendido ou inabilitado para prática de atividade profissional ou comercial; e (ii) não é considerado pessoa politicamente exposta, nos termos da Resolução CVM nº 50/21.
Declarou, ainda, que atende todos os critérios previsto no Regulamento do Novo Mercado, conforme definido no artigo 16, parágrafos 1º e 2º, para seu enquadramento como Conselheiro Independente.

Órgãos da Administração:

Órgão da Administração	Data da Eleição	Prazo do mandato	Cargo eletivo ocupado	Descrição de outro cargo/função	Data de posse	Foi eleito pelo controlador	Data de início do primeiro mandato
Conselho de Administração	25/04/2024	AGO 2026	Conselho de Adm. Independente (Suplente)		25/04/2024	Sim	29/09/1998

Condenações:

Tipo de Condenação	Descrição da Condenação
N/A	N/A

Nome: MANOEL EDUARDO BOUZAN DE ALMEIDA **CPF:** 269.006.377-87 **Profissão:** Contador **Data de Nascimento:** 03/04/1952

Experiência Profissional: Nascido em 03.04.1952, é Bacharel em Ciências Contábeis, formado em 1978 na Faculdades Integradas Simonsen, no Rio de Janeiro. Trabalhou no ramo da indústria de 1969 a junho de 1995 exercendo diversas funções administrativas, chegando ao cargo de gerente administrativo e contábil. No segundo semestre de 1995 foi convidado para exercer as funções de contador no projeto energético de Serra da Mesa, da empresa Serra da Mesa S.A., permanecendo até junho de 1998, onde se transferiu para o Grupo ENGIE, para trabalhar na holding como contador, onde permaneceu até a sua aposentadoria, no final de junho de 2011.

Declara que: (i) não esteve sujeito, nos últimos cinco anos, a condenação criminal, a condenação em processo administrativo da CVM, do BACEN ou da SUSEP, e a condenação transitada em julgado, na esfera judicial ou objeto de decisão final administrativa, que o tenha suspendido ou inabilitado para prática de atividade profissional ou comercial; e (ii) não é considerado pessoa politicamente exposta, nos termos da Resolução CVM nº 50/21.

Órgãos da Administração:

Órgão da Administração	Data da Eleição	Prazo do mandato	Cargo eletivo ocupado	Descrição de outro cargo/função	Data de posse	Foi eleito pelo controlador	Data de início do primeiro mandato
Conselho Fiscal	25/04/2024	AGO 2025	C.F.(Suplent)Eleito p/Controlador		25/04/2024	Sim	26/04/2006

Condenações:

Tipo de Condenação	Descrição da Condenação
N/A	N/A

Nome: MANOEL EDUARDO LIMA LOPES **CPF:** 046.227.237-00 **Profissão:** Contador **Data de Nascimento:** 07/07/1943

Experiência Profissional:

Nascido em 07.07.1943, é formado em Ciências Contábeis e Direito pela Universidade do Estado do Rio de Janeiro. Foi Auditor Geral e Superintendente de Contabilidade e Controle no Banco do Estado do Rio de Janeiro S.A. (BANERJ), consultor e diretor do Banco Clássico S.A. e Gerente de Controle da IRB – Brasil Resseguros S.A. Foi membro do Conselho Fiscal da Companhia até abril de 2020. Atualmente é diretor do Banco Clássico S.A. e membro suplente do Conselho Fiscal da Companhia do Gás do Rio de Janeiro. É membro do Comitê de Auditoria Estatutário da ENGIE Brasil Energia S.A. desde maio de 2020.

Declara que: (i) não esteve sujeito, nos últimos cinco anos, a condenação criminal, a condenação em processo administrativo da CVM, do BACEN ou da SUSEP, e a condenação transitada em julgado, na esfera judicial ou objeto de decisão final administrativa, que o tenha suspendido ou inabilitado para prática de atividade profissional ou comercial; e (ii) não é considerado pessoa politicamente exposta, nos termos da Resolução CVM nº 50/21.
Declarou, ainda, que atende todos os critérios previsto no Regulamento do Novo Mercado, conforme definido no artigo 16, parágrafos 1º e 2º, para seu enquadramento como Conselheiro Independente.

Órgãos da Administração:

Órgão da Administração	Data da Eleição	Prazo do mandato	Cargo eletivo ocupado	Descrição de outro cargo/função	Data de posse	Foi eleito pelo controlador	Data de início do primeiro mandato
Conselho de Administração	25/04/2024	AGO 2026	Conselho de Adm. Independente (Efetivo)		25/04/2024	Não	17/07/2020

Condenações:

Tipo de Condenação	Descrição da Condenação
N/A	N/A

Nome: MÁRCIO DAIAN NEVES **CPF:** 021.952.369-06 **Profissão:** Engenheiro **Data de Nascimento:** 24/04/1976

Experiência Profissional: Nascido em 24.04.1976, é formado em Engenharia Elétrica pela Universidade Federal de Santa Catarina, com 20 anos de experiência no segmento de energia elétrica, com MBAs em Gestão de Empresarial e Gerenciamento de Projeto; Executive MBA pela Fundação Dom Cabral; e especialização em Gestão de Pessoas pelo SENAC. Iniciou sua carreira na Companhia em 2000, quando coordenou a operação de Usinas Termelétricas; liderou a estruturação dos processos de gestão e operação das primeiras usinas a biomassa e eólicas; gerenciou a implantação de todos os parques eólicos em operação e a implantação do projeto de transmissão Gralha Azul. Em 2021 passou a ser Diretor de Implantação da Companhia.
Declara que: (i) não esteve sujeito, nos últimos cinco anos, a condenação criminal, a condenação em processo administrativo da CVM, do BACEN ou da SUSEP, e a condenação transitada em julgado, na esfera judicial ou objeto de decisão final administrativa, que o tenha suspendido ou inabilitado para prática de atividade profissional ou comercial; e (ii) não é considerado pessoa politicamente exposta, nos termos da Resolução CVM nº 50/21

Órgãos da Administração:

Órgão da Administração	Data da Eleição	Prazo do mandato	Cargo eletivo ocupado	Descrição de outro cargo/função	Data de posse	Foi eleito pelo controlador	Data de início do primeiro mandato
Diretoria	05/05/2022	04/05/2025	Outros Diretores	Diretor de Implantação	05/05/2022	Sim	20/01/2021

Condenações:

Tipo de Condenação	Descrição da Condenação
N/A	N/A

Nome: MARCOS KELLER AMBONI **CPF:** 910.214.729-72 **Profissão:** Engenheiro **Data de Nascimento:** 20/11/1974

Experiência Profissional: Nascido em 20.11.1974, é Engenheiro Eletricista, graduado e Mestre pela Universidade Federal de Santa Catarina (UFSC), possui MBAs em Gestão Empresarial, pela Fundação Getúlio Vargas (FGV) e Fundação Dom Cabral (FDC). Na Companhia, trabalhou de 2005 a 2011 na área de Planejamento Comercial. Em 2011, assumiu a Gerência de Regulação e Mercado, função que ocupou até 2017, quando ocupou a função de Gerente de Trading da EBE. A partir de 2019 assumiu a Diretoria de Regulação e Mercado da Companhia. Anteriormente desenvolveu atividades dentro do setor, tendo iniciado sua carreira no Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS).
Declara que: (i) não esteve sujeito, nos últimos cinco anos, a condenação criminal, a condenação em processo administrativo da CVM, do BACEN ou da SUSEP, e a condenação transitada em julgado, na esfera judicial ou objeto de decisão final administrativa, que o tenha suspendido ou inabilitado para prática de atividade profissional ou comercial; e (ii) não é considerado pessoa politicamente exposta, nos termos da Resolução CVM nº 50/21.

Órgãos da Administração:

Órgão da Administração	Data da Eleição	Prazo do mandato	Cargo eletivo ocupado	Descrição de outro cargo/função	Data de posse	Foi eleito pelo controlador	Data de início do primeiro mandato
Diretoria	05/05/2022	04/05/2025	Outros Diretores	Diretor de Regulação e Mercado	05/05/2022	Sim	01/10/2019

Condenações:

Tipo de Condenação	Descrição da Condenação
N/A	N/A

Nome: MAURÍCIO STOLLE BÄHR **CPF:** 748.528.847-49 **Profissão:** Engenheiro **Data de Nascimento:** 17/09/1957

Experiência Profissional: Nascido em 17.09.1957, é formado em Engenharia Mecânica pela Universidade Gama Filho (RJ) e em Análise de Sistemas pela Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro. Concluiu MBA pela COPPEAD - Universidade Federal do Rio de Janeiro (UFRJ), e Corporate Finance pela Universidade de Berkeley, nos Estados Unidos da América (EUA). Foi Diretor Financeiro da Serra da Mesa Energia S.A. e Diretor Financeiro da Nacional Energética S.A. Atualmente é responsável pela área de energia renovável da ENGIE na América Latina, CEO do Grupo ENGIE no Brasil e Presidente do Conselho de Administração Energia Sustentável do Brasil S.A.

Declara que: (i) não esteve sujeito, nos últimos cinco anos, a condenação criminal, a condenação em processo administrativo da CVM, do BACEN ou da SUSEP, e a condenação transitada em julgado, na esfera judicial ou objeto de decisão final administrativa, que o tenha suspendido ou inabilitado para prática de atividade profissional ou comercial; e (ii) não é considerado pessoa politicamente exposta, nos termos da Resolução CVM nº 50/21.

Órgãos da Administração:

Órgão da Administração	Data da Eleição	Prazo do mandato	Cargo eletivo ocupado	Descrição de outro cargo/função	Data de posse	Foi eleito pelo controlador	Data de início do primeiro mandato
Conselho de Administração	25/04/2024	AGO 2026	Presidente do Conselho de Administração		25/04/2024	Sim	29/09/1998

Condenações:

Tipo de Condenação	Descrição da Condenação
N/A	N/A

Nome: PAULO DE RESENDE SALGADO **CPF:** 161.008.917-00 **Profissão:** Economista **Data de Nascimento:** 02/07/1945

Experiência Profissional: Nascido em 02.07.1945, é formado em Ciências Econômicas pela Universidade Cândido Mendes do Rio de Janeiro, possui pós-graduação pela Fundação Getúlio Vargas (FGV) em Executivo Financeiro, MBA Programa de Desenvolvimento Gerencial e Capital Market FGV-AID-EUA. Foi Vice-Presidente do Citibank, Superintendente de Investimento no Banco Econômico de Investimentos S.A., Diretor de Underwriting e Privatização no Banco Nacional S.A., onde participou do projeto de privatização da Light e da Companhia Siderúrgica Nacional (CSN). Atuou, também, como Diretor da Nacional Energética S.A. e da IVEN S.A, e como Diretor Financeiro da Nacional Energética S.A.; como Consultor Econômico da Agenda Corretora de Câmbio e Valores Mobiliários Ltda.; e como membro do Conselho Fiscal da Companhia.

Declara que: (i) não esteve sujeito, nos últimos cinco anos, a condenação criminal, a condenação em processo administrativo da CVM, do BACEN ou da SUSEP, e a condenação transitada em julgado, na esfera judicial ou objeto de decisão final administrativa, que o tenha suspendido ou inabilitado para prática de atividade profissional ou comercial; e (ii) não é considerado pessoa politicamente exposta, nos termos da Resolução CVM nº 50/21.
Declarou, ainda, que atende todos os critérios previsto no Regulamento do Novo Mercado, conforme definido no artigo 16, parágrafos 1º e 2º, para seu enquadramento como Conselheiro Independente.

Órgãos da Administração:

Órgão da Administração	Data da Eleição	Prazo do mandato	Cargo eletivo ocupado	Descrição de outro cargo/função	Data de posse	Foi eleito pelo controlador	Data de início do primeiro mandato
Conselho de Administração	25/04/2024	AGO 2026	Conselho de Adm. Independente (Efetivo)		25/04/2024	Sim	11/04/2018

Condenações:

Tipo de Condenação	Descrição da Condenação
N/A	N/A

Nome: PAULO JORGE TAVARES ALMIRANTE **Passaporte:** C621425 **Nacionalidade:** França **Profissão:** Engenheiro **Data de Nascimento:** 24/08/1964

Experiência Profissional: Nascido em 24.08.1964, é engenheiro com mestrado em engenharia mecânica pela Universidade Técnica de Lisboa, diplomado em estudos de gestão pela Universidade Católica de Lisboa e participou do programa global de desenvolvimento de liderança da London Business School. Possui mais de 25 anos de experiência nas indústrias de energia elétrica e gás. De 2005 a 2013, foi diretor de PLC internacional da região ibérica, responsável pela gestão executiva de negócios em Portugal e Espanha; de 2013 até o início de 2016, foi CEO da Trustenergy, responsável pela gestão executiva dos negócios da ENGIE Europa em Portugal, e CEO da Portgás, concessionária para a implantação de uma rede de gás natural em 29 municípios portugueses; de 2016 a 2018, foi CEO da Business Unit Generation Europe e de 2018 a 2021 foi Diretor de Operações do Grupo. Atualmente Vice-Presidente Executivo Sênior encarregado de atividades renováveis – Gestão de Energia & Nuclear na ENGIE. Ainda, foi membro do comitê consultivo regulador de energia de Portugal e é vice-presidente da associação portuguesa de indústria de energia elétrica.

Declara que: (i) não esteve sujeito, nos últimos cinco anos, a condenação criminal, a condenação em processo administrativo da CVM, do BACEN ou da SUSEP, e a condenação transitada em julgado, na esfera judicial ou objeto de decisão final administrativa, que o tenha suspendido ou inabilitado para prática de atividade profissional ou comercial; e (ii) não é considerado pessoa politicamente exposta, nos termos da Resolução CVM nº 50/21.

Órgãos da Administração:

Órgão da Administração	Data da Eleição	Prazo do mandato	Cargo eletivo ocupado	Descrição de outro cargo/função	Data de posse	Foi eleito pelo controlador	Data de início do primeiro mandato
Conselho de Administração	25/04/2024	AGO 2026	Conselho de Administração (Efetivo)		25/04/2024	Sim	14/07/2016

Condenações:

Tipo de Condenação	Descrição da Condenação
N/A	N/A

Nome: PIERRE AUGUSTE GRATIEN LEBLANC **Passaporte:** 17EF48639 **Nacionalidade:** França **Profissão:** Administrador **Data de Nascimento:** 06/08/1967

Experiência Profissional:

Nascido em 06.08.1967, é administrador formado pela Bordeaux Business Management, França. Em 1991 foi Auditor na KPMG. A partir de 1995 exerceu alguns cargos na CARGILL e em 1999 tornou-se Diretor Financeiro. Em 2004 foi chefe da auditoria interna da GAZ DE FRANCE. Em 2008 desempenhou diversos cargos na GDF SUEZ e assumiu em 2012 o cargo de Vice-presidente de performance e tecnologia da informação. Em 2014 foi para a ENGIE B2C e foi Diretor Financeiro e Chefe de B2C. Em 2016 foi para a GBS e hoje atua como Chefe Global das finanças da GBS.

Declara que: (i) não esteve sujeito, nos últimos cinco anos, a condenação criminal, a condenação em processo administrativo da CVM, do BACEN ou da SUSEP, e a condenação transitada em julgado, na esfera judicial ou objeto de decisão final administrativa, que o tenha suspendido ou inabilitado para prática de atividade profissional ou comercial; e (ii) não é considerado pessoa politicamente exposta, nos termos da Resolução CVM nº 50/21.

Órgãos da Administração:

Órgão da Administração	Data da Eleição	Prazo do mandato	Cargo eletivo ocupado	Descrição de outro cargo/função	Data de posse	Foi eleito pelo controlador	Data de início do primeiro mandato
Conselho de Administração	25/04/2024	AGO 2026	Conselho de Administração (Suplente)		25/04/2024	Sim	25/04/2024

Condenações:

Tipo de Condenação	Descrição da Condenação
N/A	N/A

Nome: PIERRE JEAN BERNARD GUIOLLOT **Passaporte:** 12CE76848 **Nacionalidade:** França **Profissão:** Engenheiro **Data de Nascimento:** 21/04/1968

Experiência Profissional: Nascido em 21.04.1968, graduado em Serviços Públicos pela Sciences Po Paris. Ingressou na ENGIE em 1997, onde de 2004 até 2012 atuou como Head contábil na ENGIE S.A. Em 2013, tornou-se Diretor Financeiro da divisão internacional de energia da ENGIE S.A. e tornou-se Diretor Financeiro Adjunto do Grupo em 2016. Em julho de 2021, foi nomeado Diretor Financeiro da Unidade de Negócios Globais de Renováveis da ENGIE. Ele também é membro do Conselho da GTT, uma entidade listada na França.

Firmou declaração de que não sofreu qualquer: i) condenação criminal; ii) condenação em processo administrativo da CVM; ou iii) condenação transitada em julgado, na esfera judicial ou administrativa, que os tenham suspendidos ou inabilitados para a prática de qualquer atividade profissional ou comercial.

Órgãos da Administração:

Órgão da Administração	Data da Eleição	Prazo do mandato	Cargo eletivo ocupado	Descrição de outro cargo/função	Data de posse	Foi eleito pelo controlador	Data de início do primeiro mandato
Conselho de Administração	25/04/2024	AGO 2026	Conselho de Administração (Efetivo)		25/04/2024	Sim	14/04/2016

Condenações:

Tipo de Condenação	Descrição da Condenação
N/A	N/A

Nome: RAQUEL DA FONSECA CANTARINO **CPF:** 025.407.357-38 **Profissão:** Administradora **Data de Nascimento:** 16/10/1972

Experiência Profissional: Nascida em 16.10.1972, é formada em Direito pela Universidade Estácio de Sá e em Administração de Empresas pela Universidade Bennett, com Pós-Graduação em Gestão Financeira pela FGV. De 1991 a 1997 foi Analista de O&M na Federal de Seguros S.A. Atualmente é Diretora Vice-Presidente do Banco Clássico S.A., acompanhando e controlando as operações financeiras de compra e venda de papéis, renda fixa, bolsa de valores e fundo de investimento, obedecendo à política operacional determinada pela Presidência.

Declara que: (i) não esteve sujeita, nos últimos cinco anos, a condenação criminal, a condenação em processo administrativo da CVM, do BACEN ou da SUSEP, e a condenação transitada em julgado, na esfera judicial ou objeto de decisão final administrativa, que a tenha suspendido ou inabilitado para prática de atividade profissional ou comercial; e (ii) não é considerada pessoa politicamente exposta, nos termos da Resolução CVM nº 50/21. Declarou, ainda, que atende todos os critérios previsto no Regulamento do Novo Mercado, conforme definido no artigo 16, parágrafos 1º e 2º, para seu enquadramento como Conselheira Independente.

Órgãos da Administração:

Órgão da Administração	Data da Eleição	Prazo do mandato	Cargo eletivo ocupado	Descrição de outro cargo/função	Data de posse	Foi eleito pelo controlador	Data de início do primeiro mandato
Conselho de Administração	25/04/2024	AGO 2026	Conselho de Adm. Independente (Suplente)		25/04/2024	Não	09/09/2019

Condenações:

Tipo de Condenação	Descrição da Condenação
N/A	N/A

Nome: RUBENS JOSÉ NASCIMENTO **CPF:** 564.610.629-04 **Profissão:** Engenheiro **Data de Nascimento:** 11/12/1963

Experiência Profissional: Nascido em 11.12.1963, é formado em Engenharia Elétrica, pela Universidade Federal de Santa Catarina (UFSC), com MBA em Gestão Empresarial pela Fundação Getúlio Vargas (FGV) e Pós-graduação em Gestão da Qualidade e Produtividade pela Universidade do Sul de Santa Catarina (UNISUL). Iniciou carreira na Eletrosul, no ano de 1987, como engenheiro de Manutenção de Usina. Em 1998, com a migração para a Gerasul, passou a integrar o quadro do Departamento de Operação e Manutenção. Em 2000 passou a coordenar as ações de manutenção de Sistemas, com trabalhos de abrangência nacional. Em 2011 passou à condição de Gerente da Área de Manutenção de Sistemas da Tractebel Energia. Foi membro titular do Conselho Deliberativo da Previg Sociedade de Previdência Complementar, entidade patrocinadora da ENGIE Brasil Energia. Atualmente é Gerente da Unidade Organizacional Engenharia de Manutenção de Ativos de Sistemas da ENGIE Brasil Energia.

Declara que: (i) não esteve sujeito, nos últimos cinco anos, a condenação criminal, a condenação em processo administrativo da CVM, do BACEN ou da SUSEP, e a condenação transitada em julgado, na esfera judicial ou objeto de decisão final administrativa, que o tenha suspendido ou inabilitado para prática de atividade profissional ou comercial; e (ii) não é considerado pessoa politicamente exposta, nos termos da Resolução CVM nº 50/21.

Órgãos da Administração:

Órgão da Administração	Data da Eleição	Prazo do mandato	Cargo eletivo ocupado	Descrição de outro cargo/função	Data de posse	Foi eleito pelo controlador	Data de início do primeiro mandato
Conselho de Administração	25/04/2024	AGO 2026	Conselho de Administração (Efetivo)		25/04/2024	Sim	28/04/2020

Condenações:

Tipo de Condenação	Descrição da Condenação
N/A	N/A

Nome: SOPHIE BRIGITTE SYLVIANE ANGRAND QUARRÉ DE VERNEUIL **Passaporte:** 21EC15602 **Nacionalidade:** França **Profissão:** Geógrafa **Data de Nascimento:** 29/05/1980

Experiência Profissional: Nascida em 29.05.1980, geógrafa, iniciou sua carreira em 2004 como consultora de gestão na Capgemini Consulting, encarregada de projetos de transformação de RH para grandes grupos como BP, o grupo naval francês DCN e o Ministério da Defesa francês. Ela ingressou no Grupo em 2008 como Chefe de Planejamento de RH. Depois de contribuir durante cinco anos para a transformação das atividades BtoC na França, principalmente como Diretora de Atendimento ao Cliente, retornou à linha de RH em 2019, combinando as responsabilidades de Diretora de Recursos Humanos e Comunicação para BU France Networks. Em janeiro de 2020, ingressou na ENGIE Solutions como Diretora de Transformação, também responsável pela estratégia e comunicação. Em 2021, ela foi nomeada Diretora de Recursos Humanos, Comunicação e Saúde e Segurança para GBU Networks e, em maio de 2023, assumiu seu cargo atual como VP de RH para a América do Sul e Chefe de RH no Brasil.

Declara que: (i) não esteve sujeito, nos últimos cinco anos, a condenação criminal, a condenação em processo administrativo da CVM, do BACEN ou da SUSEP, e a condenação transitada em julgado, na esfera judicial ou objeto de decisão final administrativa, que o tenha suspendido ou inabilitado para prática de atividade profissional ou comercial; e (ii) não é considerado pessoa politicamente exposta, nos termos da Resolução CVM nº 50/21.

Órgãos da Administração:

Órgão da Administração	Data da Eleição	Prazo do mandato	Cargo eletivo ocupado	Descrição de outro cargo/função	Data de posse	Foi eleito pelo controlador	Data de início do primeiro mandato
Conselho de Administração	25/04/2024	AGO 2026	Conselho de Administração (Efetivo)		25/04/2024	Sim	25/04/2024

Condenações:

Tipo de Condenação	Descrição da Condenação
N/A	N/A

Nome: SYLVIE MARIE VICENTE EP. CREDOT **Passaporte:** 21CK23382 **Nacionalidade:** Itália **Profissão:** Advogada **Data de Nascimento:** 16/11/1976

Experiência Profissional: Nascida em 16.11.1976, é formada em Direito com aprovação ao equivalente exame da Ordem dos Advogados em Paris em 2003. De 2013 a 2018, Conselheira Geral e Diretora de Ética, Secretária Corporativa e Diretora de RH da Storengy, sociedade responsável pela atividade de Armazenamento Subterrâneo de Gás do Grupo ENGIE. De 2018 a julho de 2021, Conselheira Geral e Diretora de Ética da ENGIE GBS Legal. Atualmente é Diretora Jurídica e de Ética da Unidade de Negócios Globais de Renováveis do Grupo ENGIE.

Declara que: (i) não esteve sujeita, nos últimos cinco anos, a condenação criminal, a condenação em processo administrativo da CVM, do BACEN ou da SUSEP, e a condenação transitada em julgado, na esfera judicial ou objeto de decisão final administrativa, que a tenha suspendido ou inabilitado para prática de atividade profissional ou comercial; e (ii) não é considerada pessoa politicamente exposta, nos termos da Resolução CVM nº 50/21.

Órgãos da Administração:

Órgão da Administração	Data da Eleição	Prazo do mandato	Cargo eletivo ocupado	Descrição de outro cargo/função	Data de posse	Foi eleito pelo controlador	Data de início do primeiro mandato
Conselho de Administração	25/04/2024	AGO 2026	Conselho de Administração (Suplente)		25/04/2024	Sim	23/09/2021

Condenações:

Tipo de Condenação	Descrição da Condenação
N/A	N/A

Nome: VESPASIANO PINTO SALERNO **CPF:** 552.435.097-87 **Profissão:** Contador **Data de Nascimento:** 25/01/1960

Experiência Profissional: Nascido em 25.01.1960. Formado em Ciências Contábeis pela Universidade Gama Filho, com Pós-Graduação em Comércio Exterior pela Fundação de Comércio Exterior, com cursos de extensão profissional no Ibmec, FGV, ESAD, FEBRABAN e KPMG (Centro de Treinamento BNSA), especializou-se na avaliação financeira, operacional, contábil, Análise e Auditoria de Riscos de Crédito e Valuation de empresas em negócios que envolvam a captação de recursos nos diversos mercados, para investimentos operacionais, capitalização ou rentabilização ou cobertura de seu caixa.

Declara que: (i) não esteve sujeito, nos últimos cinco anos, a condenação criminal, a condenação em processo administrativo da CVM, do BACEN ou da SUSEP, e a condenação transitada em julgado, na esfera judicial ou objeto de decisão final administrativa, que o tenha suspendido ou inabilitado para prática de atividade profissional ou comercial; e (ii) não é considerado pessoa politicamente exposta, nos termos da Resolução CVM nº 50/21.

Órgãos da Administração:

Órgão da Administração	Data da Eleição	Prazo do mandato	Cargo eletivo ocupado	Descrição de outro cargo/função	Data de posse	Foi eleito pelo controlador	Data de início do primeiro mandato
Conselho Fiscal	25/04/2024	AGO 2025	C.F.(Suplent)Eleito p/Controlador		25/04/2024	Sim	28/04/2020

Condenações:

Tipo de Condenação	Descrição da Condenação
N/A	N/A

Nome: WALTAMIR BARREIROS **CPF:** 242.690.507-72 **Profissão:** Contador **Data de Nascimento:** 04/08/1953

Experiência Profissional: Nascido em 04.08.1953, é formado em Ciências Contábeis pela Universidade Federal de Santa Catarina (UFSC) e pós-graduado em Auditoria pela UFSC. É também presidente do Conselho Fiscal da Energia Sustentável do Brasil (ESBR), desde maio de 2008, membro da Academia Catarinense de Ciências Contábeis, da qual foi Diretor Financeiro e Diretor de Patrimônio. Trabalhou na Eletrosul – empresa que deu origem à Gerasul em 1997, atual ENGIE Brasil Energia - de março de 1975 a dezembro de 1997, em diversas funções na área contábil/tributária e no cargo de Gerente do Departamento de Contabilidade. Foi Gerente do Departamento de Contabilidade da ENGIE Brasil Energia de dezembro de 1997 a maio de 2005, e Gerente do Departamento de Governança Tributária, de maio de 2005 a abril de 2014. Foi professor do Departamento de Ciências Contábeis da Universidade Federal de Santa Catarina (UFSC), em regime 20 horas, de agosto de 1985 a fevereiro de 2015. Foi Conselheiro Titular do Conselho Administrativo de Recursos Fiscais (CARF), de setembro de 2015 a agosto de 2016, membro da Câmara de Assuntos Tributários e Legislativos da Federação das Indústrias do Estado de Santa Catarina (FIESC), e membro Titular do Conselho Fiscal da Fundação Eletrosul de Previdência e Assistência Social (ELOS), do Centro de Pesquisas de Energia Elétrica (Cepel) e da Associação Brasileira de Concessionárias de Energia (ABCE).

Declara que: (i) não esteve sujeito, nos últimos cinco anos, a condenação criminal, a condenação em processo administrativo da CVM, do BACEN ou da SUSEP, e a condenação transitada em julgado, na esfera judicial ou objeto de decisão final administrativa, que o tenha suspendido ou inabilitado para prática de atividade profissional ou comercial; e (ii) não é considerado pessoa politicamente exposta, nos termos da Resolução CVM nº 50/21.

Órgãos da Administração:

Órgão da Administração	Data da Eleição	Prazo do mandato	Cargo eletivo ocupado	Descrição de outro cargo/função	Data de posse	Foi eleito pelo controlador	Data de início do primeiro mandato
Conselho Fiscal	25/04/2024	AGO 2025	Pres. C.F.Eleito p/Controlador		25/04/2024	Sim	11/04/2018

Condenações:

Tipo de Condenação	Descrição da Condenação
N/A	N/A

7.4 Composição dos comitês

Nome: CARLA CARVALHO DE CARVALHO **CPF:** 863.499.377-91 **Profissão:** Advogada **Data de Nascimento:** 18/12/1965

Experiência Profissional:

Nascida em 18.12.1965, Advogada, formada pela Universidade Federal Fluminense - UFF, Pós-graduada em Direito Tributário pela Universidade Estácio de Sá; MBA Executivo pela COPPEAD-UFRJ e Pósgraduada em Direito Civil pela Escola Superior de Advocacia da OAB/RJ. Foi assessora das Áreas de Mercado Financeiro, Mercado de Capitais e Corporate Finance do Banco Nacional S.A.; assessora da Controladoria do Banco Boa Vista; assessora jurídica da Serra da Mesa Energia S.A. na implantação da UHE Serra da Mesa; e Superintendente Jurídica da GDF Suez Energy Brasil Ltda. e foi membro do Comitê de Meio Ambiente da Câmara França Brasil. É membro do Comitê de Auditoria da Engie Brasil Energia S.A. desde maio de 2020, e foi reeleita membro do Comitê de Auditoria em maio de 2022.
Declara que: (i) não esteve sujeita, nos últimos cinco anos, a condenação criminal, a condenação em processo administrativo da CVM, do BACEN ou da SUSEP, e a condenação transitada em julgado, na esfera judicial ou objeto de decisão final administrativa, que a tenha suspendido ou inabilitado para prática de atividade profissional ou comercial; e (ii) não é considerada pessoa politicamente exposta, nos termos da Resolução CVM nº 50/21.

Comitês:

Tipo comitê	Tipo auditoria	Cargo ocupado	Data posse	Prazo mandato	Descrição de outros comitês	Descrição de outro cargo/função	Data da eleição	Foi eleito pelo controlador	Data de início do primeiro mandato
Comitê de Auditoria	Comitê de Auditoria Estatuário aderente a Resolução CVM nº 23/21	Membro do Comitê (Efetivo)	05/05/2022	04/05/2024			05/05/2022	Sim	14/05/2020

Condenações:

Tipo de Condenação	Descrição da Condenação
N/A	N/A

Nome: DIRK ACHIEL MARC BEEUWSAERT **Passaporte:** EP293989 **Nacionalidade:** Bélgica **Profissão:** Engenheiro **Data de Nascimento:** 14/01/1948

Experiência Profissional:

Nascido em 14.01.1948, é Engenheiro Mecânico e Eletricista formado pela Universidade de Ghent (Bélgica). Participou do Programa de Gestão CEDEP em Fontainebleau, França. Em 1990 foi Chefe da geração convencional da Electrabel e foi nomeado para o Comitê de Gestão Electrabel e como Presidente do Conselho de Trabalho e Recybel, e diretor de várias empresas. Em 2000 tornou-se CEO da Tractebel Electricity & Gas International e membro do Tractebel General Management Committee. Em 2003, ele também foi nomeado vice-presidente executivo da SUEZ. Em 2009 tornou-se vice-presidente executivo da GDF SUEZ. Em 2011 foi nomeado Presidente do International Power Board e, em 2013, também se tornou Conselheiro de Gérard Mestrallet, Presidente e CEO do GDF SUEZ. Em 2013 tornou-se CEO da linha de negócios da European Energy. Em 2015, aposentou-se da ENGIE e deixou o cargo de CEO da Electrabel. Atualmente é membro do Conselho de Administração e do Comitê Estratégico da Companhia; gestor da sua empresa Beeuwsaert Management CV e, desde 2014, também é membro do conselho da Tplus na Rússia e, desde 2017, vice-presidente do comitê de investimentos da AMEA em AbuDhabi.

Declara que: (i) não esteve sujeito, nos últimos cinco anos, a condenação criminal, a condenação em processo administrativo da CVM, do BACEN ou da SUSEP, e a condenação transitada em julgado, na esfera judicial ou objeto de decisão final administrativa, que o tenha suspendido ou inabilitado para prática de atividade profissional ou comercial; e (ii) não é considerado pessoa politicamente exposta, nos termos da Resolução CVM nº 50/21.
Declarou, ainda, que atende todos os critérios previsto no Regulamento do Novo Mercado, conforme definido no artigo 16, parágrafos 1º e 2º, para seu enquadramento como Conselheiro Independente.

Comitês:

Tipo comitê	Tipo auditoria	Cargo ocupado	Data posse	Prazo mandato	Descrição de outros comitês	Descrição de outro cargo/função	Data da eleição	Foi eleito pelo controlador	Data de início do primeiro mandato
Outros Comitês		Membro do Comitê (Efetivo)	15/03/2001	Indeterminado	Comitê Estratégico		15/03/2001	Sim	15/03/2001

Condenações:

Tipo de Condenação	Descrição da Condenação
N/A	N/A

Nome: EDUARDO ANTONIO GORI SATTAMINI **CPF:** 821.111.117-91 **Profissão:** Economista **Data de Nascimento:** 08/02/1965

Experiência Profissional:

Eduardo Sattamini é formado em Economia pela Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro onde também completou o Mestrado de Administração de Empresas, com especialização em Finanças. Obteve o Grau de Mestre em Gestão (Master in Management) pela University of London onde cursou o Sloan Fellowship Master Programme. Trabalhou na área naval tendo exercido várias funções gerenciais em empresas de navegação, estaleiros e apoio marítimo, entre elas Diretor Superintendente da Metalnave S.A. e Diretor Financeiro das Indústrias Verolme-Ishibras S.A. Ingressou na ENGIE em 2000, onde atuou na área de gestão, desenvolvimento de negócios, e finanças. Ocupou os cargos de Diretor Financeiro da Energia Sustentável do Brasil, Diretor para LATAM da Tractebel Gás Engineering GmbH, Diretor de Óleo e Gás da Leme Engenharia Ltda, Gerente Sênior de Desenvolvimento de Negócios da GDF Suez Internacional, entre outros. Em 21 de dezembro de 2009, foi eleito Diretor Financeiro e de Relações com Investidores da ENGIE Brasil Energia. É membro titular do Conselho de Administração da Itá Energética S.A., da Transportadora Aliança de Gás -S.A – TAG, e da Energia Sustentável Do Brasil S.A. Exerce o cargo de Diretor-Presidente e de Relações com Investidores da ENGIE Brasil Energia S.A desde julho de 2016.
Declara que: (i) não esteve sujeito, nos últimos cinco anos, a condenação criminal, a condenação em processo administrativo da CVM, do BACEN ou da SUSEP, e a condenação transitada em julgado, na esfera judicial ou objeto de decisão final administrativa, que o tenha suspendido ou inabilitado para prática de atividade profissional ou comercial; e (ii) não é considerado pessoa politicamente exposta, nos termos da Resolução CVM nº 50/21.

Comitês:

Tipo comitê	Tipo auditoria	Cargo ocupado	Data posse	Prazo mandato	Descrição de outros comitês	Descrição de outro cargo/função	Data da eleição	Foi eleito pelo controlador	Data de início do primeiro mandato
Outros Comitês		Outros	12/09/2016	Indeterminado	Coordenador do Comitê Estratégico	Diretor Presidente e Relações com Investidores e responsável pela área de Auditoria Interna.	12/09/2016	Sim	12/09/2016

Condenações:

Tipo de Condenação	Descrição da Condenação
N/A	N/A

Nome: EDUARDO TAKAMORI GUIYOTOKU **CPF:** 700.254.101-30 **Profissão:** Engenheiro **Data de Nascimento:** 30/01/1979

Experiência Profissional:

Nascido em 30.01.1979, formado em Engenharia Elétrica pela Universidade Federal de Santa Catarina - UFSC, com especialização em Sistemas de Potência pela UFSC, MBA em Gestão Empresarial pela FGV – Fundação Getulio Vargas em Florianópolis/SC, aluno regular em Engenharia Elétrica no Institut National Polytechnique (INPT - ENSEEIHT), Toulouse – França, no período de janeiro de 1999 a janeiro de 2000. Iniciou sua carreira na Companhia em 2002, desde janeiro de 2018 até 31.05.2023 atuou como Gerente de Assuntos Regulatórios e de Mercado. No período de junho de 2013 a dezembro de 2017 foi AI&FA Manager na GDF Suez Latin America. No período de janeiro de 2013 a janeiro de 2019 foi membro do comitê de investimento da PREVIG, fundo de pensão dos empregados da Companhia. No período de março de 2019 a março de 2021 e de maio de 2022 a 2023 foi conselheiro da Abraceel – Associação Brasileira das Comercializadoras de Energia. Desde abril de 2019 é conselheiro da ABRATE - Associação Brasileira das Transmissoras de Energia e desde setembro de 2019 é conselheiro da Abeeólica – Associação Brasileira de Energia Eólica e Novas Tecnologias.
Declara que: (i) não esteve sujeito, nos últimos cinco anos, a condenação criminal, a condenação em processo administrativo da CVM, do BACEN ou da SUSEP, e a condenação transitada em julgado, na esfera judicial ou objeto de decisão final administrativa, que o tenha suspendido ou inabilitado para prática de atividade profissional ou comercial; e (ii) não é considerado pessoa politicamente exposta, nos termos da Resolução CVM nº 50/21

Comitês:

Tipo comitê	Tipo auditoria	Cargo ocupado	Data posse	Prazo mandato	Descrição de outros comitês	Descrição de outro cargo/função	Data da eleição	Foi eleito pelo controlador	Data de início do primeiro mandato
Comitê Financeiro		Membro do Comitê (Efetivo)	01/06/2023	Indeterminado			01/06/2023	Sim	01/06/2023

Condenações:

Tipo de Condenação	Descrição da Condenação
N/A	N/A

Nome: GUSTAVO HENRIQUE LABANCA NOVO **CPF:** 000.674.107-07 **Profissão:** Engenheiro **Data de Nascimento:** 05/03/1968

Experiência Profissional:

Nascido em 05.03.1968, é formado em engenharia eletrônica pela Universidade Gama Filho com MBA Executivo pela COPPEAD (UFRJ) e Pós-Graduação em Avaliação de Empresas e Projetos pela FGV-RJ. Ingressou na ENGIE em 1998. Desde junho de 2019 é o CEO da TAG, tendo assumido em Julho/2021, o cargo de Chefe de Operações Brasil para GBU Networks (Unidade Global de Negócios Infraestrutura) na ENGIE. Foi Diretor de Desenvolvimento de Negócios da ENGIE Brasil, responsável pelo crescimento orgânico (greenfield projects) e inorgânico (M&A). Antes disso, ocupou os cargos de Gerente de Desenvolvimento de Negócios, Analista Financeiro, Gerente Financeiro Sênior, VP de Finanças e AIFA (Aquisição, Investimentos e Consultoria Financeira) e VP de Desenvolvimento de Negócios da ENGIE.
Labanca é graduado em Engenharia Eletrônica pela Universidade Gama Filho. Possui pós-graduação em Corporate Finance & Valuation pela Fundação Getúlio Vargas (FGV - RJ), em Engenharia Nuclear pela ABDAN / ABDIB / COPPE pela Universidade Federal do Rio de Janeiro (UFRJ) e MBA Executivo pela COPPEAD, escola de negócios da UFRJ.

Declara que: (i) não esteve sujeito, nos últimos cinco anos, a condenação criminal, a condenação em processo administrativo da CVM, do BACEN ou da SUSEP, e a condenação transitada em julgado, na esfera judicial ou objeto de decisão final administrativa, que o tenha suspendido ou inabilitado para prática de atividade profissional ou comercial; e (ii) não é considerado pessoa politicamente exposta, nos termos da Resolução CVM nº 50/21.

Comitês:

Tipo comitê	Tipo auditoria	Cargo ocupado	Data posse	Prazo mandato	Descrição de outros comitês	Descrição de outro cargo/função	Data da eleição	Foi eleito pelo controlador	Data de início do primeiro mandato
Outros Comitês		Membro do Comitê (Efetivo)	05/05/2016	Indeterminado	Comitê Estratégico		05/05/2016	Sim	05/05/2016

Condenações:

Tipo de Condenação	Descrição da Condenação
N/A	N/A

Nome: MANOEL EDUARDO LIMA LOPES **CPF:** 046.227.237-00 **Profissão:** Contador **Data de Nascimento:** 07/07/1943

Experiência Profissional:

Nascido em 07.07.1943, é formado em Ciências Contábeis e Direito pela Universidade do Estado do Rio de Janeiro. Foi Auditor Geral e Superintendente de Contabilidade e Controle no Banco do Estado do Rio de Janeiro S.A. (BANERJ), consultor e diretor do Banco Clássico S.A. e Gerente de Controle da IRB – Brasil Resseguros S.A. Foi membro do Conselho Fiscal da Companhia até abril de 2020. Atualmente é diretor do Banco Clássico S.A. e membro suplente do Conselho Fiscal da Companhia do Gás do Rio de Janeiro. É membro do Comitê de Auditoria Estatutário da ENGIE Brasil Energia S.A. desde maio de 2020.

Declara que: (i) não esteve sujeito, nos últimos cinco anos, a condenação criminal, a condenação em processo administrativo da CVM, do BACEN ou da SUSEP, e a condenação transitada em julgado, na esfera judicial ou objeto de decisão final administrativa, que o tenha suspendido ou inabilitado para prática de atividade profissional ou comercial; e (ii) não é considerado pessoa politicamente exposta, nos termos da Resolução CVM nº 50/21.
Declarou, ainda, que atende todos os critérios previsto no Regulamento do Novo Mercado, conforme definido no artigo 16, parágrafos 1º e 2º, para seu enquadramento como Conselheiro Independente.

Comitês:

Tipo comitê	Tipo auditoria	Cargo ocupado	Data posse	Prazo mandato	Descrição de outros comitês	Descrição de outro cargo/função	Data da eleição	Foi eleito pelo controlador	Data de início do primeiro mandato
Comitê de Auditoria	Comitê de Auditoria Estatuário aderente a Resolução CVM nº 23/21	Membro do Comitê (Efetivo)	05/05/2022	04/05/2024			05/05/2022	Sim	05/05/2022

Condenações:

Tipo de Condenação	Descrição da Condenação
N/A	N/A

Nome: MAURÍCIO STOLLE BÄHR **CPF:** 748.528.847-49 **Profissão:** Engenheiro **Data de Nascimento:** 17/09/1957

Experiência Profissional:

Nascido em 17.09.1957, é formado em Engenharia Mecânica pela Universidade Gama Filho (RJ) e em Análise de Sistemas pela Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro. Concluiu MBA pela COPPEAD - Universidade Federal do Rio de Janeiro (UFRJ), e Corporate Finance pela Universidade de Berkeley, nos Estados Unidos da América (EUA). Foi Diretor Financeiro da Serra da Mesa Energia S.A. e Diretor Financeiro da Nacional Energética S.A. Atualmente é responsável pela área de energia renovável da ENGIE na América Latina, CEO do Grupo ENGIE no Brasil e Presidente do Conselho de Administração Energia Sustentável do Brasil S.A.

Declara que: (i) não esteve sujeito, nos últimos cinco anos, a condenação criminal, a condenação em processo administrativo da CVM, do BACEN ou da SUSEP, e a condenação transitada em julgado, na esfera judicial ou objeto de decisão final administrativa, que o tenha suspendido ou inabilitado para prática de atividade profissional ou comercial; e (ii) não é considerado pessoa politicamente exposta, nos termos da Resolução CVM nº 50/21.

Comitês:

Tipo comitê	Tipo auditoria	Cargo ocupado	Data posse	Prazo mandato	Descrição de outros comitês	Descrição de outro cargo/função	Data da eleição	Foi eleito pelo controlador	Data de início do primeiro mandato
Outros Comitês		Membro do Comitê (Efetivo)	25/06/1999	Indeterminado	Comitê Estratégico		25/06/1999	Sim	25/06/1999

Condenações:

Tipo de Condenação	Descrição da Condenação
N/A	N/A

Nome: PAULO DE RESENDE SALGADO **CPF:** 161.008.917-00 **Profissão:** Economista **Data de Nascimento:** 02/07/1945

Experiência Profissional:

Nascido em 02.07.1945, é formado em Ciências Econômicas pela Universidade Cândido Mendes do Rio de Janeiro, possui pós-graduação pela Fundação Getúlio Vargas (FGV) em Executivo Financeiro, MBA Programa de Desenvolvimento Gerencial e Capital Market FGV-AID-EUA. Foi Vice-Presidente do Citibank, Superintendente de Investimento no Banco Econômico de Investimentos S.A., Diretor de Underwriting e Privatização no Banco Nacional S.A., onde participou do projeto de privatização da Light e da Companhia Siderúrgica Nacional (CSN). Atuou, também, como Diretor da Nacional Energética S.A. e da IVEN S.A, e como Diretor Financeiro da Nacional Energética S.A.; como Consultor Econômico da Agenda Corretora de Câmbio e Valores Mobiliários Ltda.; e como membro do Conselho Fiscal da Companhia.

Declara que: (i) não esteve sujeito, nos últimos cinco anos, a condenação criminal, a condenação em processo administrativo da CVM, do BACEN ou da SUSEP, e a condenação transitada em julgado, na esfera judicial ou objeto de decisão final administrativa, que o tenha suspendido ou inabilitado para prática de atividade profissional ou comercial; e (ii) não é considerado pessoa politicamente exposta, nos termos da Resolução CVM nº 50/21.
Declarou, ainda, que atende todos os critérios previsto no Regulamento do Novo Mercado, conforme definido no artigo 16, parágrafos 1º e 2º, para seu enquadramento como Conselheiro Independente.

Comitês:

Tipo comitê	Tipo auditoria	Cargo ocupado	Data posse	Prazo mandato	Descrição de outros comitês	Descrição de outro cargo/função	Data da eleição	Foi eleito pelo controlador	Data de início do primeiro mandato
Comitê de Auditoria	Comitê de Auditoria Estatuário aderente a Resolução CVM nº 23/21	Outros	05/05/2022	04/05/2024		Coordenador do Comitê de Auditoria e Membro efetivo do Conselho de Adm. Independente	05/05/2022	Sim	14/05/2020

Condenações:

Tipo de Condenação	Descrição da Condenação
N/A	N/A

Nome: PAULO JORGE TAVARES ALMIRANTE **Passaporte:** C621425 **Nacionalidade:** França **Profissão:** Engenheiro **Data de Nascimento:** 24/08/1964

Experiência Profissional:

Nascido em 24.08.1964, é engenheiro com mestrado em engenharia mecânica pela Universidade Técnica de Lisboa, diplomado em estudos de gestão pela Universidade Católica de Lisboa e participou do programa global de desenvolvimento de liderança da London Business School. Possui mais de 25 anos de experiência nas indústrias de energia elétrica e gás. De 2005 a 2013, foi diretor de PLC internacional da região ibérica, responsável pela gestão executiva de negócios em Portugal e Espanha; de 2013 até o início de 2016, foi CEO da Trustenergy, responsável pela gestão executiva dos negócios da ENGIE Europa em Portugal, e CEO da Portgás, concessionária para a implantação de uma rede de gás natural em 29 municípios portugueses; de 2016 a 2018, foi CEO da Business Unit Generation Europe e de 2018 a 2021 foi Diretor de Operações do Grupo. Atualmente Vice-Presidente Executivo Sênior encarregado de atividades renováveis – Gestão de Energia & Nuclear na ENGIE. Ainda, foi membro do comitê consultivo regulador de energia de Portugal e é vice-presidente da associação portuguesa de indústria de energia elétrica.

Declara que: (i) não esteve sujeito, nos últimos cinco anos, a condenação criminal, a condenação em processo administrativo da CVM, do BACEN ou da SUSEP, e a condenação transitada em julgado, na esfera judicial ou objeto de decisão final administrativa, que o tenha suspendido ou inabilitado para prática de atividade profissional ou comercial; e (ii) não é considerado pessoa politicamente exposta, nos termos da Resolução CVM nº 50/21.

Comitês:

Tipo comitê	Tipo auditoria	Cargo ocupado	Data posse	Prazo mandato	Descrição de outros comitês	Descrição de outro cargo/função	Data da eleição	Foi eleito pelo controlador	Data de início do primeiro mandato
Outros Comitês		Membro do Comitê (Efetivo)	24/07/2016	Indeterminado	Comitê Estratégico		24/07/2016	Sim	24/07/2016

Condenações:

Tipo de Condenação	Descrição da Condenação
N/A	N/A

Nome: PIERRE JEAN BERNARD GUIOLLOT **Passaporte:** 12CE76848 **Nacionalidade:** França **Profissão:** Engenheiro **Data de Nascimento:** 21/04/1968

Experiência Profissional:

Nascido em 21.04.1968, graduado em Serviços Públicos pela Sciences Po Paris. Ingressou na ENGIE em 1997, onde de 2004 até 2012 atuou como Head contábil na ENGIE S.A. Em 2013, tornou-se Diretor Financeiro da divisão internacional de energia da ENGIE S.A. e tornou-se Diretor Financeiro Adjunto do Grupo em 2016. Em julho de 2021, foi nomeado Diretor Financeiro da Unidade de Negócios Globais de Renováveis da ENGIE. Ele também é membro do Conselho da GTT, uma entidade listada na França.

Firmou declaração de que não sofreu qualquer: i) condenação criminal; ii) condenação em processo administrativo da CVM; ou iii) condenação transitada em julgado, na esfera judicial ou administrativa, que os tenham suspendidos ou inabilitados para a prática de qualquer atividade profissional ou comercial.

Comitês:

Tipo comitê	Tipo auditoria	Cargo ocupado	Data posse	Prazo mandato	Descrição de outros comitês	Descrição de outro cargo/função	Data da eleição	Foi eleito pelo controlador	Data de início do primeiro mandato
Outros Comitês		Membro do Comitê (Efetivo)	05/05/2016	Indeterminado	Comitê Estratégico		05/05/2016	Sim	05/05/2016

Condenações:

Tipo de Condenação	Descrição da Condenação
N/A	N/A

Nome: SOPHIE BRIGITTE SYLVIANE ANGRAND QUARRÉ DE VERNEUIL **Passaporte:** 21EC15602 **Nacionalidade:** França **Profissão:** Geógrafa **Data de Nascimento:** 29/05/1980

Experiência Profissional:

Nascida em 29.05.1980, geógrafa, iniciou sua carreira em 2004 como consultora de gestão na Capgemini Consulting, encarregada de projetos de transformação de RH para grandes grupos como BP, o grupo naval francês DCN e o Ministério da Defesa francês. Ela ingressou no Grupo em 2008 como Chefe de Planejamento de RH. Depois de contribuir durante cinco anos para a transformação das atividades BtoC na França, principalmente como Diretora de Atendimento ao Cliente, retornou à linha de RH em 2019, combinando as responsabilidades de Diretora de Recursos Humanos e Comunicação para BU France Networks. Em janeiro de 2020, ingressou na ENGIE Solutions como Diretora de Transformação, também responsável pela estratégia e comunicação. Em 2021, ela foi nomeada Diretora de Recursos Humanos, Comunicação e Saúde e Segurança para GBU Networks e, em maio de 2023, assumiu seu cargo atual como VP de RH para a América do Sul e Chefe de RH no Brasil.

Declara que: (i) não esteve sujeito, nos últimos cinco anos, a condenação criminal, a condenação em processo administrativo da CVM, do BACEN ou da SUSEP, e a condenação transitada em julgado, na esfera judicial ou objeto de decisão final administrativa, que o tenha suspendido ou inabilitado para prática de atividade profissional ou comercial; e (ii) não é considerado pessoa politicamente exposta, nos termos da Resolução CVM nº 50/21.

Comitês:

Tipo comitê	Tipo auditoria	Cargo ocupado	Data posse	Prazo mandato	Descrição de outros comitês	Descrição de outro cargo/função	Data da eleição	Foi eleito pelo controlador	Data de início do primeiro mandato
Outros Comitês		Membro do Comitê (Efetivo)	08/08/2023	Indeterminado	Comitê estratégico		08/08/2023	Sim	08/08/2023

Condenações:

Tipo de Condenação	Descrição da Condenação
N/A	N/A

7.5 Relações familiares

Justificativa para o não preenchimento do quadro:

Não há qualquer das relações descritas acima entre qualquer dos administradores, indicados pelo Acionista Controlador; entre administradores da Companhia e administradores de controladas, diretas ou indiretas, da Companhia; entre administradores da Companhia ou de suas controladas, diretas ou indiretas e controladores diretos ou indiretos da Companhia; e entre administradores da Companhia e administradores das sociedades controladoras diretas e indiretas da Companhia.

7.6 Relações de subordinação, prestação de serviço ou controle

Identificação	CPF/CNPJ	Tipo de relação do Administrador com a pessoa relacionada	Tipo de pessoa relacionada
Cargo/Função	**Passaporte**	**Nacionalidade**	

Exercício Social 31/12/2020

Administrador do Emissor

JOSÉ LUIZ JANSSON LAYDNER	481.767.029-00	Controle	Controlada Indireta
Diretor de Operação	N/A	Brasileiro(a) - Brasil	

Pessoa Relacionada

IBITIÚVA BIOENERGÉTICA S.A. (IBITIÚVA)	09.541.336/0001-36		
Membro efetivo do Conselho de Administração e Diretor Presidente	N/A	Brasileiro(a) - Brasil	

Observação

A Companhia é controladora indireta da Ibitiúva com 95% de participação em seu capital.

Administrador do Emissor

JOSÉ LUIZ JANSSON LAYDNER	481.767.029-00	Controle	Controlada Direta
Diretor de Operação	N/A	Brasileiro(a) - Brasil	

Pessoa Relacionada

ITÁ ENERGÉTICA S.A. (ITASA)	01.355.994/0001-21		
Membro suplente do Conselho de Administração	N/A	Brasileiro(a) - Brasil	

Observação

A Companhia é controladora em conjunto da Itasa com 48,75% de participação em seu capital.

Administrador do Emissor

GIL DE METHODIO MARANHÃO NETO	734.574.937-15	Controle	Controlada Direta
Membro suplente do Conselho de Administração	N/A	Brasileiro(a) - Brasil	

Pessoa Relacionada

ITÁ ENERGÉTICA S.A. (ITASA)	01.355.994/0001-21		
Membro suplente do Conselho de Administração	N/A	Brasileiro(a) - Brasil	

Observação

A Companhia é controladora em conjunto da Itasa com 48,75% de participação em seu capital.

7.6 Relações de subordinação, prestação de serviço ou controle

Identificação	CPF/CNPJ	Tipo de relação do Administrador com a pessoa relacionada	Tipo de pessoa relacionada
Cargo/Função	**Passaporte**	**Nacionalidade**	
Administrador do Emissor			
MAURÍCIO STOLLE BÄHR	748.528.847-49	Controle	Controlador Direto
Presidente do Conselho de Administração	N/A	Brasileiro(a) - Brasil	
Pessoa Relacionada			
ENGIE BRASIL PARTICIPAÇÕES LTDA.	01.370.013/0001-15		
Diretor Presidente	N/A	Brasileiro(a) - Brasil	
Observação			
Administrador do Emissor			
EDUARDO ANTONIO GORI SATTAMINI	821.111.117-91	Controle	Controlada Direta
Diretor Presidente e de Relações com Investidores	N/A	Brasileiro(a) - Brasil	
Pessoa Relacionada			
ITÁ ENERGÉTICA S.A. (ITASA)	01.355.994/0001-21		
Membro do Conselho de Administração	N/A	Brasileiro(a) - Brasil	
Observação			
A Companhia é controladora em conjunto da Itasa com 48,75% de participação em seu capital.			
Administrador do Emissor			
EDUARDO ANTONIO GORI SATTAMINI	821.111.117-91	Controle	Controlada Direta
Diretor Presidente e de Relações com Investidores	N/A	Brasileiro(a) - Brasil	
Pessoa Relacionada			
TRANSPORTADORA ASSOCIADA DE GÁS S.A. (TAG)	06.248.349/0001-23		
Membro do Conselho de Administração	N/A	Brasileiro(a) - Brasil	
Observação			
A Companhia é controladora direta da TAG com 32,50% de participação em seu capital.			

Exercício Social 31/12/2021

Administrador do Emissor

7.6 Relações de subordinação, prestação de serviço ou controle

Identificação	CPF/CNPJ	Tipo de relação do Administrador com a pessoa relacionada	Tipo de pessoa relacionada
Cargo/Função	**Passaporte**	**Nacionalidade**	
LUCIANA MOURA NABARRETE	132.089.078-42	Controle	Controlada Direta
Diretora Administrativa	N/A	Brasileiro(a) - Brasil	
Pessoa Relacionada			
IBITIÚVA BIOENERGÉTICA S.A. (IBITIÚVA)	09.541.336/0001-36		
Membro Suplente do Conselho de Administração	N/A	Brasileiro(a) - Brasil	
Observação			
A Companhia é controladora indireta da Ibitiúva com 95% de participação em seu capital.			
Administrador do Emissor			
SIMONE CRISTINA DE PAOLA BARBIERI	149.142.418-46	Controle	Controlador Direto
Membro efetivo do Conselho de Administração	N/A	Brasileiro(a) - Brasil	
Pessoa Relacionada			
ENGIE BRASIL PARTICIPAÇÕES LTDA.	01.370.013/0001-15		
Diretora de Pessoas amp; Culturas	N/A	Brasileiro(a) - Brasil	
Observação			
Administrador do Emissor			
JOSÉ LUIZ JANSSON LAYDNER	481.767.029-00	Controle	Controlada Indireta
Diretor de Operação	N/A	Brasileiro(a) - Brasil	
Pessoa Relacionada			
IBITIÚVA BIOENERGÉTICA S.A. (IBITIÚVA)	09.541.336/0001-36		
Membro efetivo do Conselho de Administração e Diretor Presidente	N/A	Brasileiro(a) - Brasil	
Observação			
A Companhia é controladora indireta da Ibitiúva com 95% de participação em seu capital.			
Administrador do Emissor			
JOSÉ LUIZ JANSSON LAYDNER	481.767.029-00	Controle	Controlada Direta
Diretor de Operação	N/A	Brasileiro(a) - Brasil	
Pessoa Relacionada			

7.6 Relações de subordinação, prestação de serviço ou controle

Identificação	CPF/CNPJ	Tipo de relação do Administrador com a pessoa relacionada	Tipo de pessoa relacionada
Cargo/Função	**Passaporte**	**Nacionalidade**	
ITÁ ENERGÉTICA S.A. (ITASA)	01.355.994/0001-21		
Membro efetivo do Conselho de Administração	N/A	Brasileiro(a) - Brasil	
Observação			
A Companhia é controladora em conjunto da Itasa com 48,75% de participação em seu capital.			
Administrador do Emissor			
GIL DE METHODIO MARANHÃO NETO	734.574.937-15	Controle	Controlada Direta
Membro suplente do Conselho de Administração	N/A	Brasileiro(a) - Brasil	
Pessoa Relacionada			
ITÁ ENERGÉTICA S.A. (ITASA)	01.355.994/0001-21		
Membro suplente do Conselho de Administração	N/A	Brasileiro(a) - Brasil	
Observação			
A Companhia é controladora em conjunto da Itasa com 48,75% de participação em seu capital.			
Administrador do Emissor			
MAURÍCIO STOLLE BÄHR	748.528.847-49	Controle	Controlador Direto
Presidente do Conselho de Administração	N/A	Brasileiro(a) - Brasil	
Pessoa Relacionada			
ENGIE BRASIL PARTICIPAÇÕES LTDA.	01.370.013/0001-15		
Diretor Presidente	N/A	Brasileiro(a) - Brasil	
Observação			
Administrador do Emissor			
EDUARDO ANTONIO GORI SATTAMINI	821.111.117-91	Controle	Controlada Direta
Diretor Presidente e de Relações com Investidores	N/A	Brasileiro(a) - Brasil	
Pessoa Relacionada			
ITÁ ENERGÉTICA S.A. (ITASA)	01.355.994/0001-21		
Vice-Presidente do Conselho de Administração	N/A	Brasileiro(a) - Brasil	
Observação			

7.6 Relações de subordinação, prestação de serviço ou controle

Identificação	CPF/CNPJ	Tipo de relação do Administrador com a pessoa relacionada	Tipo de pessoa relacionada
Cargo/Função	**Passaporte**	**Nacionalidade**	
A Companhia é controladora em conjunto da Itasa com 48,75% de participação em seu capital.			
Administrador do Emissor			
GABRIEL MANN DOS SANTOS	983.371.819-15	Controle	Controlada Direta
Diretor de Comercialização de Energia	N/A	Brasileiro(a) - Brasil	
Pessoa Relacionada			
ENGIE GERAÇÃO SOLAR DISTRIBUÍDA S.A. (EGSD)	24.564.686/0001-01		
Membro do Conselho de Administração	N/A	Brasileiro(a) - Brasil	
Observação			
A EBE é controladora direta da EGSD com 99,99% de participação no capital desta empresa.			
Administrador do Emissor			
GUILHERME SLOVINSKI FERRARI	983.378.749-53	Controle	Controlada Direta
Diretor de Novos Negócios	N/A	Brasileiro(a) - Brasil	
Pessoa Relacionada			
IBITIÚVA BIOENERGÉTICA S.A. (IBITIÚVA)	09.541.336/0001-36		
Membro Suplente do Conselho de Administração	N/A	Brasileiro(a) - Brasil	
Observação			
A Companhia é controladora indireta da Ibitiúva com 95% de participação em seu capital.			

Exercício Social 31/12/2022

Administrador do Emissor			
EDUARDO ANTONIO GORI SATTAMINI	821.111.117-91	Controle	Controlada Direta
Diretor Presidente e de Relações com Investidores	N/A	Brasileiro(a) - Brasil	
Pessoa Relacionada			
ITÁ ENERGÉTICA S.A. (ITASA)	01.355.994/0001-21		
Membro do Conselho de Administração	N/A	Brasileiro(a) - Brasil	
Observação			

7.6 Relações de subordinação, prestação de serviço ou controle

Identificação	CPF/CNPJ	Tipo de relação do Administrador com a pessoa relacionada	Tipo de pessoa relacionada
Cargo/Função	**Passaporte**	**Nacionalidade**	
A Companhia é controladora em conjunto da Itasa com 48,75% de participação em seu capital.			
Administrador do Emissor			
EDUARDO ANTONIO GORI SATTAMINI	821.111.117-91	Controle	Controlada Direta
Diretor Presidente e de Relações com Investidores	N/A	Brasileiro(a) - Brasil	
Pessoa Relacionada			
TRANSPORTADORA ASSOCIADA DE GÁS S.A. (TAG)	06.248.349/0001-23		
Membro do Conselho de Administração	N/A	Brasileiro(a) - Brasil	
Observação			
A Companhia é controladora direta da TAG com 32,50% de participação em seu capital.			
Administrador do Emissor			
JOSÉ LUIZ JANSSON LAYDNER	481.767.029-00	Controle	Controlada Indireta
Diretor de Operação	N/A	Brasileiro(a) - Brasil	
Pessoa Relacionada			
IBITIÚVA BIOENERGÉTICA S.A. (IBITIÚVA)	09.541.336/0001-36		
Membro efetivo do Conselho de Administração e Diretor Presidente	N/A	Brasileiro(a) - Brasil	
Observação			
A Companhia é controladora indireta da Ibitiúva com 95% de participação em seu capital.			
Administrador do Emissor			
JOSÉ LUIZ JANSSON LAYDNER	481.767.029-00	Controle	Controlada Direta
Diretor de Operação	N/A	Brasileiro(a) - Brasil	
Pessoa Relacionada			
ITÁ ENERGÉTICA S.A. (ITASA)	01.355.994/0001-21		
Membro suplente do Conselho de Administração	N/A	Brasileiro(a) - Brasil	
Observação			
A Companhia é controladora em conjunto da Itasa com 48,75% de participação em seu capital.			
Administrador do Emissor			

7.6 Relações de subordinação, prestação de serviço ou controle

Identificação	CPF/CNPJ	Tipo de relação do Administrador com a pessoa relacionada	Tipo de pessoa relacionada
Cargo/Função	**Passaporte**	**Nacionalidade**	
LUCIANA MOURA NABARRETE	132.089.078-42	Controle	Controlada Direta
Diretora Administrativa	N/A	Brasileiro(a) - Brasil	
Pessoa Relacionada			
IBITIÚVA BIOENERGÉTICA S.A. (IBITIÚVA)	09.541.336/0001-36		
Membro Suplente do Conselho de Administração	N/A	Brasileiro(a) - Brasil	
Observação			
A Companhia é controladora indireta da Ibitiúva com 95% de participação em seu capital.			
Administrador do Emissor			
GUILHERME SLOVINSKI FERRARI	983.378.749-53	Controle	Controlada Direta
Diretor de Novos Negócios	N/A	Brasileiro(a) - Brasil	
Pessoa Relacionada			
IBITIÚVA BIOENERGÉTICA S.A. (IBITIÚVA)	09.541.336/0001-36		
Membro Suplente do Conselho de Administração	N/A	Brasileiro(a) - Brasil	
Observação			
A Companhia é controladora indireta da Ibitiúva com 95% de participação em seu capital.			
Administrador do Emissor			
PIERRE JEAN BERNARD GUIOLLOT		Controle	Controlador Indireto
Membro efetivo do Conselho de Administração.	12CE76848	Estrangeiro(a) - França	
Pessoa Relacionada			
ENGIE S.A.	00.000.000/0000-00		
Diretor Financeiro da Unidade de Negócios de Renováveis	N/A	Brasileiro(a) - Brasil	
Observação			
Administrador do Emissor			
MAURÍCIO STOLLE BÄHR	748.528.847-49	Controle	Controlador Direto
Presidente do Conselho de Administração	N/A	Brasileiro(a) - Brasil	
Pessoa Relacionada			

7.6 Relações de subordinação, prestação de serviço ou controle

Identificação	CPF/CNPJ	Tipo de relação do Administrador com a pessoa relacionada	Tipo de pessoa relacionada
Cargo/Função	**Passaporte**	**Nacionalidade**	
ENGIE BRASIL PARTICIPAÇÕES LTDA.	01.370.013/0001-15		
Diretor Presidente	N/A	Brasileiro(a) - Brasil	
Observação			
Administrador do Emissor			
PAULO JORGE TAVARES ALMIRANTE		Controle	Controlador Indireto
Vice-Presidente do Conselho de Administração	C621425	Estrangeiro(a) - Portugal	
Pessoa Relacionada			
ENGIE S.A.	00.000.000/0000-00		
Vice-Presidente Executivo de Renováveis	N/A	Brasileiro(a) - Brasil	
Observação			
Administrador do Emissor			
SYLVIE MARIE VICENTE EP. CREDOT		Controle	Controlador Indireto
Membro suplente do Conselho de Administração	21CK23382	Estrangeiro(a) - Itália	
Pessoa Relacionada			
ENGIE S.A.	00.000.000/0000-00		
Diretora Jurídica e de Ética da Unidade de Negócios de Renováveis	N/A	Estrangeiro(a) - Bélgica	
Observação			

7.7 Acordos/seguros de administradores

7.7 – Descrever as disposições de quaisquer acordos, inclusive apólices de seguro, que prevejam o pagamento ou o reembolso de despesas suportadas pelos administradores, decorrentes da reparação de danos causados a terceiros ou ao emissor, de penalidades impostas por agentes estatais, ou de acordos com o objetivo de encerrar processos administrativos ou judiciais, em virtude do exercício de suas funções

A Companhia possui apólice de seguro de Responsabilidade Civil de Conselheiros, Diretores e/ou Administradores (D&O) com objetivo de assegurar o pagamento, a título de perdas e danos, devido a terceiros pela Companhia, Diretores e/ou Administradores, em decorrência de ato ou fato, pelo qual sejam responsabilizados, reclamados e/ou notificados. A atual apólice tem vigência até 31 de dezembro de 2023 e o prêmio líquido é de R$ 430.371,50. O valor deste seguro abrange as empresas do grupo da ENGIE Brasil Participações Ltda.

7.8 Outras informações relevantes

7.8 – Fornecer outras informações que o emissor julgue relevantes

Assembleias gerais

No último ano e no atual, foram realizadas as seguintes Assembleias Gerais, na respectiva ordem cronológica decrescente:

- 27ª Assembleia Geral Ordinária, realizada em 25 de abril de 2024;
- 26ª Assembleia Geral Ordinária, realizada em 26 de abril de 2023;
- 25ª Assembleia Geral Ordinária, realizada em 28 de abril de 2022;

As Assembleias acima relacionadas foram instaladas, na sua totalidade, em primeira convocação, com um quórum de acionistas representando mais de 2/3 do capital social com direito a voto.

No exercício de 2022 foram realizadas 4 reuniões do Conselho Fiscal, 12 reuniões do Conselho de Administração, 24 reuniões da Diretoria Executiva e 33 reuniões do Comitê de Auditoria Estatutário.

Adicionalmente, a Companhia não tem por prática fazer reuniões conjuntas de seus órgãos de administração.

Composição do Conselho de Administração e do Conselho Fiscal

Na 27ª Assembleia Geral Ordinária, realizada em 25 de abril de 2024, cuja ata encontra-se disponível site da CVM (https://www.gov.br/cvm/pt-br) e no site de Relação com Investidores da Companhia (https://www.engie.com.br/investidores/), foi eleita a nova composição do Conselho de Administração, além da instalação do Conselho Fiscal em virtude da solicitação por parte de 88,04% dos acionistas detentores de ações com direito a voto, nos termos do artigo 161 da Lei nº 6.404/76. Na mesma Assembleia foi, ainda, deliberado a reeleição dos membros do Conselho Fiscal, eleitos em 26 de abril de 2023.

Adicionalmente, cabe informar que a Companhia adota os critérios previstos no art. 16, §1º e art. 17 do Regulamento do Novo Mercado e no art. 6º, §§1º e 2º, anexo K, da Resolução CVM nº 80, conforme alterada, para determinar a independência dos membros do Conselho de Administração.

Composição do Comitê de Auditoria

Na 230ª RCA de 05 de maio de 2022, foi aprovada, por unanimidade, a composição do Comitê de Auditoria Estatutário, conforme previsto nos artigos 28 e 29 do Estatuto Social da Companhia. A ata encontra-se disponível no site da CVM (https://www.gov.br/cvm/pt-br) e no site de Relação com Investidores da Companhia (https://www.engie.com.br/investidores/).

Composição da Diretoria e do Comitê Estratégico

Na 242ª Reunião do Conselho de Administração, realizada em 04 de maio de 2023, foi eleito, por unanimidade, o Sr. Eduardo Takamori Guiyotoku, para o cargo de Diretor Financeiro da Companhia, com mandato iniciando a partir de 01 de junho de 2023 e pelo prazo que resta à atual diretoria, ou seja, até 04 de maio de 2025. A nomeação ocorre em substituição ao Sr. Marcelo Cardoso Malta, que assumirá novos desafios profissionais.

A atual composição da Diretoria foi aprovada nas 185ª, 188ª, 190ª, 212ª, 215ª RCAs, realizadas em 08 de maio de 2019, 06 de agosto de 2019, 30 de setembro2019, 23 de outubro de 2020 reeleita na 230ª RCA, realizada em 05 de maio de 2022, e na 242ª RCA, realizada em 04 de maio de 2023.

Na 236ª RCA, realizada em 08 de novembro de 2022, foi aprovada, por unanimidade, a alteração da denominação da Diretoria Administrativa para Diretoria de Pessoas, Processos e Sustentabilidade, que usará a sigla DS, permanecendo como titular do cargo a Sra. Luciana Moura Nabarrete.

A partir de 01.11.2023 a gerente da unidade organizacional de Assessoria Jurídica (AJU), a Sra. Cristina Riggenbach assumiu a nova Diretoria Jurídica e de Ética. Com esta alteração a Sra. Cristina acumulará a gerência da Assessoria

7.8 Outras informações relevantes

Jurídica e a Diretoria não estatutária, sendo responsável pelas áreas Jurídica, de Ética e de Privacidade, e reportando-se diretamente ao Diretor Presidente da Companhia, Eduardo Sattamini.

Todas as atas das citadas reuniões do Conselho de Administração e Assembleias Gerais estão disponíveis no site da CVM (https://www.gov.br/cvm/pt-br) e no site de Relação com Investidores da Companhia (https://www.engie.com.br/investidores/).

Cargos ocupados por membros do Conselho de Administração da Companhia em outras sociedades

Em atendimento às regras do novo Regulamento de Listagem do Novo Mercado da B3, divulgamos adicionalmente, às informações anteriormente mencionadas, os cargos que os membros do Conselho de Administração da Companhia ocupam em outras sociedades ou entidades que não as controladoras e controladas da Companhia:

- Maurício Stolle Bähr - Diretor Presidente, da GBS Brasil Serviços Corporativos Ltda, e da Geramamoré Comercializadora e Energia Ltda.; CEO do Grupo ENGIE no Brasil; membro do Conselho de Administração da Energia Sustentável do Brasil S.A. Em 2019, foi nomeado Presidente do Conselho de Administração da TAG, controlada em conjunto da Companhia.
- Manoel Arlindo Zaroni Torres - Membro do Conselho de Administração da Energia Sustentável do Brasil.
- Dirk Achiel Marc Beeuwsaert - Gestor da sua empresa Beeuwsaert Management CV e, desde 2014, também é membro do conselho da Tplus na Rússia e, desde 2017, vice-presidente do comitê de investimentos da AMEA em AbuDhabi.
- Antonio Alberto Gouvêa Vieira – Sócio do Gouvêa Vieira Advocacia. Atualmente é membro do conselho de administração da Boa Esperança S.A. e do conselho curador da Fundação Getúlio Vargas.
- Gil de Methodio Maranhão Neto – Diretor da Geramamoré Comercializadora de Energia Ltda. e da OW Brazil Ltda.
- Pierre Jean Bernard Guiollot –Membro do Conselho de Administração da GTT, entidade listada na França
- Paulo Jorge Tavares Almirante – Vice-Presidente Executivo Sênior encarregado de atividades renováveis – Gestão de Energia & Nuclear na ENGIE e Vice-presidente da associação portuguesa de indústria de energia elétrica.
- Karin Koogan Breitman – Membro da Sociedade Brasileira de Computação, ACM e IEEE, atua no Conselho Consultivo Técnico da Research Data Alliance e da COPPEAD e é Diretora na Rio Tinto.
- Gustavo Henrique Labanca Novo - Em 2019, foi nomeado Diretor Presidente da TAG, controlada em conjunto da Companhia.
- Manoel Eduardo Lima Lopes – Diretor do Banco Clássico S.A. e membro suplente do conselho fiscal da Companhia do Gás do Rio de Janeiro.
- Raquel da Fonseca Cantarino – Diretor Vice-Presidente do Banco Clássico S.A.
- Sylvie Marie Vicente ep. Credot – Em julho 2021, foi nomeada Diretora Jurídica e de Ética da Unidade de Negócios Globais de Renováveis do Grupo ENGIE.

Atribuições dos outros comitês

Adicionalmente as informações apresentadas no item “7.2”, a Companhia possui outros comitês para o auxílio à Administração, os quais possuem funções de apoio, não tendo participação do processo de decisão dos Órgãos de Administração, a exceção do Comitê Especial Independente para Transações com Partes Relacionadas e Comitê Estratégico.

7.8 Outras informações relevantes

Os principais comitês estão apresentados a seguir:

- **Comitê Especial Independente para Transações com Partes Relacionadas ("Comitê Independente")**: tem por atribuição (i) negociar os termos e condições nas transações com partes relacionadas, com liberdade e independência, definindo a estrutura e demais condições do negócio a serem submetidas ao Conselho de Administração e/ou à Assembleia Geral; (ii) selecionar e decidir, sempre que julgar necessário e apropriado, pela contratação de consultoria especializada nas áreas técnica, jurídica, financeira e contábil para assessorá-lo em seus trabalhos, remetendo a formalização da contratação à diretoria da Companhia, devendo o Conselho de Administração, ao instalar o Comitê Independente, aprovar uma verba global para o seu funcionamento; e (iii) selecionar e decidir, sempre que a transação com parte relacionada envolver a aquisição de participação em outras sociedades, bens ou direitos e/ou a troca de participação, pela contratação de instituição financeira de primeira linha para avaliação independente do ativo, bem ou direito ou determinação de relação de troca, conforme for o caso, remetendo a formalização da contratação à diretoria da Companhia.

  O Comitê Independente é de funcionamento não permanente e instalado pelo Conselho de Administração sempre que a Companhia ou sociedade sob seu controle pretender realizar com Parte Relacionada qualquer operação, negócio, contrato ou transação cuja aprovação esteja no âmbito de competência do Conselho de Administração da Companhia ou da Assembleia Geral.

  O Comitê Independente é formado exclusivamente por Administradores da Companhia, devendo a maioria ser de Conselheiros de Administração Independentes e os demais membros Diretores da Companhia, todos escolhidos e destituíveis pelo Conselho de Administração, possuindo o Comitê Independente competência, prerrogativas, atribuições e regras de funcionamento especificadas em seu Regulamento.

  A instalação do Comitê Independente se deu em duas ocasiões: (i) em 2018 para acompanhamento de eventuais acordos da transação entre a controladora da Companhia, ENGIE Brasil Participações Ltda, em parceria com terceiros e com participação da Companhia na aquisição de participação acionária na sociedade Transportadora Associada de Gás – TAG, ofertado pela Petrobrás; e (ii) em 2021 para avaliar o projeto de aquisição do controle das SPEs proprietárias dos parques solares Paracatú e Floresta, atualmente controladas pela ENGIE Solar.

  Atualmente o Comitê Independente não está instalado.

  O Comitê Independente possui regimento interno próprio, que está disponível no site da CVM (https://www.gov.br/cvm/pt-br) e no site de Relação com Investidores da Companhia (https://www.engie.com.br/investidores/).

7.8 Outras informações relevantes

- **Fórum de Sustentabilidade:** tem por atribuição (i) definir, juntamente à Diretoria Executiva, metas e ações de sustentabilidade empresarial, em conformidade com o compromisso da Companhia, no que compete ao desenvolvimento sustentável, e atuar de forma articulada às áreas executivas para atingi-las; (ii) contribuir para o emprego das melhores práticas de governança corporativa, principalmente em seus aspectos de sustentabilidade empresarial, com sugestões para manter o equilíbrio dos interesses de seus diferentes *stakeholders*; (iii) desenvolver programas de sensibilização e conscientização para conceitos e práticas de sustentabilidade voltados aos públicos internos e externos, colaborando para a atuação da Companhia como promotora do desenvolvimento sustentável; (iv) contribuir na criação de um sistema proativo de inserção em questões sociais e ambientais das comunidades onde a Companhia atua, reduzindo sua participação em demandas reativas; (v) propor políticas de apoio a iniciativas socioambientais, priorizando os interesses da Companhia e da sociedade; (vi) propor o direcionamento de recursos para ações que apresentem maiores perspectivas de contribuição para o desenvolvimento sustentável das regiões onde a Companhia atua, bem como aumentar a transparência das ações por ela realizadas; (vii) propor o desenvolvimento de iniciativas de geração de energia por meio de fontes renováveis, em articulação com as áreas de desenvolvimento de negócios, inovação, pesquisa e desenvolvimento; (viii) propor ações de mitigação de riscos socioambientais nos novos empreendimentos, em articulação com as áreas de desenvolvimento de negócios e gestão de riscos e oportunidades; e (ix) em articulação com a Diretoria Executiva e o Fórum de Ética (anteriormente denominado Comitê Financeiro), contribuir para estabelecer meios de difusão e encaminhamento, pelos empregados, de sugestões acerca do compromisso com os princípios da sustentabilidade e da ética.

  O Fórum de Sustentabilidade contribui para consolidar a imagem da Companhia como uma empresa transparente e sustentável, na busca de conciliar os interesses dos diferentes públicos que interajam com a Companhia, por meio de ações que visem à melhoria ambiental e social na área de influência da Companhia. Em suas funções, promove o conceito de desenvolvimento sustentável dentro da Companhia e avalia solicitações de apoio socioambientais.

  O Fórum de Sustentabilidade possui regimento interno próprio, que está disponível no site da CVM (https://www.gov.br/cvm/pt-br) e no site de Relação com Investidores da Companhia (https://www.engie.com.br/investidores/).

- **Fórum de Ética:** tem por atribuição (i) disseminar e monitorar a aplicação das políticas, códigos, procedimentos e orientações que definem os compromissos de conduta ética; (ii) conduzir as ações de divulgação, sensibilização e formação de práticas éticas; (iii) identificar os riscos éticos e estabelecer os planos de ação para a sua mitigação; (iv) atender os questionamentos e orientar a conduta adequada, em conformidade com princípios éticos estabelecidos; (v) averiguar as violações dos princípios éticos, adotando os procedimentos para determinar as suas causas, definindo ações disciplinares aos infratores e propondo medidas preventivas para inibir a sua ocorrência; e (vi)prestar as informações das atividades desenvolvidas à área de ética e conformidade do grupo.

- **Fórum de Governança Tributária:** tem por atribuição (i) interpretar a legislação tributária para definir procedimentos específicos, quando necessário; (ii) decidir sobre contestações de processos tributários administrativos e judiciais; (iii) apresentar sugestões para obtenção de benefícios junto às autoridades fiscais; e (iv) participar das decisões sobre novos projetos, identificando as oportunidades de economia fiscal.

7.8 Outras informações relevantes

- **Fórum Financeiro:** tem por atribuição (i) discutir e propor a política de aplicações de recursos financeiros e de derivativos e submeter à aprovação da Diretoria Executiva; (ii) discutir e propor políticas de antecipação de pagamentos a fornecedores e de postergações/antecipações de recebimento dos créditos (faturas de energia, etc) e submeter à aprovação da Diretoria Executiva; (iii) orientar as aplicações de recursos financeiros e aprovar regularmente o ranking de bancos com os quais a Companhia trabalhará; (iv) identificar riscos de descasamentos nas operações ativas e passivas e, se pertinente, propor à Diretoria Executiva operações de hedge; e (v) analisar o fluxo de caixa e os *covenants* da Companhia e suas subsidiárias no curto, médio e longo prazos, oferecendo orientação estratégica à Diretoria Executiva sobre o montante e timing de distribuição de dividendos, as modalidades de financiamento de aquisições e Investimento em Bens de Capital - CAPEX, a contratação de operações de captação de recursos e de reestruturação de passivos, etc.; (vi) propor para aprovação da Diretoria Executiva as metas e diretrizes para o gerenciamento de seguros; (vii) discutir a adequação de limites e coberturas dos seguros da Companhia, a contratação de novos seguros e recomendar contratação às áreas interessadas; (viii) discutir sinistros com as áreas envolvidas, se necessário; e (ix) submeter à aprovação da Diretoria Executiva a contratação de seguros.

- **Fórum de Seguros:** tem por atribuição (i) propor para aprovação da Diretoria Executiva as metas e diretrizes para o gerenciamento de seguros; (ii) discutir a adequação de limites e coberturas dos seguros da Companhia, a contratação de novos seguros e recomendar contratação às áreas interessadas; (iii) discutir sinistros com as áreas envolvidas, se necessário; e (iv) submeter à aprovação da Diretoria Executiva a contratação de seguros.

- **Fórum de Performance Humana**: tem por atribuição (i) implantar o programa de performance humana, sob gestão do gerente da usina; (ii) multiplicar os treinamentos para a média gerência, junto ao Comitê de Performance Humana, gerentes regionais são os responsáveis; (iii) assegurar a utilização das ferramentas de Performance Humana ao longo da implantação do programa, os gerentes e supervisores deverão ser exemplo; e (iv) utilizar as ferramentas de prevenção de erro humano estabelecidas, sempre que aplicável. Os empregados e colaboradores prestando serviço nas usinas são os responsáveis.

- **Fórum de Segurança em Sistemas de Controle Industrial**: tem por atribuição (i) avaliar e aprovar alterações na Política de Segurança da Informação da Companhia; (ii) aprovar as atribuições e composição do Grupo Tático em Sistemas de Controle Industrial; (iii) avaliar alterações e aprovar o Programa de Segurança dos Sistemas de Controle Industrial; (iv) aprovar o plano anual de trabalho do Grupo Tático em Sistemas de Controle Industrial; (v) acompanhar periodicamente as atividades do Grupo Tático em Sistemas de Controle Industrial; (vi) arbitrar, quando necessário, sobre a definição e aplicação das políticas e processos relacionados à segurança dos sistemas de controle industrial; (vii) assegurar que os novos empreendimentos do Grupo ENGIE, no Brasil, estão de acordo com as definições do Comitê de Segurança em Sistemas de Controle Industrial; (viii) avaliar e aprovar o orçamento anual aplicado às atividades de segurança dos sistemas de controle industrial; e (ix) tomar ações de âmbito estratégico e corporativo com base nas análises de riscos relacionadas aos sistemas de controle indústria.

- **Fórum de Energia:** tem por atribuição (i) propor política de comercialização e administração do risco de mercado à diretoria executiva e garantir a sua atualidade considerando a evolução do mercado e dos aspectos regulatórios; (ii) aprovar as normas de comercialização e suas revisões de acordo com a política de comercialização; (iii) executar as atribuições e deliberar sobre as exceções previstas nas normas de comercialização; (iv) analisar e propor soluções mitigadoras para os processos relacionados com a comercialização de energia, que envolvam riscos apontados pelo Comitê de Gerenciamento de Riscos; (v) avaliar os negócios e a situação do mercado de energia elétrica; e (vi) solicitar a participação de representante da DG, quando houver necessidade de discussão de estratégias e políticas para comercialização de energia de empreendimentos em implantação.

7.8 Outras informações relevantes

- **Fórum de Inovação:** tem por atribuição (i) incentivar as pessoas a buscarem mudanças através da inovação e criatividade; (ii) criar um ambiente propício para que novas ideias surjam, sejam percebidas como tal e possam ser exploradas com sucesso, agregando valor para a empresa; (iii) ser um centro de recepção e triagem de ideias inovadoras de qualquer natureza, de sugestões de melhoria ou de redução de despesas; (iv) receber e avaliar as propostas de inovação encaminhadas pelos empregados; (v) recomendar a alocação de recursos para a adoção das ideias promissoras; (vi) sugerir à Diretoria Executiva ações de reconhecimento aos autores das ideias que apresentarem os resultados mais significativos para a Companhia; e (vii) estimular a participação da Companhia no concurso, troféus, iniciativas de Inovação do Grupo Controlador.

- **Fórum de Processos:** tem por atribuição (i) selecionar e priorizar os processos-foco a serem desenvolvidos ou aprimorados, com o propósito de garantir o alinhamento com os objetivos estratégicos da Companhia; e (ii) gerar valor e otimizar os processos investigados.

- **Fórum de Seguranças de Barragens**: responsável pela gestão estratégica dos assuntos relacionados à segurança de barragens, visando a prevenção do risco e a adoção das melhores práticas, em conformidade com os compromissos da Companhia.

A relação dos comitês e fóruns consta do *website* da Companhia (www.engie.com.br), no seguinte endereço: Investidores > Governança Corporativa > Administração.

Governança Corporativa

As práticas de governança corporativa adotadas pela Companhia valorizam o respeito e a transparência no relacionamento com os acionistas e terceiros que lidam com a Companhia. Tais práticas estão evidenciadas na divulgação das suas informações ao mercado.

A Companhia integra o Novo Mercado da B3, segmento destinado à negociação de ações de empresas que desenvolvem, voluntariamente, práticas de governança corporativa diferenciadas e adicionais às exigidas pela legislação brasileira. A listagem nesse segmento exige a adoção de regras societárias que ampliam os direitos dos investidores, além de uma abrangente política de divulgação de informações ao mercado.

A Companhia deu início aos esforços de adaptação às mudanças no Regulamento do Novo Mercado, lançado pela B3 no segundo semestre de 2017, após debate com as empresas e sociedade civil. As alterações no Regulamento têm como propósito garantir ainda mais transparência e segurança à relação entre acionistas e Companhias abertas listadas nesse segmento. Assim, a Companhia atende a todas as novas recomendações, considerando também aspectos do Código de Governança Corporativa, que vão, em alguns aspectos, além das exigências do Novo Mercado.

Nesse sentido, já foram realizadas as seguintes ações:

- Adequação do estatuto social às regras do novo Regulamento do Novo Mercado, aprovada na 33ª AGE e 22ª AGO, de 26 de abril de 2019, destacando a criação do Comitê de Auditoria Estatutário, cuja instalação se deu na 202ª RCA, de 14.05.2020, primeira reunião do Conselho de Administração realizada após a assembleia de aprovação das contas do exercício de 2019;

- Aprovação na 181ª RCA, de 19 de fevereiro de 2019, das Políticas de Indicação; de Remuneração dos Administradores; e de Avalição de Desempenho; e

- Aprovação na 193ª RCA, de 06 de dezembro de 2019, Regimento Interno do Comitê de Auditoria Estatutário; ajuste na Política de Remuneração dos Administradores; e a proposta de avaliação de desempenho dos membros do Conselho de Administração.

- Aprovação na 218ª RCA, de 27 de abril de 2021, da Política de Transações com Partes Relacionadas e a nova versão do Regimento Interno do Conselho de Administração.

7.8 Outras informações relevantes

Adicionalmente, os valores e a cultura organizacional da Companhia são detalhados em códigos e políticas corporativas, que orientam tanto a condução dos negócios quanto o relacionamento entre a Companhia e os diferentes públicos com os quais interage. Esses documentos são desenvolvidos, revisados e atualizados periodicamente.

O Conselho de Administração aprovou em 23 de fevereiro de 2017 a atualização do Código de Ética da Companhia, no qual estão formalizadas as melhores práticas de gestão ética. O Código de Ética da Companhia tem por objetivo elevados padrões de ética, transparência, respeito e integridade.

Em 2021, a Companhia conquistou os seguintes prêmios e reconhecimentos relacionados à governança corporativa:

- Troféu Transparência, da Associação Nacional dos Executivos de Finanças, Administração e Contabilidade (Anefac), na categoria “Companhias com receita líquida de R$ 5 a 20 bilhões”, pela 13ª vez.
- Companhia integrante do ISE - Índice de Sustentabilidade Empresarial da B3 - Carteira 2022

Pelo 17º ano consecutivo, desde que o ISE foi criado, a Companhia integra a carteira do Índice, que reúne empresas reconhecidas por compromissos e práticas referentes a eficiência econômica, equilíbrio ambiental, justiça social e governança corporativa.

8.1 Política ou prática de remuneração

8.1 – Remuneração: descrever a política ou prática de remuneração do conselho de administração, da diretoria estatutária e não estatutária, do conselho fiscal, dos comitês estatutários e dos comitês de auditoria, de risco, financeiro e de remuneração, abordando os seguintes aspectos:

a. Objetivos da política ou prática de remuneração informando se a política de remuneração foi formalmente aprovada, órgão responsável por sua aprovação, data da aprovação e, caso o emissor divulgue a política, locais na rede mundial de computadores onde o documento pode ser consultado

A Companhia segue as diretrizes do Grupo Controlador e as referências de remuneração obtidas por meio de pesquisas salariais realizadas por consultorias especializadas. O Conselho de Administração aprovou, em 06 de dezembro de 2019, a Política de Remuneração dos Administradores, a qual encontra-se disponível no website da Companhia (www.engie.com.br/investidores).

A prática de remuneração para membros do Conselho de Administração, da Diretoria Executiva, do Conselho Fiscal e Comitês visa atrair e reter profissionais e executivos alinhados às diretrizes de negócios, valores e cultura da Companhia. A prática considera a análise do mercado, os conhecimentos exigidos para o exercício da função, a complexidade das atividades e os resultados esperados que são baseados nos objetivos empresariais.

Adicionalmente, os membros dos Comitês, que fazem parte do quadro de pessoal da Companhia, não são remunerados para exercer tal função, exceto (i) pelo Líder do Comitê Estratégico, que recebe uma remuneração adicional mensal igual à dos membros do Conselho de Administração, no qual também participa como Conselheiro, e (ii) pelo Comitê Especial Independente para Avaliação de Transações com Partes Relacionadas, cujos membros são remunerados quando da conclusão do trabalho para o qual foi instaurado.

b. Práticas e procedimentos adotados pelo conselho de administração para definir a remuneração individual do conselho de administração e da diretoria:

(i) os órgãos e comitês do emissor que participam do processo decisório, identificando de que forma participam

O montante de remuneração global é aprovado, anualmente, pela Reunião do Conselho de Administração, e a indicação dos membros de cada perfil administrador é de responsabilidade do Presidente do Conselho de Administração.

(ii) critérios e metodologia utilizada para a fixação da remuneração individual, indicando se há a utilização de estudos para a verificação das práticas de mercado, e, em caso positivo, os critérios de comparação e a abrangência desses estudos

A remuneração fixa utiliza como referência a mediana do mercado brasileiro, conforme pesquisas salariais de mercado realizadas anualmente junto a consultorias especializadas, com o objetivo de permitir comparações entre o valor pago aos executivos por empresas de porte e faturamento semelhantes, com maior participação das que atuam no setor elétrico brasileiro, bem como com a observância da consistência interna no Grupo Controlador. A remuneração variável objetiva fornecer níveis de remuneração competitivos em relação aos praticados pelo mercado, retribuir os esforços na construção dos resultados e valores gerados pela Companhia, por meio de uma bonificação atrelada ao seu desempenho e motivar o cumprimento dos objetivos empresariais e estratégicos, refletindo a cultura e os valores da Companhia e de sua Controladora.

8.1 Política ou prática de remuneração

(iii) com que frequência e de que forma o conselho de administração avalia a adequação da política de remuneração do emissor

Eventualmente a Companhia reavalia a aderência da Política com as necessidades identificadas e qualquer alteração ou atualização deve ser obrigatoriamente aprovada pelo Conselho de Administração, e tempestivamente comunicada à Comissão de Valores Mobiliários – CVM e às B3.

c. Composição da remuneração

(i) descrição dos diversos elementos que compõem a remuneração, incluindo, em relação a cada um deles

A composição da remuneração total dos membros do Conselho de Administração, da Diretoria Executiva, do Conselho Fiscal e do Comitê de Auditoria Estatutário é proposta pela acionista controladora, ENGIE Brasil Participações Ltda., conforme critérios estabelecidos em nível global, podendo ser composta por remuneração fixa, bônus e incentivo de longo prazo. A remuneração máxima dos referidos órgãos da Administração é aprovada, anualmente, pela Assembleia Geral dos Acionistas da Companhia, nos termos da Lei n° 6.404/76.

A composição da remuneração é estabelecida conforme segue:

Conselho de Administração

A remuneração total do Conselho de Administração é composta dos itens abaixo, sendo o montante máximo global aprovado pela Assembleia Geral dos Acionistas:

- Remuneração fixa (pró-labore): Composta por 13 parcelas mensais, as quais têm por objetivo a compensação direta pelos serviços prestados em linha com as práticas de mercado. Adicionalmente, o Líder do Comitê Estratégico, o qual também participa do Conselho de Administração, recebe uma remuneração fixa em decorrência de sua participação neste comitê;

- Remuneração variável: O Presidente do Conselho de Administração recebe uma parcela variável calculada com base nos resultados alcançados pela Companhia, considerando indicadores financeiros e operacionais. Tal remuneração está diretamente relacionada aos resultados de desempenho coletivos e individuais, tendo por objetivo a compensação do executivo pelos resultados atingidos, alinhados com às diretrizes de negócios, valores e cultura da Companhia. Ainda, conforme definido em Acordo Coletivo de Trabalho, o membro titular do Conselho de Administração, eleito pelos empregados, poderá receber, ainda, remuneração variável calculada com base na média dos valores pagos aos colaboradores no exercício anterior, a título de Participação nos Lucros ou Resultados (PLR) e Bônus Gerencial. Conforme determinado no Estatuto Social, atualmente, a Companhia tem um membro titular do Conselho de Administração (e um suplente) eleitos pelos empregados; e

- Benefício pós-emprego: A Companhia é patrocinadora de plano de previdência complementar, no modelo de Contribuição Definida, administrado pela PREVIG, no qual o custeio dos benefícios é constituído por contribuições dos participantes e da patrocinadora. A contribuição da Companhia corresponde ao mesmo valor da contribuição básica de seus empregados, limitada a um teto conforme regulamento do plano. Tal remuneração objetiva oferecer um incentivo de longo prazo atrativo em linha com as práticas de mercado.

O pagamento do Presidente do Conselho é realizado pela controladora da Companhia, ENGIE Brasil Participações Ltda., com o qual mantém contrato individual de trabalho, sendo 40% do valor, incluídos encargos, reembolsados pela Companhia.

A remuneração individual dos membros do Conselho de Administração não supera a remuneração individual dos membros da Diretoria Executiva.

8.1 Política ou prática de remuneração

Diretoria Executiva

A remuneração dos membros da Diretoria Executiva é dividida em parcelas fixas e variáveis e seu valor máximo anual é aprovado pela Assembleia Geral dos Acionistas.

- Remuneração fixa (pró-labore): Composta por 13,33 parcelas mensais, as quais têm por objetivo a compensação direta pelos serviços prestados. Adicionalmente, os benefícios oferecidos pela Companhia compõem a remuneração indireta, tais como: assistência à recuperação da saúde, *check-up* médico anual, auxílio à alimentação e seguro de vida. A remuneração fixa objetiva oferecer um pacote atrativo em linha com as práticas de mercado;

- Remuneração variável: O valor da remuneração variável, composta por bônus e participação nos lucros e/ou resultados, pode oscilar entre 40% e 81% da remuneração anual fixa, de acordo com o cargo do executivo, seus desafios e metas estabelecidas, tendo por objetivo recompensar os executivos pelos resultados de curto e médio prazo da Companhia. O pagamento ocorre no primeiro semestre do ano seguinte, após o fechamento do exercício base, com base na avaliação de desempenho coletiva e individual;

- Benefício pós-emprego: A Companhia é patrocinadora de plano de previdência complementar, no modelo de Contribuição Definida, administrado pela PREVIG, no qual o custeio dos benefícios é constituído por contribuições dos participantes e da patrocinadora. A contribuição da Companhia corresponde ao mesmo valor da contribuição básica de seus empregados, limitada a um teto conforme regulamento do plano. Tal remuneração objetiva oferecer um incentivo de longo prazo atrativo em linha com as práticas de mercado; e

- Remuneração baseada em ações: A controladora direta da Companhia, ENGIE Brasil Participações Ltda., oferece à Diretoria Executiva um Plano de Incentivo de Longo Prazo (ILP) atrelado ao desempenho de *Phantom Shares* e indicadores corporativos, ao final de 4 anos, e, também, às *Performance Shares* e à Política de Opção de Compra de Ações do Grupo. Essa remuneração objetiva oferecer um incentivo de longo prazo atrativo em linha com as práticas de mercado.

Diretoria Não Estatutária

A partir de 01.01.2023 houve a criação da Diretoria Jurídica e de Ética, sob responsabilidade da Sra. Cristina Riggenbach, que acumulou a função de gerente da unidade organizacional de Assessoria Jurídica e a Diretoria Jurídica e de Ética.

Conselho Fiscal

O pró-labore é composto por remuneração fixa, cujo valor é definido e aprovado pela Assembleia Geral dos Acionistas e pago em 13 parcelas mensais. O pró-labore não poderá ser inferior, para cada membro em exercício, a 10% da média da remuneração mensal dos diretores executivos, sem considerar benefícios e remuneração variável. O objetivo de tal remuneração é o desempenho das funções requeridas ao Conselho Fiscal.

Comitê Especial Independente para Avaliação de Transações com Partes Relacionadas

A remuneração do Comitê é definida pelo Conselho de Administração por projeto, não superior a 1 (uma) remuneração adicional por mês aos integrantes que já ocuparem cargo na Companhia. Na convocação, o Conselho de Administração deve definir o prazo de funcionamento do Comitê e pagamento da remuneração.

Nos últimos 3 exercícios não ocorreram pagamentos a título de remuneração para os participantes deste Comitê.

Comitê de Auditoria Estatutário

A remuneração do Comitê de Auditoria Estatutário é definida pelo Conselho de Administração, sendo que todos os membros recebem remuneração fixa, paga em 13 parcelas iguais durante o exercício. Membros do Comitê de Auditoria Estatutário que exercem outras atribuições junto ao Conselho de Administração da Companhia, perceberão cumulativamente os honorários como membro do Conselho de Administração e como membro do Comitê de Auditoria Estatutário.

8.1 Política ou prática de remuneração

(ii) proporção de cada elemento na remuneração total em relação aos 3 últimos exercícios.

A participação da remuneração fixa, da remuneração variável e dos benefícios reconhecidos, em relação à remuneração total, está representada pelos percentuais a seguir:

Remuneração total do Exercício Social em 31.12.2022 - Valores Anuais em Reais					
	Conselho de Administração	Diretoria Executiva	Conselho Fiscal	Comitê de Auditoria Estatutário	Total
Remuneração fixa anual	71,5%	57,2%	100,0%	100,0%	63,4%
Salário ou pró-labore	67,0%	50,9%	100,0%	100,0%	58,0%
Benefícios direto e indireto	0,1%	6,3%	0,0%	0,0%	4,4%
Participações em comitês	4,4%	0,0%	0,0%	0,0%	1,0%
Outros	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Descrição de outras remunerações fixas	-	-	-	-	-
Remuneração variável	24,5%	35,2%	0,0%	0,0%	30,4%
Bônus	23,8%	29,2%	0,0%	0,0%	26,0%
Participação de resultados	0,7%	6,0%	0,0%	0,0%	4,4%
Participação em reuniões	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Comissões	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Outros	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Descrição de outras remunerações variáveis	-	-	-	-	-
Benefício pós-emprego	1,2%	5,6%	0,0%	0,0%	4,2%
Baseada em ações	2,8%	2,0%	0,0%	0,0%	2,0%
Total da remuneração[1]	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%

Remuneração total do Exercício Social em 31.12.2021					
	Conselho de Administração	Diretoria Executiva	Conselho Fiscal	Comitê de Auditoria Estatutário	Total
Remuneração fixa anual	77,5%	52,6%	100,0%	100,0%	60,7%
Salário ou pró-labore	72,9%	47,6%	100,0%	100,0%	56,0%
Benefícios direto e indireto	0,3%	5,0%	0,0%	0,0%	3,8%
Participações em comitês	4,3%	0,0%	0,0%	0,0%	0,9%
Outros	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Descrição de outras remunerações fixas	-	-	-	-	-
Remuneração variável	19,1%	28,7%	0,0%	0,0%	25,0%
Bônus	11,5%	12,7%	0,0%	0,0%	11,7%
Participação de resultados	7,6%	16,0%	0,0%	0,0%	13,3%
Participação em reuniões	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Comissões	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Outros	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Descrição de outras remunerações variáveis	-	-	-	-	-
Benefício pós-emprego	1,2%	4,9%	0,0%	0,0%	3,8%
Baseada em ações	2,2%	13,8%	0,0%	0,0%	10,5%
Total da remuneração[1]	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%

8.1 Política ou prática de remuneração

Remuneração total do Exercício Social em 31.12.2020					
	Conselho de Administração	Diretoria Executiva	Conselho Fiscal	Comitê de Auditoria Estatutário	Total
Remuneração fixa anual	75,3%	83,1%	100,0%	100,0%	81,5%
Salário ou pró-labore	69,6%	74,5%	100,0%	100,0%	74,5%
Benefícios direto e indireto	0,6%	8,6%	0,0%	0,0%	5,1%
Participações em comitês	5,1%	0,0%	0,0%	0,0%	1,8%
Outros	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Descrição de outras remunerações fixas	-	-	-	-	-
Remuneração variável	16,0%	-3,0%	0,0%	0,0%	4,0%
Bônus	10,5%	-16,0%	0,0%	0,0%	-5,4%
Participação de resultados	5,5%	12,9%	0,0%	0,0%	9,4%
Participação em reuniões	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Comissões	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Outros	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Descrição de outras remunerações variáveis	-	-	-	-	-
Benefício pós-emprego	2,9%	6,1%	0,0%	0,0%	4,6%
Baseada em ações	5,8%	13,8%	0,0%	0,0%	10,0%
Total da remuneração[1]	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%

(1) Conforme Ofício Circular/Anual-2023-CVM/SEP, os encargos sociais de ônus do empregador não estão abrangidos pelo "benefício de qualquer natureza", não integrando os montantes de remuneração global ou individual nas tabelas de remuneração deste item.

O reembolso de 40% efetuado pela Companhia ENGIE Brasil Energia à Controladora engloba valores oriundos ao pagamento de ações ao Presidente do Conselho de Administração, enquanto Presidente da Controladora ENGIE Brasil Participações.

(iii) metodologia de cálculo e de reajuste de cada um dos elementos da remuneração

Os montantes da remuneração dos membros do Conselho de Administração, Diretoria Executiva, Conselho Fiscal e dos Comitês da Companhia são propostos pela Controladora, conforme critérios estabelecidos em nível global e, posteriormente, aprovados na Assembleia Geral dos Acionistas da Companhia. Tal montante não é alterado durante o exercício, pois é definido para cada ano conforme limites aprovados pela Assembleia Geral dos Acionistas para o exercício social (janeiro a dezembro).

A remuneração é definida de acordo com a natureza e responsabilidades de cada cargo, com base em pesquisas de mercado realizadas periodicamente por consultorias especializadas.

(iv) principais indicadores de desempenho nele levados em consideração, inclusive, se for o caso, indicadores ligados a questões ASG

Para compor a remuneração, são utilizados 3 principais indicadores de igual peso, relativos as questões ASG:

- Mudanças climáticas;

- Saúde e segurança; e

- Diversidade de gênero no quadro funcional.

No posicionamento da remuneração dos administradores em relação ao mercado são utilizados indicadores quantitativos e qualitativos, grau de contribuição aos resultados, desempenho geral e experiência.

8.1 Política ou prática de remuneração

A remuneração variável está diretamente relacionada aos resultados de desempenho corporativos e individuais, e considera:

- Indicadores financeiros e operacionais do ano: evolução do EBITDA da Companhia, geração de caixa livre, resultado líquido da Companhia, despesas operacionais, solidariedade com os resultados da controladora, ENGIE Brasil Participações Ltda., etc.;

- Indicadores individuais: cumprimento de metas, resultados industriais e/ou financeiros; e

- Quatro indicadores são utilizados para apurar os resultados de desempenho propostos no âmbito do ILP: ROCE (retorno sobre o capital empregado) do Grupo Engie, TSR (retorno total para o acionista), RNRPG (receita líquida recorrente) e RSE (Responsabilidade Social Empresarial).

(v) razões que justificam a composição da remuneração

A Política de Remuneração dos Administradores, aprovada pelo Conselho de Administração em 06.12.2019, tem como finalidade estabelecer as diretrizes de compensação dos membros do Conselho de Administração, Conselho Fiscal, Diretoria Executiva e Comitês da Companhia. Baseada nas práticas de mercado e visa atrair e reter profissionais e executivos compatíveis com as necessidades da Companhia.

(vi) existência de membros não remunerados pela Companhia e a razão para esse fato

Não há membros não remunerados na Companhia que componham o Conselho de Administração, a Diretoria Executiva, o Conselho Fiscal e os Comitês mencionados no item "8.1.a" deste Formulário de Referência.

d. Existência de remuneração suportada por subsidiárias, controladas ou controladores diretos ou indiretos

Não há pagamentos realizados por subsidiárias pelo cargo ocupado na Administração da Companhia. O Grupo Controlador não faz nenhum tipo de pagamento à Diretoria Executiva ou ao Conselho de Administração da Companhia, exceto:

- Remuneração fixa mensal, variável, benefícios e contribuições decorrentes do contrato individual de trabalho mantido com o Presidente do Conselho de Administração, que acumula funções corporativas na Companhia. Tais custos são parcialmente reembolsados pela Companhia na proporcionalidade da dedicação do executivo às atividades;

- Os citados na letra "e", plano de ações de desempenho (Performance Shares) e opções de compra de ações da ENGIE S.A., são de cunho corporativo e objetivam reforçar o engajamento dos colaboradores.

e. Existência de qualquer remuneração ou benefício vinculado à ocorrência de determinado evento societário, tal como a alienação do controle societário do emissor

Não se aplica à Companhia.

8.2 Remuneração total por órgão

Remuneração total prevista para o Exercício Social corrente 31/12/2023 - Valores Anuais

	Conselho de Administração	Diretoria Estatutária	Conselho Fiscal	Total
Nº total de membros	18	8	6	32,00
Nº de membros remunerados	18	8	6	32,00
Esclarecimento				
Remuneração fixa anual				
Salário ou pró-labore	6.975.380,76	10.485.110,93	824.990,30	18.285.481,99
Benefícios direto e indireto	107.210,00	857.680,00	0,00	964.890,00
Participações em comitês	420.001,09	0,00	0,00	420.001,09
Outros	0,00	0,00	0,00	0,00
Descrição de outras remunerações fixas				
Remuneração variável				
Bônus	931.036,43	6.779.172,67	0,00	7.710.209,10
Participação de resultados	582.457,05	2.864.441,05	0,00	3.446.898,10
Participação em reuniões	0,00	0,00	0,00	0,00
Comissões	0,00	0,00	0,00	0,00
Outros	95.000,00	254.553,35	30.000,00	379.553,35
Descrição de outras remunerações variáveis	A Capacitação, inserida em “Outros”, refere-se aos treinamentos previstos para o ano de 2023.	A Capacitação, inserida em “Outros”, refere-se aos treinamentos previstos para o ano de 2023.	A Capacitação, inserida em “Outros”, refere-se aos treinamentos previstos para o ano de 2023.	
Pós-emprego	226.720,25	1.269.010,73	0,00	1.495.730,98
Cessação do cargo	0,00	0,00	0,00	0,00
Baseada em ações (incluindo opções)	160.150,38	1.572.122,91	0,00	1.732.273,29

Observação	O número de membros de cada órgão (letra “b”) foi apurado da forma especificada no Ofício Circular/Anual-2023-CVM/SEP. Dado que o exercício social de 2022 é o exercício corrente, os números acima foram inseridos com base na previsão da Companhia, conforme requisitado pelo Ofício-Circular CVM/SEP/N°01/2021. Conforme Ofício Circular/ Anual-2023-CVM/SEP, os encargos sociais de ônus do empregador não estão abrangidos pelo “benefício de qualquer natureza”, não integrando os montantes de remuneração global ou individual nas tabelas de remuneração deste item. O reembolso de 40% efetuado pela Companhia ENGIE Brasil Energia à Controladora engloba valores oriundos ao pagamento de ações ao Presidente do Conselho de Administração, enquanto Presidente da Controladora ENGIE Brasil Participações. Em 2023, foi submetido à aprovação da Assembleia Geral Ordinária (AGO), o valor global da remuneração anual dos administradores de até R$ 43,28 milhões, dos quais R$ 8,04 milhões correspondem a encargos sociais de ônus do empregador.	O número de membros de cada órgão (letra “b”) foi apurado da forma especificada no Ofício Circular/Anual-2023-CVM/SEP. Dado que o exercício social de 2022 é o exercício corrente, os números acima foram inseridos com base na previsão da Companhia, conforme requisitado pelo Ofício-Circular CVM/SEP/N°01/2021. Conforme Ofício Circular/ Anual-2023-CVM/SEP, os encargos sociais de ônus do empregador não estão abrangidos pelo “benefício de qualquer natureza”, não integrando os montantes de remuneração global ou individual nas tabelas de remuneração deste item. O reembolso de 40% efetuado pela Companhia ENGIE Brasil Energia à Controladora engloba valores oriundos ao pagamento de ações ao Presidente do Conselho de Administração, enquanto Presidente da Controladora ENGIE Brasil Participações. Em 2023, foi submetido à aprovação da Assembleia Geral Ordinária (AGO), o valor global da remuneração anual dos administradores de até R$ 43,28 milhões, dos quais R$ 8,04 milhões correspondem a encargos sociais de ônus do empregador.	O número de membros de cada órgão (letra “b”) foi apurado da forma especificada no Ofício Circular/Anual-2023-CVM/SEP. Dado que o exercício social de 2022 é o exercício corrente, os números acima foram inseridos com base na previsão da Companhia, conforme requisitado pelo Ofício-Circular CVM/SEP/N°01/2021. Conforme Ofício Circular/ Anual-2023-CVM/SEP, os encargos sociais de ônus do empregador não estão abrangidos pelo “benefício de qualquer natureza”, não integrando os montantes de remuneração global ou individual nas tabelas de remuneração deste item. O reembolso de 40% efetuado pela Companhia ENGIE Brasil Energia à Controladora engloba valores oriundos ao pagamento de ações ao Presidente do Conselho de Administração, enquanto Presidente da Controladora ENGIE Brasil Participações. Em 2023, foi submetido à aprovação da Assembleia Geral Ordinária (AGO), o valor global da remuneração anual dos administradores de até R$ 43,28 milhões, dos quais R$ 8,04 milhões correspondem a encargos sociais de ônus do empregador.	
Total da remuneração	9.497.955,96	24.082.091,64	854.990,30	34.435.037,90

Remuneração total do Exercício Social em 31/12/2022 - Valores Anuais

	Conselho de Administração	Diretoria Estatutária	Conselho Fiscal	Total
Nº total de membros	18	8	6	32,00
Nº de membros remunerados	13	8	6	27,00
Esclarecimento				
Remuneração fixa anual				
Salário ou pró-labore	3.875.272,39	8.773.572,48	974.398,39	13.623.243,26
Benefícios direto e indireto	4.285,75	1.093.295,67	0,00	1.097.581,42
Participações em comitês	256.140,74	0,00	0,00	256.140,74
Outros	0,00	0,00	0,00	0,00
Descrição de outras remunerações fixas				
Remuneração variável				
Bônus	1.375.226,40	5.034.694,16	0,00	6.409.920,56
Participação de resultados	38.515,36	1.040.097,37	0,00	1.078.612,73
Participação em reuniões	0,00	0,00	0,00	0,00
Comissões	0,00	0,00	0,00	0,00
Outros	0,00	0,00	0,00	0,00

Descrição de outras remunerações variáveis				
Pós-emprego	76.399,45	934.476,87	0,00	1.010.876,32
Cessação do cargo	0,00	0,00	0,00	0,00
Baseada em ações (incluindo opções)	160.150,32	345.115,09	0,00	505.265,41
Observação	O número de membros de cada órgão (letra “b”) foi apurado da forma especificada no Ofício Circular/Anual-2023-CVM/SEP. Conforme Ofício Circular/Anual-2023-CVM/SEP, os encargos sociais de ônus do empregador não estão abrangidos pelo “benefício de qualquer natureza”, não integrando os montantes de remuneração global ou individual nas tabelas de remuneração deste item. O reembolso de 40% efetuado pela Companhia ENGIE Brasil Energia à Controladora engloba valores oriundos ao pagamento de ações ao Presidente do Conselho de Administração, enquanto Presidente da Controladora ENGIE Brasil Participações.	O número de membros de cada órgão (letra “b”) foi apurado da forma especificada no Ofício Circular/Anual-2022-CVM/SEP. Dado que o exercício social de 2022 é o exercício corrente, os números acima foram inseridos com base na previsão da Companhia, conforme requisitado pelo Ofício-Circular CVM/SEP/N°01/2021. Conforme Ofício Circular/Anual-2022-CVM/SEP, os encargos sociais de ônus do empregador não estão abrangidos pelo “benefício de qualquer natureza”, não integrando os montantes de remuneração global ou individual nas tabelas de remuneração deste item. Em 2022, foi aprovado pela Assembleia Geral Ordinária (AGO), o valor global da remuneração anual dos administradores de até R$ 33 milhões, dos quais R$ 5,7 milhões correspondem a encargos sociais de ônus do empregador. Além dos valores dos órgãos de Conselho de Administração, de Diretoria Estatutária e de Conselho Fiscal, conforme descrito no quadro deste item, compõe a remuneração da Administração o montante de R$ 0,7 milhão do Comitê de Auditoria Estatutário, líquido de encargos sociais.	O número de membros de cada órgão (letra “b”) foi apurado da forma especificada no Ofício Circular/Anual-2023-CVM/SEP. Conforme Ofício Circular/Anual-2023-CVM/SEP, os encargos sociais de ônus do empregador não estão abrangidos pelo “benefício de qualquer natureza”, não integrando os montantes de remuneração global ou individual nas tabelas de remuneração deste item. O reembolso de 40% efetuado pela Companhia ENGIE Brasil Energia à Controladora engloba valores oriundos ao pagamento de ações ao Presidente do Conselho de Administração, enquanto Presidente da Controladora ENGIE Brasil Participações.	
Total da remuneração	5.785.990,41	17.221.251,64	974.398,39	23.981.640,44

Remuneração total do Exercício Social em 31/12/2021 - Valores Anuais

	Conselho de Administração	Diretoria Estatutária	Conselho Fiscal	Total
Nº total de membros	17,67	8	6	31,67
Nº de membros remunerados	14,67	8	6	28,67
Esclarecimento				
Remuneração fixa anual				
Salário ou pró-labore	3.724.270,45	8.439.991,15	736.024,04	12.900.285,64
Benefícios direto e indireto	16.029,00	893.340,83	0,00	909.369,83
Participações em comitês	220.804,43	0,00	0,00	220.804,43
Outros	0,00	0,00	0,00	0,00
Descrição de outras remunerações fixas				
Remuneração variável				
Bônus	588.835,59	2.255.922,23	0,00	2.844.757,82
Participação de resultados	386.879,29	2.836.952,54	0,00	3.223.831,83
Participação em reuniões	0,00	0,00	0,00	0,00
Comissões	0,00	0,00	0,00	0,00
Outros	0,00	0,00	0,00	0,00
Descrição de outras remunerações variáveis				
Pós-emprego	58.003,10	852.205,55	0,00	910.208,65
Cessação do cargo	0,00	0,00	0,00	0,00
Baseada em ações (incluindo opções)	111.441,27	2.434.539,14	0,00	2.545.980,41
Observação	O número de membros de cada órgão (letra “b”) foi apurado da forma especificada no Ofício Circular/Anual-2022-CVM/SEP. Conforme Ofício Circular/Anual-2022-CVM/SEP, os encargos sociais de ônus do empregador não estão abrangidos pelo “benefício de qualquer natureza”, não integrando os montantes de remuneração global ou individual nas tabelas de remuneração deste item. O reembolso de 40% efetuado pela Companhia ENGIE Brasil Energia à Controladora engloba valores oriundos ao pagamento de ações ao Presidente do Conselho de Administração, enquanto Presidente da Controladora ENGIE Brasil Participações. Além dos valores dos órgãos de Conselho de Administração, de Diretoria Estatutária e de Conselho Fiscal, conforme descrito no quadro deste item, compõe a remuneração da Administração o montante de R$ 0,7 milhão do Comitê de Auditoria Estatutário, líquido de encargos sociais.	O número de membros de cada órgão (letra “b”) foi apurado da forma especificada no Ofício Circular/Anual-2022-CVM/SEP. Conforme Ofício Circular/Anual-2022-CVM/SEP, os encargos sociais de ônus do empregador não estão abrangidos pelo “benefício de qualquer natureza”, não integrando os montantes de remuneração global ou individual nas tabelas de remuneração deste item. Além dos valores dos órgãos de Conselho de Administração, de Diretoria Estatutária e de Conselho Fiscal, conforme descrito no quadro deste item, compõe a remuneração da Administração o montante de R$ 0,7 milhão do Comitê de Auditoria Estatutário, líquido de encargos sociais.	O número de membros de cada órgão (letra “b”) foi apurado da forma especificada no Ofício Circular/Anual-2022-CVM/SEP. Conforme Ofício Circular/Anual-2022-CVM/SEP, os encargos sociais de ônus do empregador não estão abrangidos pelo “benefício de qualquer natureza”, não integrando os montantes de remuneração global ou individual nas tabelas de remuneração deste item. Além dos valores dos órgãos de Conselho de Administração, de Diretoria Estatutária e de Conselho Fiscal, conforme descrito no quadro deste item, compõe a remuneração da Administração o montante de R$ 0,7 milhão do Comitê de Auditoria Estatutário, líquido de encargos sociais.	
Total da remuneração	5.106.263,13	17.712.951,44	736.024,04	23.555.238,61

8.3 Remuneração Variável

Exercício Social: 31/12/2023

	Conselho de Administração	Diretoria Estatutária	Conselho Fiscal	Total
Nº total de membros	18	8	6	**32,00**
Nº de membros remunerados	2	8	0	**10,00**
Esclarecimento			A Companhia não remunera o Conselho Fiscal de forma variável.	
EM RELAÇÃO AO BÔNUS				
Valor mínimo previsto no plano de remuneração	0,00	0,00	0,00	**0,00**
Valor máximo previsto no plano de remuneração	931.036,43	6.779.172,67	0,00	**7.710.209,10**
Valor previsto no plano de remuneração, caso as metas estabelecidas fossem atingidas	465.518,22	3.389.586,34	0,00	**3.855.104,56**
Valor efetivamente reconhecido no exercício social				**0,00**
EM RELAÇÃO À PARTICIPAÇÃO NO RESULTADO				
Valor mínimo previsto no plano de remuneração	0,00	0,00	0,00	**0,00**
Valor máximo previsto no plano de remuneração	582.457,05	2.864.441,05	0,00	**3.446.898,10**
Valor previsto no plano de remuneração, caso as metas estabelecidas fossem atingidas	582.457,05	2.864.441,05	0,00	**3.446.898,10**
Valor efetivamente reconhecido no exercício social				**0,00**

Exercício Social: 31/12/2022

	Conselho de Administração	Diretoria Estatutária	Conselho Fiscal	Total
Nº total de membros	18	8	6	**32,00**
Nº de membros remunerados	2	8	0	**10,00**
Esclarecimento			A Companhia não remunera o Conselho Fiscal de forma variável.	
EM RELAÇÃO AO BÔNUS				
Valor mínimo previsto no plano de remuneração	0,00	0,00	0,00	**0,00**
Valor máximo previsto no plano de remuneração	754.191,39	2.544.891,98	0,00	**3.299.083,37**
Valor previsto no plano de remuneração, caso as metas estabelecidas fossem atingidas	377.095,70	1.272.445,99	0,00	**1.649.541,69**
Valor efetivamente reconhecido no exercício social				**0,00**
EM RELAÇÃO À PARTICIPAÇÃO NO RESULTADO				
Valor mínimo previsto no plano de remuneração	0,00	0,00	0,00	**0,00**
Valor máximo previsto no plano de remuneração	469.758,75	2.557.334,35	0,00	**3.027.093,10**
Valor previsto no plano de remuneração, caso as metas estabelecidas fossem atingidas	469.758,75	2.557.334,35	0,00	**3.027.093,10**
Valor efetivamente reconhecido no exercício social	1.413.741,76	6.074.791,53		**7.488.533,29**

Exercício Social: 31/12/2021

	Conselho de Administração	Diretoria Estatutária	Conselho Fiscal	Total
Nº total de membros	17,67	8	6	**31,67**
Nº de membros remunerados	2	8	0	**10,00**
Esclarecimento			A Companhia não remunera o Conselho Fiscal de forma variável.	
EM RELAÇÃO AO BÔNUS				
Valor mínimo previsto no plano de remuneração	0,00	0,00	0,00	**0,00**
Valor máximo previsto no plano de remuneração	815.035,22	3.027.198,28	0,00	**3.842.233,50**
Valor previsto no plano de remuneração, caso as metas estabelecidas fossem atingidas	407.517,61	1.513.599,14	0,00	**1.921.116,75**
Valor efetivamente reconhecido no exercício social				**0,00**

EM RELAÇÃO À PARTICIPAÇÃO NO RESULTADO				
Valor mínimo previsto no plano de remuneração	0,00	0,00	0,00	**0,00**
Valor máximo previsto no plano de remuneração	519.809,78	2.741.619,25	0,00	**3.261.429,03**
Valor previsto no plano de remuneração, caso as metas estabelecidas fossem atingidas	259.904,89	1.370.809,63	0,00	**1.630.714,52**
Valor efetivamente reconhecido no exercício social	975.714,88	5.092.874,77		**6.068.589,65**

8.4 Plano de remuneração baseado em ações

8.4 – Plano de remuneração baseado em ações: em relação ao plano de remuneração baseado em ações do conselho de administração e da diretoria estatutária, em vigor no último exercício social e previsto para o exercício social corrente, descrever:

A Companhia oferece aos seus administradores Plano de Incentivo de Longo Prazo (ILP) mantido pelo acionista controlador direto, ENGIE Brasil Participações Ltda. ("ENGIE Brasil Participações").

a. Termos e condições gerais

Conforme descrito nos itens 8.1 e 8.8, para objetivos de médio e longo prazos, a controladora direta da Companhia, ENGIE Brasil Participações, oferece à Diretoria Executiva e a determinados membros do Conselho de Administração, um ILP baseado em ações fantasma (Phantom Shares) da Companhia.

b. Data de aprovação e órgão responsável

O Plano de ILP é aprovado pela CEO do grupo Engie, Catherine MacGregor e o último plano foi aprovado em meados de 2022.

c. Número máximo de ações abrangidas

Não há número máximo de ações abrangidas. O número máximo de Phantom Shares a serem distribuídas corresponde ao somatório do valor máximo individual conforme descrito no item "g" abaixo dividido pelo valor das ações.

d. Número máximo de opções a serem outorgadas

Conforme descrito no item "h" abaixo, o valor do ILP (% do salário anual convertido em *Phantom Shares*) está limitado a 130% da faixa salarial da Companhia para o cargo do executivo somada ao ILP definido para aquele cargo na data de outorga. O salário base anual somado ao ILP ajustado não pode ultrapassar este limite.

e. Condições de aquisição de ações

O ILP é destinado aos executivos da Companhia e do acionista controlador direto, ENGIE Brasil Participações, que mantenham contrato de administração e cargo na Diretoria Executiva das empresas. O acionista controlador determina anualmente quais executivos serão elegíveis ao ILP.

f. Critérios para fixação do preço de aquisição ou exercício

O valor de mercado das *Phantom Shares* é calculado através da média simples da cotação de fechamento da ação EGIE3 nos 3 meses anteriores à data de outorga. Ao término dos 3 anos do plano, o valor de mercado destas ações fantasma (novamente calculadas através da média do fechamento da EGIE3 nos 3 meses anteriores à data do término) será a base do valor da premiação a ser paga pelo atingimento das metas. A data de término será dia 15 do mês de março seguinte ao 3º ano do plano, após o fechamento dos resultados do exercício anterior.

g. Critérios para fixação do prazo de aquisição ou exercício

O ILP estabelece que a duração do plano será de 3 anos, conforme última revisão realizada em meados de 2022 – vide item 8.4 (b).

h. Forma de liquidação

O plano envolve um bônus diferido específico, pago em dinheiro 3 anos após a data de concessão. O pagamento do ILP aos Diretores Estatutários é realizado pela Companhia e ao Presidente do Conselho de Administração pela controladora direta, ENGIE Brasil Participações e reembolsado pela Companhia.

8.4 Plano de remuneração baseado em ações

i. Restrições à transferência das ações

Tendo em vista que o ILP prevê o pagamento de um bônus diferido específico baseado em ações fantasma (*Phantom Shares*), não é possível a transferência das ações.

j. Critérios e eventos que, quando verificados, ocasionarão a suspensão, alteração ou extinção do plano

O acionista controlador direto, ENGIE Brasil Participações, tem a prerrogativa de, a qualquer momento com ou sem comunicado prévia, modificar, alterar, corrigir, inserir ou eliminar as condições do ILP, assim como optar pela decisão do cancelamento para futuras concessões, independentemente de justificativa.

k. Efeitos da saída do administrador dos órgãos do emissor sobre seus direitos previstos no plano de remuneração baseado em ações

Os executivos que deixarem a Companhia antes do término do prazo de 3 anos de carência previsto no ILP estarão automaticamente renunciando ao direito a qualquer pagamento dentro do plano. Exceções serão aplicadas se ocorrer: término do vínculo com a Companhia para exercer atividades em outras empresas do Grupo ENGIE, para fins de aposentadoria por tempo de serviço ou invalidez, para adesão a programas de desligamento voluntário, em razão de desligamento sem justa causa por decisão da Companhia ou em decorrência de falecimento do executivo.

8.5 Remuneração Baseada em Ações (Opções de Compra de Ações)

Exercício Social: 31/12/2023

	Conselho de Administração	Diretoria Estatutária	Conselho Fiscal	Total
Nº total de membros	18	8		**26,00**
Nº de membros remunerados	1	4		**5,00**
Diluição potencial em caso de exercício de todas as opções em aberto	N/A	N/A		**0,00**
Esclarecimento				**----**
PREÇO MÉDIO PONDERADO DE EXERCÍCIO DE CADA UM DOS SEGUINTES GRUPOS DE OPÇÕES				
Em aberto no início do exercício social	0,00	0,00		**0,00**
Perdidas e expiradas durante o exercício social	0,00	0,00		**0,00**
Exercidas durante o exercício social	160.150,38	1.572.122,91		**1.732.273,29**

Exercício Social: 31/12/2022

	Conselho de Administração	Diretoria Estatutária	Conselho Fiscal	Total
Nº total de membros	18	8		**26,00**
Nº de membros remunerados	1	8		**9,00**
Diluição potencial em caso de exercício de todas as opções em aberto	N/A	N/A		**0,00**
Esclarecimento				**----**
PREÇO MÉDIO PONDERADO DE EXERCÍCIO DE CADA UM DOS SEGUINTES GRUPOS DE OPÇÕES				
Em aberto no início do exercício social	0,00	0,00		**0,00**
Perdidas e expiradas durante o exercício social	0,00	0,00		**0,00**
Exercidas durante o exercício social	160.150,32	345.115,09		**505.265,41**

Exercício Social: 31/12/2021

	Conselho de Administração	Diretoria Estatutária	Conselho Fiscal	Total
Nº total de membros	17,67	8		**25,67**
Nº de membros remunerados	1	8		**9,00**
Diluição potencial em caso de exercício de todas as opções em aberto	N/A	N/A		**0,00**
Esclarecimento				**----**
PREÇO MÉDIO PONDERADO DE EXERCÍCIO DE CADA UM DOS SEGUINTES GRUPOS DE OPÇÕES				
Em aberto no início do exercício social	0,00	0,00		**0,00**
Perdidas e expiradas durante o exercício social	0,00	0,00		**0,00**
Exercidas durante o exercício social	111.441,27	2.434.539,14		**2.545.980,41**

8.6 Outorga de opções de compra de ações

8.6 – Outorgas: em relação à cada outorga de opções de compra de ações realizada nos 3 últimos exercícios sociais e previstas para o exercício social corrente, do conselho de administração e da diretoria estatutária:

Outorgas previstas para o exercício social corrente (2023)

	Diretoria Executiva
Número total de membros	8
Número de membros remunerados	8
Data de outorga	15.03.2023
Quantidade de opções outorgada	71.260
Prazo para que as opções se tornem exercíveis	15.03.2026
Prazo máximo para exercício das opções	15.03.2026
Prazo de restrição à transferência das ações	Não aplicável

Outorga baseada em ações – exercício encerrado em 31.12.2022

	Diretoria Executiva
Número total de membros	8
Número de membros remunerados	8
Data de outorga	15.03.2022
Quantidade de opções outorgada	62.421
Prazo para que as opções se tornem exercíveis	15.03.2025
Prazo máximo para exercício das opções	15.03.2025
Prazo de restrição à transferência das ações	Não aplicável
Valor das opções na data da outorga (média simples do preço de fechamento nos 3 meses que antecederam a outorga)	R$39,44
Multiplicação da quantidade de ações outorgadas pelo valor justo das opções na data da outorga	2.461.884,24

Outorga baseada em ações – exercício encerrado em 31.12.2021

	Diretoria Executiva
Número total de membros	8
Número de membros remunerados	8
Data de outorga	15.03.2021
Quantidade de opções outorgada	34.634
Prazo para que as opções se tornem exercíveis	15.03.2025
Prazo máximo para exercício das opções	15.03.2025
Prazo de restrição à transferência das ações	Não aplicável
Valor das opções na data da outorga (média simples do preço de fechamento nos 3 meses que antecederam a outorga)	R$43,22
Multiplicação da quantidade de ações outorgadas pelo valor justo das opções na data da outorga	1.496.881,48

Outorga baseada em ações – exercício encerrado em 31.12.2020

	Diretoria Executiva
Número total de membros	7
Número de membros remunerados	7
Data de outorga	15.03.2020
Quantidade de opções outorgada	34.620
Prazo para que as opções se tornem exercíveis	15.03.2024
Prazo máximo para exercício das opções	15.03.2024
Prazo de restrição à transferência das ações	Não aplicável
Valor das opções na data da outorga (média simples do preço de fechamento nos 3 meses que antecederam a outorga)	R$50,63
Multiplicação da quantidade de ações outorgadas pelo valor justo das opções na data da outorga	1.752.810,60

8.7 Opções em aberto

8.7 – Opções em aberto: em relação às opções em aberto do conselho de administração e da diretoria estatutária ao final do último exercício social:

Até a data de apresentação deste documento, não há opção em aberto do Conselho de Administração e da Diretoria Executiva.

8.8 Opções exercidas e ações entregues

8.8 – Opções exercidas: em relação às opções exercidas relativas à remuneração baseada em ações do conselho de administração e da diretoria estatutária, nos 3 últimos exercícios sociais:

Não houve opções exercidas e ações entregues relativas à remuneração baseada em ações nos 3 últimos exercícios sociais.

8.9 Diluição potencial por outorga de ações

8.9 – Entrega de ações: em relação à remuneração baseada em ações, sob a forma de ações a serem entregues diretamente aos beneficiários, reconhecida no resultado dos 3 últimos exercícios sociais e à prevista para o exercício social corrente, do conselho de administração e da diretoria estatutária:

Até a data de apresentação deste documento, não existem ações em aberto a serem entregues diretamente aos beneficiários do Conselho de Administração e da Diretoria Executiva.

8.10 Outorga de ações

8.10 – Outorga de ações: em relação à cada outorga de ações realizada nos 3 últimos exercícios sociais e previstas para o exercício social corrente, do conselho de administração e da diretoria estatutária:

Não houve ações entregues relativas à remuneração baseada em ações nos 3 últimos exercícios sociais.

8.11 Ações entregues

Justificativa para o não preenchimento do quadro:

Até a data de apresentação deste documento, não existem ações em aberto a serem entregues diretamente aos beneficiários do Conselho de Administração e da Diretoria Executiva.

8.12 Precificação das ações/opções

8.12 – Descrição sumária das informações necessárias para a compreensão dos dados divulgados nos itens 8.5 a 8.11, tal como a explicação do método de precificação do valor das ações e das opções, indicando:

O Plano de Incentivo de Longo Prazo ("ILP") é proposto anualmente pelo acionista controlador direto, ENGIE Brasil Participações Ltda., considerando os seguintes parâmetros:

• O valor individual será estabelecido por meio de um percentual do salário base anual do executivo.

• Do valor do "ILP" será deduzido o valor médio nominal de desempenho dos últimos 3 anos na data de outorga do plano de ações por performance da ENGIE S.A. (*Performance Shares*) concedido no ano anterior.

• O valor resultante será convertido em um número de ações fantasma (*Phantom Shares*) de acordo com o valor de mercado da ação da Companhia (EGIE3), determinando a base para o montante do prêmio a ser pago pelo alcance dos objetivos na data do término do plano.

a. Modelo de precificação

Para cálculo de outorga das ações fantasma (*Phantom Shares*) considera-se o valor de mercado da ação, sendo calculado por meio da média simples da cotação de fechamento da EGIE3 nos 3 meses anteriores à data de outorga. A data de outorga é a mesma estabelecida no plano das ações por performance (*Performance Shares*) do acionista controlador indireto, ENGIE S.A., geralmente no mês de dezembro de cada ano.

b. Dados e premissas utilizadas no modelo de precificação, incluindo o preço médio ponderado das ações, preço de exercício, volatilidade esperada, prazo de vida da opção, dividendos esperados e a taxa de juros livre de risco

Enquanto o plano estiver vigente, o número de ações atribuídas para a determinação do valor do incentivo poderá ser aumentado proporcionalmente baseado no valor da ação quando a empresa pagar a seus acionistas os dividendos e juros sobre capital próprio. Tal ajuste será realizado por meio do cálculo do *dividend yeld* do preço de fechamento da ação EGIE3 na data.

O valor exato do incentivo será calculado por meio da seguinte fórmula: (% SB – – média dos 3 últimos anos VF PSP) / Valor da ação EGIE3 na data de início do plano = X Número de ações fantasma (Início). Para o valor final das ações considerar: X Número de ações fantasmas x preço da ação EGIE3 na data final. E o pagamento total será o valor final das ações multiplicado pelos indicadores de performance. Sendo que:

• % SB significa um % do salário base anual variando pela grade salarial do executivo na data de início do plano;

• VF PSP representa o valor de face das ações por performance (Performance Shares) da ENGIE S.A. concedidas nos últimos 3 anos, com cotação e câmbio EUR/BRL da data de outorga destas ações;

• Valor da ação EGIE3 conforme detalhado no item "a" desta seção.

c. Método utilizado e as premissas assumidas para incorporar os efeitos esperados de exercício antecipado

Não há previsão de exercício antecipado no modelo de ILP baseado em ações aplicado pelo Grupo.

d. Forma de determinação da volatilidade esperada

Não aplicável ao modelo de plano de ILP baseado em ações aplicado pelo Grupo, uma vez que a volatilidade das ações não foi considerada no cálculo para apuração do valor da bonificação.

8.12 Precificação das ações/opções

e. Se alguma outra característica da opção foi incorporada na mensuração de seu valor justo

O pagamento total do ILP será um percentual do valor das ações ao final do ciclo. Este percentual será determinado pelos resultados alcançados nos quatro indicadores de desempenho do plano, no período de 3 anos do plano: ROCE (retorno sobre o capital empregado) do grupo Engie – 30%, Total Shareholder Return (retorno total para o acionista) – 25%, RNRPG (receita líquida recorrente) – 25% e RSE (Responsabilidade Social Empresarial) – 20%.

Ao término dos 3 anos do plano, o valor de mercado destas ações (novamente calculadas por meio da média do fechamento da EGIE3 nos 3 meses anteriores à datado término) será a base do valor da premiação a ser paga pelo atingimento das metas. A data de término será dia 15 do mês de março seguinte ao 3° ano do plano, após o fechamento dos resultados do exercício anterior.

8.13 Participações detidas por órgão

8.13 – Participação em sociedades: informar a quantidade de ações, cotas e outros valores mobiliários conversíveis em ações ou cotas, emitidos, no Brasil ou no exterior, pelo emissor, seus controladores diretos ou indiretos, sociedades controladas ou sob controle comum, que sejam detidas por membros do conselho de administração, da diretoria estatutária ou do conselho fiscal, agrupados por órgão

Em 31 de dezembro de 2022, a Companhia possuía 815.927.740 ações ordinárias, todas nominativas e sem valor nominal.

O quadro abaixo demonstra a quantidade de ações e outros valores mobiliários detidos por membros dos Conselhos e Diretores da Companhia:

Órgão	Quantidade de ações detidas, em 31 de dezembro de 2022		
	Ações Ordinárias		
	Diretamente	Indiretamente	Total
Conselho de Administração	43.855	-	43.855
Diretoria Executiva	7.250	-	7.250
Conselho Fiscal	4.983	-	4.983
Total	**56.088**	**-**	**56.088**

As ações detidas por estes membros correspondem a 0,006874% das ações emitidas.

A cotação da ação em 31 de dezembro de 2022 era de R$ 37,88 por ação.

8.14 Planos de previdência

8.14 – Planos de previdências: em relação aos planos de previdência em vigor conferidos aos membros do conselho de administração e aos diretores estatutários, fornecer as seguintes informações

(Valores em Reais)	Conselho de Administração	Diretoria Executiva
Número de membros	18	8
Número de membros remunerados	2	8
Nome do Plano	Plano CD	Plano CD
Quantidade de administradores que reúnem condições para se aposentar	1	1
Condições para se aposentar antecipadamente	2	8
Valor atualizado das contribuições acumuladas no plano de previdência até o encerramento do último exercício social, descontada a parcela relativa a contribuições feitas diretamente pelos administradores	5.660.172,32	26.195.332,88
Valor total acumulado das contribuições realizadas durante o último exercício social, descontada a parcela relativa a contribuições feitas diretamente pelos administradores	49.501,80	809.237,21
Se há possibilidade de resgate antecipado e quais as condições	Não Aplicável	Não Aplicável

Nota: A idade para Aposentadoria Normal foi alterada para 60 anos e para a Aposentadoria Antecipada permanece a partir de 48 anos.

8.15 Remuneração mínima, média e máxima

Valores anuais

	Diretoria Estatutária		Conselho de Administração		Conselho Fiscal	
	31/12/2022	31/12/2021	31/12/2022	31/12/2021	31/12/2022	31/12/2021
Nº de membros	8	8	18	17,67	6	6
Nº de membros remunerados	8	8	13	14,67	6	6
Valor da maior remuneraçãoReal	3.318.269,17	3.371.882,49	2.093.212,03	2.080.483,95	164.715,37	151.343,96
Valor da menor remuneraçãoReal	1.032.459,92	846.301,93	162.188,84	147.202,90	82.357,68	75.671,98
Valor médio da remuneraçãoReal	2.152.656,46	2.214.118,93	445.076,19	348.075,20	162.399,73	122.670,67

Observações e esclarecimentos

	Diretoria Estatutária	
	Observação	Esclarecimento
31/12/2022	Conforme Ofício Circular/Anual-2023-CVM/SEP, os encargos sociais de ônus do empregador não estão abrangidos pelo “benefício de qualquer natureza”, não integrando os montantes de remuneração global ou individual nas tabelas de remuneração deste item. Os membros da Diretoria Executiva e dos Conselhos identificados com a maior e menor remuneração exerceram o cargo durante todo o exercício apurado. O valor médio da remuneração no Conselho Fiscal em 2020 inferior à menor remuneração é decorrente do início do pagamento aos membros suplentes no meio do exercício, onde se definiu remuneração de 50% do valor atribuído mensalmente ao titular. A maior e menor remuneração do Comitê de Auditoria Estatutário reflete a soma dos 8 meses de pagamento no exercício 2020 a partir da sua criação. O valor médio da remuneração no Comitê de Auditoria Estatutário em 2020 superior à maior remuneração é decorrente do período menor que 12 meses no exercício a partir da sua criação.	
31/12/2021	Conforme Ofício Circular/Anual-2023-CVM/SEP, os encargos sociais de ônus do empregador não estão abrangidos pelo “benefício de qualquer natureza”, não integrando os montantes de remuneração global ou individual nas tabelas de remuneração deste item. Os membros da Diretoria Executiva e dos Conselhos identificados com a maior e menor remuneração exerceram o cargo durante todo o exercício apurado. O valor médio da remuneração no Conselho Fiscal em 2020 inferior à menor remuneração é decorrente do início do pagamento aos membros suplentes no meio do exercício, onde se definiu remuneração de 50% do valor atribuído mensalmente ao titular. A maior e menor remuneração do Comitê de Auditoria Estatutário reflete a soma dos 8 meses de pagamento no exercício 2020 a partir da sua criação. O valor médio da remuneração no Comitê de Auditoria Estatutário em 2020 superior à maior remuneração é decorrente do período menor que 12 meses no exercício a partir da sua criação.	

	Conselho de Administração	
	Observação	**Esclarecimento**
31/12/2022	Conforme Ofício Circular/Anual-2023-CVM/SEP, os encargos sociais de ônus do empregador não estão abrangidos pelo “benefício de qualquer natureza”, não integrando os montantes de remuneração global ou individual nas tabelas de remuneração deste item. Os membros da Diretoria Executiva e dos Conselhos identificados com a maior e menor remuneração exerceram o cargo durante todo o exercício apurado. O valor médio da remuneração no Conselho Fiscal em 2020 inferior à menor remuneração é decorrente do início do pagamento aos membros suplentes no meio do exercício, onde se definiu remuneração de 50% do valor atribuído mensalmente ao titular. A maior e menor remuneração do Comitê de Auditoria Estatutário reflete a soma dos 8 meses de pagamento no exercício 2020 a partir da sua criação. O valor médio da remuneração no Comitê de Auditoria Estatutário em 2020 superior à maior remuneração é decorrente do período menor que 12 meses no exercício a partir da sua criação.	
31/12/2021	Conforme Ofício Circular/Anual-2023-CVM/SEP, os encargos sociais de ônus do empregador não estão abrangidos pelo “benefício de qualquer natureza”, não integrando os montantes de remuneração global ou individual nas tabelas de remuneração deste item. Os membros da Diretoria Executiva e dos Conselhos identificados com a maior e menor remuneração exerceram o cargo durante todo o exercício apurado. O valor médio da remuneração no Conselho Fiscal em 2020 inferior à menor remuneração é decorrente do início do pagamento aos membros suplentes no meio do exercício, onde se definiu remuneração de 50% do valor atribuído mensalmente ao titular. A maior e menor remuneração do Comitê de Auditoria Estatutário reflete a soma dos 8 meses de pagamento no exercício 2020 a partir da sua criação. O valor médio da remuneração no Comitê de Auditoria Estatutário em 2020 superior à maior remuneração é decorrente do período menor que 12 meses no exercício a partir da sua criação.	

	Conselho Fiscal	
	Observação	**Esclarecimento**
31/12/2022	Conforme Ofício Circular/Anual-2023-CVM/SEP, os encargos sociais de ônus do empregador não estão abrangidos pelo “benefício de qualquer natureza”, não integrando os montantes de remuneração global ou individual nas tabelas de remuneração deste item. Os membros da Diretoria Executiva e dos Conselhos identificados com a maior e menor remuneração exerceram o cargo durante todo o exercício apurado. O valor médio da remuneração no Conselho Fiscal em 2020 inferior à menor remuneração é decorrente do início do pagamento aos membros suplentes no meio do exercício, onde se definiu remuneração de 50% do valor atribuído mensalmente ao titular. A maior e menor remuneração do Comitê de Auditoria Estatutário reflete a soma dos 8 meses de pagamento no exercício 2020 a partir da sua criação. O valor médio da remuneração no Comitê de Auditoria Estatutário em 2020 superior à maior remuneração é decorrente do período menor que 12 meses no exercício a partir da sua criação.	
31/12/2021	Conforme Ofício Circular/Anual-2023-CVM/SEP, os encargos sociais de ônus do empregador não estão abrangidos pelo “benefício de qualquer natureza”, não integrando os montantes de remuneração global ou individual nas tabelas de remuneração deste item. Os membros da Diretoria Executiva e dos Conselhos identificados com a maior e menor remuneração exerceram o cargo durante todo o exercício apurado. O valor médio da remuneração no Conselho Fiscal em 2020 inferior à menor remuneração é decorrente do início do pagamento aos membros suplentes no meio do exercício, onde se definiu remuneração de 50% do valor atribuído mensalmente ao titular. A maior e menor remuneração do Comitê de Auditoria Estatutário reflete a soma dos 8 meses de pagamento no exercício 2020 a partir da sua criação. O valor médio da remuneração no Comitê de Auditoria Estatutário em 2020 superior à maior remuneração é decorrente do período menor que 12 meses no exercício a partir da sua criação.	

8.16 Mecanismos de remuneração/indenização

8.16 – Mecanismos de indenização: descrever arranjos contratuais, apólices de seguros ou outros instrumentos que estruturem mecanismos de remuneração ou indenização para os administradores em caso de destituição do cargo ou de aposentadoria, indicando quais as consequências financeiras para o emissor

A Companhia não tem arranjos contratuais, apólices de seguros ou outros instrumentos que estruturem mecanismos de remuneração ou indenização para os administradores em caso de destituição do cargo ou de aposentadoria.

8.17 Percentual partes relacionadas na remuneração

8.17 – Remuneração de partes relacionadas: em relação aos 3 últimos exercícios sociais e à previsão para o exercício social corrente, indicar o percentual da remuneração total de cada órgão reconhecida no resultado do emissor referente a membros do conselho de administração, da diretoria estatutária ou do conselho fiscal que sejam partes relacionadas aos controladores, diretos ou indiretos, conforme definido pelas regras contábeis que tratam desse assunto

A remuneração dos membros do Conselho de Administração que têm contratos de trabalho vinculados aos controladores diretos e indiretos da Companhia correspondem a 44% (previsto), 43%, 57% e 63%, do total da remuneração do Conselho de Administração nos anos de 2023, 2022, 2021 e 2020 respectivamente. No Conselho Fiscal, não há membros que são considerados como partes relacionadas aos controladores da Companhia nos últimos 3 anos.

8.18 Remuneração - Outras funções

8.18 – Remuneração de funções que não a função que ocupam: em relação aos 3 últimos exercícios sociais e à previsão para o exercício social corrente, indicar os valores reconhecidos no resultado do emissor como remuneração de membros do conselho de administração, da diretoria estatutária ou do conselho fiscal, agrupados por órgão, por qualquer razão que não a função que ocupam, como por exemplo, comissões e serviços de consultoria ou assessoria prestados

Não houve pagamento de remuneração para membros do Conselho de Administração, da Diretoria Executiva ou do Conselho Fiscal por qualquer razão que não a função que ocupam, nos 3 últimos exercícios sociais, bem como não há expectativa de pagamento para o exercício corrente.

8.19 Remuneração reconhecida do controlador/controlada

8.19 – Valores reconhecidos no resultado de outras sociedades: em relação aos 3 últimos exercícios sociais e à previsão para o exercício social corrente, indicar os valores reconhecidos no resultado de controladores, diretos ou indiretos, de sociedades sob controle comum e de controladas do emissor, como remuneração de membros do conselho de administração, da diretoria estatutária ou do conselho fiscal do emissor, agrupados por órgão, especificando a que título tais valores foram atribuídos a tais indivíduos

O Grupo Econômico Controlador da Companhia, ENGIE S.A., mantém um programa de concessão de ações por desempenho (*Performance Shares*), que pode ser concedido, dentro das condições estabelecidas, aos executivos e profissionais seniores.

No quadro a seguir, demonstra-se a média de atribuições de ações do Grupo Econômico Controlador aos membros da Diretoria Executiva da Companhia:

Exercício social 2023 – Remuneração a ser Recebida em Função do Exercício do Cargo na Companhia

	Conselho de Administração	Diretoria Executiva	Conselho Fiscal	Comitê de Auditoria Estatutário	Total
Controladores diretos e indiretos	-	243.677,86	-	-	243.677,86
Controladas da Companhia	-	-	-	-	-
Sociedades sob controle comum	-	-	-	-	-

Exercício social 2022 – Remuneração Recebida em Função do Exercício do Cargo na Companhia

	Conselho de Administração	Diretoria Executiva	Conselho Fiscal	Comitê de Auditoria Estatutário	Total
Controladores diretos e indiretos	-	383.011,12	-	-	383.011,12
Controladas da Companhia	-	-	-	-	-
Sociedades sob controle comum	-	-	-	-	-

Exercício social 2021 – Remuneração Recebida em Função do Exercício do Cargo na Companhia

	Conselho de Administração	Diretoria Executiva	Conselho Fiscal	Comitê de Auditoria Estatutário	Total
Controladores diretos e indiretos	-	225.063,88	-	-	225.063,88
Controladas da Companhia	-	-	-	-	-
Sociedades sob controle comum	-	-	-	-	-

Exercício social 2020 – Remuneração Recebida em Função do Exercício do Cargo na Companhia

	Conselho de Administração	Diretoria Executiva	Conselho Fiscal	Comitê de Auditoria Estatutário	Total
Controladores diretos e indiretos	-	122.958,57	-	-	122.958,57
Controladas da Companhia	-	-	-	-	-
Sociedades sob controle comum	-	-	-	-	-

8.20 Outras informações relevantes

8.20 – Fornecer outras informações que o emissor julgue relevantes

Conforme Ofício Circular/Anual-2023-CVM/SEP, os encargos sociais de ônus do empregador não estão abrangidos pelo "benefício de qualquer natureza", não integrando os montantes de remuneração global ou individual nas tabelas de remuneração deste item.

Os encargos sociais apartados das tabelas deste item para os exercícios 2023, 2022, 2021 e 2020 foram de R$ 8.044.334,58 (previsto), R$ 6.332.686,48, R$ 5.563.453,67 e R$ 3.242.642,25, respectivamente.

Média anual de membros total de cada órgão

Ano de 2022

Mês	Conselho de Administração	Diretoria Executiva	Conselho Fiscal	Comitê de Auditoria Estatutário
Janeiro	18	8	6	3
Fevereiro	18	8	6	3
Março	18	8	6	3
Abril	18	8	6	3
Maio	18	8	6	3
Junho	18	8	6	3
Julho	18	8	6	3
Agosto	18	8	6	3
Setembro	18	8	6	3
Outubro	18	8	6	3
Novembro	18	8	6	3
Dezembro	18	8	6	3
Total	**216**	**96**	**72**	**36**
Média anual de membro	**18**	**8**	**6**	**3**

Ano de 2021

Mês	Conselho de Administração	Diretoria Executiva	Conselho Fiscal	Comitê de Auditoria Estatutário
Janeiro	18	8	6	3
Fevereiro	18	8	6	3
Março	18	8	6	3
Abril	18	8	6	3
Maio	18	8	6	3
Junho	18	8	6	3
Julho	18	8	6	3
Agosto	16	8	6	3
Setembro	16	8	6	3
Outubro	18	8	6	3
Novembro	18	8	6	3
Dezembro	18	8	6	3
Total	**212**	**96**	**72**	**36**
Média anual de membro	**17,67**	**8**	**6**	**3**

8.20 Outras informações relevantes

Ano de 2020

Mês	Conselho de Administração	Diretoria Executiva	Conselho Fiscal	Comitê de Auditoria Estatutário
Janeiro	17	7	4	0
Fevereiro	17	7	4	0
Março	17	7	4	0
Abril	17	7	4	0
Maio	17	7	6	3
Junho	16	7	6	3
Julho	16	7	6	3
Agosto	16	7	6	3
Setembro	16	7	6	3
Outubro	16	7	6	3
Novembro	17	7	6	3
Dezembro	17	7	6	3
Total	**199**	**84**	**64**	**24**
Média anual de membro	**16,58**	**7**	**5,33**	**2**

9.1/9.2 Identificação e Remuneração

Código CVM do Auditor	004715		
Razão Social		**Tipo Auditor**	**CPF/CNPJ**
ERNST & YOUNG AUDITORES INDEPENDENTES S/S LTDA		Juridica	61.366.936/0001-25
Data de contratação do serviço		**Data de início da prestação de serviço**	
04/04/2022		01/01/2022	

Descrição dos serviços prestados

As informações a seguir são referentes ao último exercício social e ao período de nove meses findo em 30 de setembro de 2023. Os Auditores Independentes prestaram os seguintes serviços para a Companhia: (a) revisão das informações contábeis intermediárias individuais e consolidadas da Companhia, preparadas de acordo com a NBC TG 21 e a norma internacional IAS 34 – Interim Financial Reporting, emitida pela International Accounting Standards Board (IASB), e também com as normas expedidas pela CVM, aplicáveis à elaboração das Informações Trimestrais (ITR), referentes aos períodos de três meses findos em 31 de março de 2022, de seis meses findo em 30 de junho de 2022, e de nove meses findo em 30 de setembro de 2022, de acordo com as normas brasileiras e internacionais de revisão de informações intermediárias (NBC TR 2410 - Revisão de Informações Intermediárias Executada pelo Auditor da Entidade e ISRE 2410 - Review of Interim Financial Information Performed by the Independent Auditor of the Entity, respectivamente); (b) auditoria das demonstrações contábeis individuais e consolidadas da Companhia referentes ao exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2022, preparadas de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil e normas internacionais (IFRS) emitidas pelo International Accounting Standards Board (IASB); (c) revisão das informações contábeis intermediárias individuais e consolidadas da Companhia, preparadas de acordo com a NBC TG 21 e a norma internacional IAS 34 – Interim Financial Reporting, emitida pela International Accounting Standards Board (IASB), e também com as normas expedidas pela CVM, aplicáveis à elaboração das Informações Trimestrais (ITR), referentes aos períodos de três meses findos em 31 de março de 2023, de seis meses findo em 30 de junho de 2023, e de nove meses findo em 30 de setembro de 2023, de acordo com as normas brasileiras e internacionais de revisão de informações intermediárias (NBC TR 2410 - Revisão de Informações Intermediárias Executada pelo Auditor da Entidade e ISRE 2410 - Review of Interim Financial Information Performed by the Independent Auditor of the Entity, respectivamente); (d) asseguração limitada do cumprimento de compromissos contratuais (covenants) em contratos de financiamentos e de debêntures do exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2022; (e) revisão das Escriturações Contábil Fiscal (ECF), referente ao exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2022; (f) auditoria das demonstrações contábeis regulatórias de 31 de dezembro de 2022; (g) auditoria do "Reporting Package" de 31 de dezembro de 2022.

Montante total da remuneração dos auditores independentes, segregada por serviços, no último exercício social

Os honorários dos Auditores Independentes relativos ao exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2022 para a realização dos serviços de auditoria independente na Companhia e em suas controladas foram de R$ 2.249.205 (dois milhões duzentos e quarenta e nove mil e duzentos e cinco reais). Este montante é composto da seguinte forma: (i) R$ 1.381.127 referente ao serviço indicado no item (a) acima; (ii) R$ 134.963 referente ao serviço indicado no item (b) acima; (iii) R$ 121.166 referente ao serviço indicado no item (c) acima; (iv) R$ 114.650 referente ao serviço indicado no item (d) acima; (v) R$ 85.459 referente ao serviço indicado no item (e) acima; (vi) R$ 68.527 referente ao serviço indicado no item (f) acima; e (vii) R$ 464.479 referente ao serviço indicado no item (g) acima. Os preços contratados são reajustados anualmente pela variação do Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo (IPCA), calculado pelo Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística (IBGE), a partir da data de assinatura do contrato.

Justificativa da substituição

N/A.

Razão apresentada pelo auditor em caso da discordância da justificativa

N/A.

9.3 Independência e conflito de interesses dos auditores

9.3 – Caso os auditores ou pessoas a eles ligadas, segundo as normas de independência do Conselho Federal de Contabilidade, tenham sido contratados pelo emissor ou pessoas de seu grupo econômico, para prestar outros serviços além da auditoria, descrever a política ou procedimentos adotados pelo emissor para evitar a existência de conflito de interesse, perda de independência ou objetividade de seus auditores independentes

Ao longo do ano de 2022, a Companhia contratou a Ernst & Young Auditores Independentes S/S Ltda. para a prestação de serviços de consultoria tributária, não relacionados à auditoria independente. Os honorários referentes a este serviço foram de R$ 233 mil e representam 10,7% dos honorários relativos aos de serviços de auditoria externa contratados para 2022.

As políticas da Companhia na contratação de serviços de auditores independentes visam assegurar que não haja conflito de interesse e perda de independência ou objetividade, e se substanciam nos princípios que preservam a independência do auditor: (i) o auditor não deve auditar o seu próprio trabalho; (ii) o auditor não deve exercer funções gerenciais no seu cliente; e (iii) o auditor não deve promover os interesses de seu cliente.

É atribuição do Comitê de Auditoria Estatutário (CAE) monitorar os eventuais conflitos de independência dos auditores internos e externos. Além disso, o Regimento Interno do Comitê de Auditoria Estatutário, aprovado na 225ª RCA de 04 de novembro de 2021 da controladora ENGIE, dispõe no item 5, além das atribuições, a prestação de recomendações ao conselho de administração, no que diz respeito à efetividade dos serviços e a independência das auditorias, interna e independente.

Em vista disso, o Relatório Resumido do Comitê de Auditoria Estatutário, divulgado nas demonstrações contábeis de 31 de dezembro de 2022 da controladora ENGIE, destaca que em 2022 o CAE realizou quatro reuniões com o Conselho de Administração da Companhia. Dentre as atividades realizadas pelo comitê, foram avaliadas as políticas de independência dos auditores da Ernst & Young Auditores Independentes S/S Ltda., revisão do planejamento, análise dos riscos, execução, extensão. Além disso, também foram obtidas informações para assegurar a independência dos auditores e a inexistência de conflitos de interesse em outros trabalhos, que não os de auditorias das demonstrações contábeis.

9.4 Outras informações relevantes

9.4 – Fornecer outras informações que o emissor julgue relevantes

Substituição dos auditores independentes

Em atendimento ao artigo 31 da Resolução CVM n° 23, de 25 de fevereiro de 2021, que estabelece que o Auditor Independente não pode prestar serviços de auditoria para um mesmo cliente, por prazo superior a cinco anos consecutivos, o Conselho de Administração da Companhia, na reunião n° 288, realizada no dia 14 de fevereiro de 2022, aprovou a contratação da Ernst & Young Auditores Independentes S/S Ltda. para a prestação dos serviços de auditoria independente sobre as demonstrações contábeis da ENGIE Brasil Energia e de suas controladas, a partir da revisão das Informações Trimestrais (ITR) relativas ao período de três meses findo em 31 de março de 2022, em substituição à Deloitte Touche Tohmatsu Auditores Independentes Ltda.

10.1 Descrição dos recursos humanos

10.1 – Recursos humanos: descrever os recursos humanos do emissor, fornecendo as seguintes informações

b. Número de terceirizados (total e por grupos, com base na atividade desempenhada e na localização geográfica)

	31/12/2022						
	Norte	**Nordeste**	**Centro Oeste**	**Sudeste**	**Sul**	**Exterior**	**Total**
Apoio Técnico	49	178	45	117	855	0	1244
Apoio Administrativo	18	41	44	40	177	0	320
Total	**67**	**219**	**89**	**157**	**1032**	**0**	**1564**

c. Índice de rotatividade

31/12/2022
14,69%

10.2 Alterações relevantes

10.2 – Alterações relevantes: comentar qualquer alteração relevante ocorrida com relação aos números divulgados no item 10.1 acima

Em 2022, o índice de rotatividade foi de 14,69%, ainda devido à continuidade do Plano de Demissão Voluntária ("PDV"), iniciado em 2021 com duração até 2024, e com atenuação do percentual em decorrência de admissões correspondentes a programas de diversidade da Companhia, como por exemplo, programa de trainee para mulheres engenheiras e programa voltado ao público PCD, além de novas vagas abertas devido ao crescimento dos negócios.

10.3 Políticas e práticas de remuneração dos empregados

10.3 – Remuneração: descrever as políticas e práticas de remuneração dos empregados do emissor, informando:

a. Política de salários e remuneração variável

A Companhia não possui política de remuneração para empregados não administradores.

A prática de remuneração da Companhia é a de manter um sistema de remuneração alinhado às práticas de mercado, que atenda aos interesses da Companhia e de seus empregados. Dessa forma, a Companhia considera os seguintes aspectos:

- O valor pago a cada empregado, por seu trabalho na Companhia, deve ser compatível com o valor desse trabalho no mercado de acordo com a estratégia de remuneração adotada pela Companhia; e
- A remuneração deve refletir as responsabilidades de cada empregado, o grau de desempenho e os resultados alcançados, individualmente e em equipe.

Sistema de remuneração variável:

Em complemento ao pagamento de remuneração fixa, a Companhia mantém um sistema de remuneração variável determinado em função da realização dos objetivos empresariais e do percentual de alcance das metas vinculadas aos mesmos. Esta mensuração é realizada anualmente, por meio dos resultados financeiros da Companhia e de cada área da Companhia. Neste contexto, a remuneração variável é composta por:

- Programa de Participação nos Lucros ou Resultados (PLR): aplicável a todos os empregados da Companhia e condicionada aos resultados empresariais, medidos pelo EBITDA do período, além de atingimento de metas departamentais. Estes critérios são negociados com os sindicatos e estabelecidos no Acordo Coletivo de Trabalho (ACT). O pagamento da PLR propicia a prática de valores de remuneração competitivos quando comparados aos praticados pelo mercado de trabalho no Brasil.
- Programa de Bônus Gerencial: aplicável a todos os empregados enquadrados na carreira gerencial, o programa é atrelado ao atendimento dos objetivos empresariais e metas da área e estará condicionado ao percentual de alcance delas.

b. Política de benefícios

A Companhia não possui uma política unificada de benefícios, adotando, todavia os empregados da Companhia são elegíveis a benefícios de acordo com o cargo, bem como de acordo com a legislação aplicável.

c. Características dos planos de remuneração baseados em ações dos empregados não administradores

A Companhia não tem programa de incentivo aos empregados não administradores baseado em suas cotas ou suas ações. Entretanto, sem ônus e sem vinculação com os seus resultados, os empregados da Companhia, podem participar de programa estabelecido pelo Grupo Controlador – ENGIE.

d. Razão entre (i) a maior remuneração individual (considerando a composição da remuneração com todos os itens descritos no campo 8.2.d) reconhecida no resultado do emissor no último exercício social, incluindo a remuneração de administrador estatutário, se for o caso; e (ii) a mediana da remuneração individual dos empregados do emissor no Brasil, desconsiderando-se a maior remuneração individual, conforme reconhecida em seu resultado no último exercício social

A razão entre a maior remuneração individual e a mediana da remuneração individual dos empregados é de 15,6 vezes.

10.4 Relações entre emissor e sindicatos

10.4 – Sindicatos: descrever as relações entre o emissor e sindicatos, indicando se houve paralisações e greves nos 3 últimos exercícios sociais

Não houve paralizações ou greves dos trabalhadores da Companhia nos últimos 3 anos.

A Companhia segue as normas da Organização Internacional do Trabalho (OIT) quanto à liberdade sindical, ao direito de negociação coletiva e à representação interna dos trabalhadores.

A Companhia, em decorrência das negociações dos Acordos Coletivos, mantém relações com os seguintes sindicatos:

INTERSUL

- Sindicato dos Trabalhadores na Indústria de Energia Elétrica de Florianópolis;
- Sindicato dos Trabalhadores nas Indústrias de Energia Elétrica de Lages;
- Sindicato dos Assalariados Ativos, Aposentados e Pensionistas nas Empresas Geradoras, ou Transmissoras, ou Distribuidoras, ou Afins, de Energia Elétrica do Estado do Rio Grande do Sul, e Assistidos por Fundações de Seguridade Privada Originadas no Setor Elétrico (SENERGISUL); e
- Sindicato Intermunicipal dos Trabalhadores na Indústria Energética de Minas Gerais,
- Federação Nacional dos Trabalhadores Indústrias Urbanas.

INTERSINDICAL

- Sindicato dos Contabilistas da Grande Florianópolis;
- Sindicato dos Economistas no Estado de Santa Catarina;
- Sindicato dos Administradores do Estado de Santa Catarina;
- Sindicato dos Técnicos Industriais de Santa Catarina ´SINTEC-SC
- Sindicato dos Engenheiros de Santa Catarina – SENGE-SC
- Federação Nacional dos Técnicos Industriais (abrange o Sindicato dos Técnicos Industriais);
- Federação Nacional dos Engenheiros (abrange o Sindicato dos Engenheiros); e
- Federação Nacional dos Contabilistas.

10.5 Outras informações relevantes

10.5 – Fornecer outras informações que o emissor julgue relevantes

Não há outras informações que a Companhia julgue relevantes com relação a esta Seção do Formulário de Referência.

11.1 Regras, políticas e práticas

11.1 – Descrever as regras, políticas e práticas do emissor quanto à realização de transações com partes relacionadas, conforme definidas pelas regras contábeis que tratam desse assunto, indicando, quando houver uma política formal adotada pelo emissor, o órgão responsável por sua aprovação, data da aprovação e, caso o emissor divulgue a política, locais na rede mundial de computadores onde o documento pode ser consultado

Na data deste Formulário de Referência, a Companhia, conta com as seguintes estruturas de governança para tratar do assunto de transações com partes relacionadas:

(i) Comitê Especial Independente para Transações com Partes Relacionadas; e

(ii) Política de Partes Relacionadas.

Comitê Especial Independente para Transações com Partes Relacionadas

A Companhia possui um Comitê denominado "Comitê Especial Independente para Transações com Partes Relacionadas" ("Comitê Especial Independente para Transações com Partes Relacionadas" ou "Comitê"), criado pelo Conselho de Administração, na 106ª Reunião, realizada em 30.09.2010. Nos termos do "*Regulamento do Comitê Especial Independente para Transações com Partes Relacionadas*" ("Regulamento do Comitê Especial Independente para Transações com Partes Relacionadas"), o órgão será composto de 3 (três) à 5 (cinco) membros, escolhidos e destituíveis pelo Conselho de Administração dentre os administradores da Companhia, tendo por maioria membros independentes do Conselho de Administração, sendo os demais membros Diretores da Companhia. A independência dos membros é caracterizada conforme definição do Novo Mercado (B3).

As principais atribuições do Comitê são:

- responsabilidade pela negociação das transações com a ENGIE e a apresentação de recomendações ao Conselho de Administração da Companhia; e
- autorização para a contratação de advogados, assessores financeiros e contábil, consultores técnicos e outros assessores para apoio nas negociações das transações.

O Regulamento está disponível no site da Companhia (https://www.engie.com.br/investidores/governanca-corporativa/estatuto-social-codigos-e-politicas).

Política de Partes Relacionadas

Foi aprovada pelo Conselho de Administração da Companhia, na 218ª Reunião, realizada em 27.04.2021, a Política para Transações com Partes Relacionadas ("Política de Partes Relacionadas"), aplicável a Companhia, todas as suas controladas, acionistas, membros do Conselho de Administração e membros dos comitês de assessoramento da Companhia, devendo ser respeitada pelos empregados, diretores estatutários e demais colaboradores da Companhia quando realizarem, em nome da Companhia, transações com eles.

11.1 Regras, políticas e práticas

Para fins desta seção, nos termos da Política Partes Relacionadas, são consideradas como partes relacionadas da Companhia: (a) a pessoa natural, ou membro próximo da família de tal pessoa, que (i) controle a Companhia, de modo pleno ou compartilhado, direto ou indireto; (ii) tiver influência significativa sobre a Companhia; e/ou (iii) seja membro do pessoal chave da Administração da Companhia, de suas Controladas ou de sua Controladora; (b) a pessoa jurídica, que (i) seja Controlada pela Companhia, ou seja Controlada por uma pessoa identificada no item (a), de modo pleno ou compartilhado, direto ou indireto; (ii) estiver sob Controle comum com a Companhia; (iii) for coligada da Companhia ou de membros de seu grupo econômico; (iv) detiver, direta ou indiretamente, participação em *joint venture*, tal como definida no CPC 05, com a Companhia ou com membros de seu grupo econômico; (v) seja pessoa chave da Administração da Companhia, de suas Controladas ou de sua Controladora; (vi) tenha como pessoa chave da Administração uma pessoa indicada no item (a)(i) acima ou esteja sobre a influência significativa de uma pessoa indicada no item (a)(i) acima; (vii) administre plano de benefício pós-emprego cujos beneficiários forem empregados de ambas as entidades, de um lado, da Companhia (ou de qualquer empresa do seu grupo econômico) e, de outro lado, de tal Parte Relacionada; e/ou (viii) o Controlador detiver participação relevante, a partir de 20% (vinte por cento), em qualquer investida da Companhia e não seja membro de seu grupo econômico.

A Política de Partes Relacionadas prevê a possibilidade de realização de transações com partes relacionadas e as principais diretrizes são: (i) negociação e contratação em condições de mercado; (ii) negociação na forma prevista no Regulamento do Comitê Especial Independente, isenta de Conflito de Interesses entre Partes Relacionadas; e (iii) celebradas por escrito, especificando-se suas principais características e condições.

São vedadas Transações com Partes Relacionadas realizadas em condições que não sejam as Condições de Mercado ou que sejam estranhas ao objeto social da Companhia e/ou sem a observância de limites previstos no Estatuto Social e demais regras fixadas pela administração da Companhia. Também são vedadas Transações com Partes Relacionadas nas seguintes hipóteses, exceto em caso de deliberação em contrário dos órgãos competentes: (i) concessão de empréstimos ou garantias para pessoas físicas ou naturais com influência significativa na Companhia, pessoal chave da Administração da Companhia, bem como o Controlador da Companhia; (ii) transações que não compreendam atividades regulares e comumente exercidas por Partes Relacionadas e Membros Próximos de sua Família no curso normal dos seus negócios; (iii) transações que contenham formas de remuneração de assessores, consultores ou intermediários que gerem conflito de interesses individuais dessas pessoas com a Companhia; e/ou (iv) transações com a participação de empregados, pessoa chave da Administração, membros próximos de sua família, em negócios de natureza particular ou pessoal que interfiram ou conflitem com os interesses da Companhia ou resultem da utilização de informações confidenciais obtidas em razão do exercício do cargo ou função que ocupem na Companhia.

Nos termos da Política de Partes Relacionadas, a Companhia entende que, conflito de interesses entre Partes Relacionadas significa a situação, potencial ou efetiva, em que uma das Partes Relacionadas, com poder decisório ou poder de comandar ou participar ativamente de transações e negociações envolvendo a Companhia, efetivamente participa da sua negociação ou aprovação pela Companhia, embora possa ter interesses próprios, diretos ou indiretos, conflitantes e inconciliáveis com os interesses da Companhia, que poderiam impactar o exercício de suas competências e direitos com relação à Companhia, em detrimento dos interesses da Companhia. Não se presumirá conflito de interesses quando a Parte Relacionada que poderia ter conflito de interesse não atuar simultaneamente pelas duas partes da negociação ou na aprovação da transação. Ademais, não haverá conflito de interesses entre Partes Relacionadas (a) se a transação ou situação específica tiver sido submetida ao Conselho de Administração e este tenha reconhecido a inexistência de conflito de interesses no caso concreto; ou (b) quando a negociação ou aprovação da Parte Relacionada na operação seja admitida pelas normas legais e regulamentares aplicáveis, ou pela jurisprudência da CVM.

11.1 Regras, políticas e práticas

Tendo em vista o potencial conflito de interesses nestas situações, a Companhia busca assegurar que todas as decisões ou recomendações que possam conferir um benefício privado a qualquer de seus acionistas, membros do Conselho de Administração, membros dos Comitês, familiares, suas sociedades investidas ou pessoas a eles relacionadas sejam tomadas com total transparência.

Em conjunto ao fato de a Companhia fazer parte de um setor da economia com forte presença do órgão regulador, a Companhia, e suas Controladas atuam de forma a mitigar os possíveis conflitos de interesse, por meio de suas políticas de governanças asseguradas pelo Comitê Especial Independente.

Negócios jurídicos realizados entre agentes concessionários, permissionários e autorizados e as partes a eles relacionadas

Considerando que a Companhia atua no setor elétrico, os negócios jurídicos realizados entre agentes concessionários, permissionários e autorizados e as partes a eles relacionadas, devem ser submetidos à anuência prévia da Aneel, sendo que o descumprimento dessa exigência poderá ensejar a aplicação de penalidades.

Transações com partes relacionadas da Companhia

As transações com partes relacionadas da Companhia compreendem, principalmente: (i) compra e venda de energia; (ii) serviços de operação e de manutenção de usinas; (iii) prestação de serviços administrativos; (iv) garantias concedidas a terceiros; e (v) avais e fianças. Para informações detalhadas vide item 11.2 deste Formulário de Referência.

11.2 Transações com partes relacionadas

Parte relacionada	Data transação	Montante envolvido no Negócio Real	Saldo existente	Montante corresp. ao interesse Real	Duração	Taxa de juros cobrados
ENGIE Brasil Energias Complementares Participações Ltda.(“EBECP”) com Solairedirect Investment	15/03/2022	625.000.000,00	19.800.000,00	625.000.000,00	Permanecerá enquanto subsistir qualquer obrigação das Partes.	
Relação com o emissor	Solardirect Investment é investida do Grupo Engie (França), companhia do mesmo grupo econômico do controlador, porém não possuem relações societárias diretas com a Engie Brasil S.A.					
Objeto contrato	Compra e Venda de Ações e Quotas					
Garantia e seguros	Não há.					
Rescisão ou extinção	Falência/concordata; inadimplemento de obrigações não sanadas; falta de pagamento.					
Natureza e razão para a operação	A operação justifica-se em função da estratégia de gerenciamento de portfólio da ENGIE, para novos investimentos e posição de mercado.					
Posição contratual do emissor	Devedor					
Especificação Posição Contratual						
ENGIE Brasil S.A e Tractebel Engineering Ltda	14/12/2017	13.060.096,90	470.729,27	13.060.096,90	Até 13.12.2024	
Relação com o emissor	Tractebel Engineering é investida do Grupo Engie (França), companhia do mesmo grupo econômico do controlador, porém não possuem relações societárias diretas com a Engie Brasil S.A.					
Objeto contrato	Assessoria técnica de engenharia.					
Garantia e seguros	Não há.					
Rescisão ou extinção	Descumprimento das obrigações contratuais, falência/recuperação judicial; inadimplemento de obrigações não sanadas; incapacidade técnica, negligência ou imperícia grave.					
Natureza e razão para a operação	Prestação de serviços de operação e manutenção da Usina. A escolha A escolha a prestadora de serviços foi definida através da combinação do preço com e a experiência na execução de serviços de operação e manutenção de usinas hidrelétricas.					
Posição contratual do emissor	Devedor					
Especificação Posição Contratual						
ENGIE Brasil S.A e Tractebel Engineering Ltda .	01/08/2023	17.877.600,00	1.174.001,21	17.877.600,00	Até 01.08.2027 (48 meses)	
Relação com o emissor	Tractebel Engineering é investida do Grupo Engie (França), companhia do mesmo grupo econômico do controlador, porém não possuem relações societárias diretas com a Engie Brasil S.A.					

11.2 Transações com partes relacionadas

Parte relacionada	Data transação	Montante envolvido no Negócio Real	Saldo existente	Montante corresp. ao interesse Real	Duração	Taxa de juros cobrados
Objeto contrato	É objeto deste Contrato a auscultação civil referente a segurança das barragens e estruturas associadas para usinas de concessão da ENGIE BRASIL ENERGIA S.A, Companhia Energética Jaguara, Companhia Energética Miranda, Hidropower Energia S.A. e Tupan Energia Elétrica S.A.					
Garantia e seguros	São obrigações das empresas que integram, responsabilizar-se pela cobertura de seguro adequada à riscos de acidentes nas instalações e nos equipamentos.					
Rescisão ou extinção	Inadimplemento de obrigações não sanadas; e notificações de irregularidades que não sejam sanadas pela parte infratora, no prazo de 30 dias.					
Natureza e razão para a operação	Prestação de serviços de operação e manutenção da Usina. A escolha A escolha a prestadora de serviços foi definida através da combinação do preço com e a experiência na execução de serviços de operação e manutenção de usinas hidrelétricas.					
Posição contratual do emissor	Devedor					
Especificação Posição Contratual						
Jagura e Tractebel Engineering Ltda	01/08/2023	1.692.432,00	338.950,70	1.692.432,00	Até 01.08.2027 (48 meses)	
Relação com o emissor	Tractebel Engineering é investida do Grupo Engie (França), companhia do mesmo grupo econômico do controlador, porém não possuem relações societárias diretas com a Engie Brasil S.A.					
Objeto contrato	É objeto deste Contrato a auscultação civil referente a segurança das barragens e estruturas associadas para usinas de concessão da ENGIE BRASIL ENERGIA S.A, Companhia Energética Jaguara, Companhia Energética Miranda, Hidropower Energia S.A. e Tupan Energia Elétrica S.A.					
Garantia e seguros	São obrigações das empresas que integram, responsabilizar-se pela cobertura de seguro adequada à riscos de acidentes nas instalações e nos equipamentos.					
Rescisão ou extinção	Inadimplemento de obrigações não sanadas; e notificações de irregularidades que não sejam sanadas pela parte infratora, no prazo de 30 dias.					
Natureza e razão para a operação	Prestação de serviços de operação e manutenção da Usina. A escolha da prestadora de serviços foi definida através da combinação do preço com e a experiência na execução de serviços de operação e manutenção de usinas hidrelétricas.					
Posição contratual do emissor	Devedor					
Especificação Posição Contratual						
Miranda e Tractebel Engineering Ltda.	01/08/2023	1.926.400,00	323.586,96	1.926.400,00	Até 01.08.2027 (48 meses)	
Relação com o emissor	Tractebel Engineering é investida do Grupo Engie (França), companhia do mesmo grupo econômico do controlador, porém não possuem relações societárias diretas com a Engie Brasil S.A.					
Objeto contrato	É objeto deste Contrato a auscultação civil referente a segurança das barragens e estruturas associadas para usinas de concessão da ENGIE BRASIL ENERGIA S.A, Companhia Energética Jaguara, Companhia Energética Miranda, Hidropower Energia S.A. e Tupan Energia Elétrica S.A.					
Garantia e seguros	São obrigações das empresas que integram, responsabilizar-se pela cobertura de seguro adequada à riscos de acidentes nas instalações e nos equipamentos.					

11.2 Transações com partes relacionadas

Parte relacionada	Data transação	Montante envolvido no Negócio Real	Saldo existente	Montante corresp. ao interesse Real	Duração	Taxa de juros cobrados
Rescisão ou extinção	Inadimplemento de obrigações não sanadas; e notificações de irregularidades que não sejam sanadas pela parte infratora, no prazo de 30 dias.					
Natureza e razão para a operação	Prestação de serviços de operação e manutenção da Usina. A escolha A escolha a prestadora de serviços foi definida através da combinação do preço com e a experiência na execução de serviços de operação e manutenção de usinas hidrelétricas.					
Posição contratual do emissor	Devedor					
Especificação Posição Contratual						
Hidropower e Tractebel Engineering Ltda.	01/08/2023	1.190.880,00	24.347,83	1.190.880,00	Até 01.08.2027 (48 meses)	
Relação com o emissor	Tractebel Engineering é investida do Grupo Engie (França), companhia do mesmo grupo econômico do controlador, porém não possuem relações societárias diretas com a Engie Brasil S.A.					
Objeto contrato	É objeto deste Contrato a auscultação civil referente a segurança das barragens e estruturas associadas para usinas de concessão da ENGIE BRASIL ENERGIA S.A, Companhia Energética Jaguara, Companhia Energética Miranda, Hidropower Energia S.A. e Tupan Energia Elétrica S.A.					
Garantia e seguros	São obrigações das empresas que integram, responsabilizar-se pela cobertura de seguro adequada à riscos de acidentes nas instalações e nos equipamentos.					
Rescisão ou extinção	Inadimplemento de obrigações não sanadas; e notificações de irregularidades que não sejam sanadas pela parte infratora, no prazo de 30 dias.					
Natureza e razão para a operação	Prestação de serviços de operação e manutenção da Usina. A escolha A escolha a prestadora de serviços foi definida através da combinação do preço com e a experiência na execução de serviços de operação e manutenção de usinas hidrelétricas.					
Posição contratual do emissor	Devedor					
Especificação Posição Contratual						
Tupan e Tractebel Engineering Ltda.	01/08/2023	1.190.880,00	243.478,32	1.190.880,00	Até 01.08.2027 (48 meses)	
Relação com o emissor	Tractebel Engineering é investida do Grupo Engie (França), companhia do mesmo grupo econômico do controlador, porém não possuem relações societárias diretas com a Engie Brasil S.A.					
Objeto contrato	É objeto deste Contrato a auscultação civil referente a segurança das barragens e estruturas associadas para usinas de concessão da ENGIE BRASIL ENERGIA S.A, Companhia Energética Jaguara, Companhia Energética Miranda, Hidropower Energia S.A. e Tupan Energia Elétrica S.A.					
Garantia e seguros	São obrigações das empresas que integram, responsabilizar-se pela cobertura de seguro adequada à riscos de acidentes nas instalações e nos equipamentos.					
Rescisão ou extinção	Inadimplemento de obrigações não sanadas; e notificações de irregularidades que não sejam sanadas pela parte infratora, no prazo de 30 dias.					
Natureza e razão para a operação	Prestação de serviços de operação e manutenção da Usina. A escolha A escolha a prestadora de serviços foi definida através da combinação do preço com e a experiência na execução de serviços de operação e manutenção de usinas hidrelétricas.					

11.2 Transações com partes relacionadas

Parte relacionada	Data transação	Montante envolvido no Negócio Real	Saldo existente	Montante corresp. ao interesse Real	Duração	Taxa de juros cobrados
Posição contratual do emissor	Devedor					
Especificação Posição Contratual						
Engie Brasil Energia S.A. e Energia Sustentável do Brasil S.A.	01/10/2016	381.976.409,28	13.034.000,00	381.976.409,28	Até 31.12.2042	
Relação com o emissor	Energia Sustentável do Brasil é investida do Grupo Engie (França), companhia do mesmo grupo econômico do controlador, porém não possuem relações societárias diretas com a Engie Brasil S.A.					
Objeto contrato	Compra e venda de Energia Elétrica.					
Garantia e seguros	N/A					
Rescisão ou extinção	Inadimplemento de obrigações não sanadas; e notificações de irregularidades que não sejam sanadas pela parte infratora, no prazo de 15 dias.					
Natureza e razão para a operação	A operação justifica-se em função da estratégia de gerenciamento de portfólio da ENGIE. Os preços contratados são condizentes aos praticados pelo mercado, garantindo comutatividade para ambas as partes.					
Posição contratual do emissor	Devedor					
Especificação Posição Contratual						
Engie Brasil Energia S.A. e Engie (China) Energy Technology	01/07/2021	28.086,15	28.086,15	R$ 28.086,15	Em aberto.	
Relação com o emissor	Engie (China) Energy Technology é investida do Grupo Engie (França), companhia do mesmo grupo econômico do controlador, porém não possuem relações societárias diretas com a Engie Brasil S.A.					
Objeto contrato	Prestação de serviço de inspeção de mercadorias.					
Garantia e seguros	N/A					
Rescisão ou extinção	Apenas uma ordem de compra em aberto.					
Natureza e razão para a operação	Prestação de serviços de operação e manutenção da Usina. A escolha a prestadora de serviços foi definida através da combinação do preço com e a experiência na execução de serviços de operação e manutenção de usinas hidrelétricas.					
Posição contratual do emissor	Devedor					
Especificação Posição Contratual						
Engie Brasil Energia S.A. e Engie Soluções Integradas Ltda	01/03/2022	6.172.589,00	164.000,00	R$ 6.172.589,00	01.03.2032 (120 meses).	

11.2 Transações com partes relacionadas

Parte relacionada	Data transação	Montante envolvido no Negócio Real	Saldo existente	Montante corresp. ao interesse Real	Duração	Taxa de juros cobrados
Relação com o emissor	Engie Soluções Integradas é investida do Grupo Engie (França), companhia do mesmo grupo econômico do controlador, porém não possuem relações societárias diretas com a Engie Brasil S.A.					
Objeto contrato	Prestação de serviço de inspeção a revisão técnica.					
Garantia e seguros	A contratada deverá, responsabilizar-se pela cobertura de seguro adequada à riscos de acidentes nas inspeções e nos equipamentos.					
Rescisão ou extinção	Descumprimento das obrigações contratuais, falência/recuperação judicial; inadimplemento de obrigações não sanadas; incapacidade técnica, negligência ou imperícia grave.					
Natureza e razão para a operação	Prestação de serviços de operação e manutenção da Usina. A escolha a prestadora de serviços foi definida através da combinação do preço com e a experiência na execução de serviços de operação e manutenção de usinas hidrelétricas.					
Posição contratual do emissor	Devedor					
Especificação Posição Contratual						
Hidropower Energia S.A. e Engie Ineo (Outras)	30/09/2023	8.585,31	8.585,31	R.$ 8.585,31	Em aberto.	
Relação com o emissor	Engie Ineo é investida do Grupo Engie (França), companhia do mesmo grupo econômico do controlador, porém não possuem relações societárias diretas com a Engie Brasil S.A.					
Objeto contrato	Aviso de débito					
Garantia e seguros	N/A					
Rescisão ou extinção	N/A					
Natureza e razão para a operação	Aviso de débito.					
Posição contratual do emissor	Devedor					
Especificação Posição Contratual						
Engie Brasil S.A. e TAG (Transportadora Associada de Gás S.A.)	30/09/2023	2.778,59	2.778,59	R.$ 2.778,59	Em aberto.	
Relação com o emissor	TAG (Transportadora Associada de Gás S.A.) é investida do Grupo Engie (França), companhia do mesmo grupo econômico do controlador, a Engie Brasil S.A. detém 32,50% de participação acionária desde 2019, e em seu capital social.					
Objeto contrato	Aviso de débito.					
Garantia e seguros	N/A					
Rescisão ou extinção	N/A					

11.2 Transações com partes relacionadas

Parte relacionada	Data transação	Montante envolvido no Negócio Real	Saldo existente	Montante corresp. ao interesse Real	Duração	Taxa de juros cobrados
Natureza e razão para a operação	Aviso de débito.					
Posição contratual do emissor	Devedor					
Especificação Posição Contratual						

11.2 Itens 'n.' e 'o.'

11.2 – Transações com partes relacionadas (N/O)

n. Identificar as medidas tomadas para tratar de conflitos de interesses

A conduta dos negócios da Companhia segue as melhores práticas de governança corporativa e aquelas recomendadas pela legislação e/ou regulamentação. A Companhia tem como compromisso que as suas relações comerciais sejam transparentes e equilibradas, certificando-se de que as informações sejam autênticas. As operações apresentadas no item "11.2" foram efetuadas a valores, taxas e prazos usuais de mercado, em condições de comutatividade e, portanto, não geram qualquer benefício ou prejuízo para as partes envolvidas. Quando as entidades de seu Grupo Econômico Controlador, ENGIE, estabelecem relações comerciais entre si, estas aplicam a mesma imparcialidade que é promovida para os clientes e os fornecedores externos.

Os procedimentos necessários para a tomada de decisão, no tocante às operações com partes relacionadas, obedecem às determinações estabelecidas no Estatuto Social, na Política de Prevenção de Conflitos de Interesses e na Política de Transações com Partes Relacionadas, além do Regulamento do Comitê Especial Independente para Transações com Partes Relacionadas da Companhia, sendo que as deliberações são adotadas pelos órgãos de gestão pertinentes. Em conformidade com a Lei das Sociedades por Ações, qualquer acionista ou membro do Conselho de Administração está expressamente impedido de votar em assunto que tenha interesse conflitante com o da Companhia ou que possa beneficiá-lo de modo particular.

As operações praticadas pela Companhia com partes relacionadas são suportadas por avaliações prévias de seus termos e condições e, principalmente, do estrito interesse da Companhia em sua execução.

o. Demonstrar o caráter estritamente comutativo das condições pactuadas ou o pagamento compensatório adequado

Compra e venda de energia

Os montantes dos contratos de compra e venda de energia firmados, conforme apresentados nas tabelas do item 11.2 acima, não atingiram os limites previstos para a apreciação do Comitê de Partes Relacionadas, sendo levadas ao conhecimento do Conselho de Administração da Companhia, conforme previsão estatutária. A operação deu-se em função da estratégia de gerenciamento de portfólio da Companhia. Os preços contratados estão condizentes aos praticados no mercado, garantindo a comutatividade da operação para ambas as partes.

Serviços de operação e manutenção

Os montantes dos contratos de prestação de serviços de operação e manutenção, conforme apresentados nas tabelas do item 11.2 acima, não atingiram os limites previstos para a apreciação do Comitê de Partes Relacionadas, sendo levadas ao conhecimento do Conselho de Administração da Companhia, conforme previsão estatutária. As operações deram-se em função da reputação e experiência comprovada da prestadora de serviços na gestão das atividades de operação e manutenção de usinas hidrelétricas. Os preços contratados estão condizentes aos praticados no mercado, garantindo a comutatividade da operação para ambas as partes.

11.3 Outras informações relevantes

11.3 – Fornecer outras informações que o emissor julgue relevantes

Em reunião do Conselho de Administração da Companhia realizada em 05 de agosto de 2021, foi aprovada, por unanimidade, a instalação do Comitê Especial Independente para Transações com Partes Relacionadas ("Comitê"), para avaliar o projeto de aquisição do controle da Solairedict Holding Brasil S.A., detentora dos Conjuntos Fotovoltaicos Paracatu e Floresta, e ENGIE Solar Brasil Energia e Consultoria Ltda., naquela data pertencentes ao Grupo ENGIE. O Comitê foi formado pelos Conselheiros Independentes Manoel Eduardo Lima Lopes e Karin Koogan Breitman e pelo Diretor de Operação José Luiz Jansson Laydner.

Em reunião do Conselho de Administração da Companhia realizada em 14 de fevereiro de 2022, o Comitê se manifestou favorável à Transação com Partes Relacionadas acima citada e para a qual foi instalado.

Posteriormente, em 16 de março de 2022, a aquisição de 100% Solairedict Holding Brasil S.A. foi concluída.

12.1 Informações sobre o capital social

Tipo Capital	Capital Emitido	
Data da autorização ou aprovação	**Prazo de integralização**	**Valor do capital**
07/12/2018	Não aplicável	4.902.647.710,37
Quantidade de ações ordinárias	**Quantidade de ações preferenciais**	**Quantidade total de ações**
815.927.740	0	815.927.740

Tipo Capital	Capital Subscrito	
Data da autorização ou aprovação	**Prazo de integralização**	**Valor do capital**
07/12/2018	Não aplicável	4.902.647.710,37
Quantidade de ações ordinárias	**Quantidade de ações preferenciais**	**Quantidade total de ações**
815.927.740	0	815.927.740

Tipo Capital	Capital Integralizado	
Data da autorização ou aprovação	**Prazo de integralização**	**Valor do capital**
07/12/2018	Não aplicável	4.902.647.710,37
Quantidade de ações ordinárias	**Quantidade de ações preferenciais**	**Quantidade total de ações**
815.927.740	0	815.927.740

Tipo Capital	Capital Autorizado	
Data da autorização ou aprovação	**Prazo de integralização**	**Valor do capital**
07/12/2018	Não aplicável	2.097.352.289,63
Quantidade de ações ordinárias	**Quantidade de ações preferenciais**	**Quantidade total de ações**
0	0	0

12.2 Emissores estrangeiros - Direitos e regras

12.2 – Emissores estrangeiros devem descrever os direitos de cada classe e espécie de ação emitida e as regras de seu país de origem e do país em que as ações estejam custodiados no tocante a:

A Companhia considera como não aplicável o preenchimento do item 12.2 em razão de não se caracterizar emissor estrangeiro nas definições descritas na resolução CVM nº 03, de 11 de agosto de 2020.

12.3 Outros valores mobiliários emitidos no Brasil

Valor mobiliário	**Debêntures**
Identificação do valor mobiliário	ENGIE Brasil Energia S.A. - 5ª emissão - Série única
Data de emissão	15/12/2014
Data de vencimento	15/12/2024
Quantidade Unidade	165.000
Valor nominal global R$	165.000.000,00
Saldo Devedor em Aberto	176.653.102,85
Restrição a circulação	Sim
Descrição da restrição	90 (noventa) dias da data de cada subscrição ou aquisição pelos Investidores Profissionais, conforme disposto no artigo 13 da Instrução CVM 476. Em 2022 a referida Instrução foi revogada pela Resolução CVM nº 160, de 13 de julho de 2022, contudo esta prevê no seu artigo 100, parágrafo único, que "as ofertas em curso na data de entrada em vigor desta resolução serão regidas, inclusive no que tange às restrições à negociação em mercado secundário dos valores mobiliários ofertados, pelas normas vigentes: I – na data do protocolo do requerimento de registro; ou II – na data em que informado o início da oferta, no caso de ofertas isentas de registro."
Conversibilidade	Não
Possibilidade resgate	Não
Características dos valores mobiliários de dívida	Vide item 12.9 deste formulário.
Condições para alteração dos direitos assegurados por tais valores mobiliários	Os Debenturistas poderão, a qualquer tempo, convocar assembleia geral de debenturistas com antecedência mínima de 15 dias, a fim de deliberarem sobre matéria de interesse da comunhão dos Debenturistas, que dependerão da aprovação de Debenturistas que representem, no mínimo, metade das Debêntures em Circulação, onde cada debênture em Circulação conferirá a seu titular o direito a um voto. Alterações de prazo de vigência, data de pagamento do valor nominal unitário e remuneração, taxas de remuneração, quórum de deliberação das assembleias gerais, eventos de vencimento antecipado, renúncia ou perdão temporário à declaração de vencimento antecipado, e definição da taxa substitutiva, deverão ser aprovadas por Debenturistas que representam no mínimo 75% das Debêntures em Circulação.

Valor mobiliário	**Debêntures**
Identificação do valor mobiliário	ENGIE Brasil Energia S.A. - 6ª emissão – Série 2
Data de emissão	15/07/2016
Data de vencimento	15/07/2026
Quantidade Unidade	353.400
Valor nominal global R$	353.400.000,00
Saldo Devedor em Aberto	498.765.430,68
Restrição a circulação	Sim

12.3 Outros valores mobiliários emitidos no Brasil

Descrição da restrição	90 (noventa) dias da data de cada subscrição ou aquisição pelos Investidores Profissionais, conforme disposto no artigo 13 da Instrução CVM 476. Em 2022 a referida Instrução foi revogada pela Resolução CVM nº 160, de 13 de julho de 2022, contudo esta prevê no seu artigo 100, parágrafo único, que "as ofertas em curso na data de entrada em vigor desta resolução serão regidas, inclusive no que tange às restrições à negociação em mercado secundário dos valores mobiliários ofertados, pelas normas vigentes: I – na data do protocolo do requerimento de registro; ou II – na data em que informado o início da oferta, no caso de ofertas isentas de registro."
Conversibilidade	Não
Possibilidade resgate	Sim
Hipótese e cálculo do valor de resgate	A Emissora poderá realizar, a seu exclusivo critério e a qualquer tempo, desde que transcorridos, no mínimo, 4 (quatro) anos contados da data de emissão, conforme assim permitido nos termos da Lei n° 12.431/11 e nos termos da Resolução do CMN n° 4.476, de 11.04.2016 (“Resolução CMN 4.476”), o resgate antecipado total das Debêntures da Segunda Série, observado o disposto no artigo 55 da Lei das Sociedades por Ações e as disposições dessa Escritura de Emissão. Não será admitido o resgate facultativo parcial das Debêntures.
Características dos valores mobiliários de dívida	Vide item 12.9 deste formulário.
Condições para alteração dos direitos assegurados por tais valores mobiliários	Os Debenturistas poderão, a qualquer tempo, convocar assembleia geral de debenturistas com antecedência mínima de 15 dias, a fim de promover alterações dos direitos assegurados, que dependerão da aprovação por Debenturistas que representem, no mínimo, metade das Debêntures em Circulação, onde cada debênture em Circulação conferirá a seu titular o direito a um voto. Alterações de prazo de vigência, data de pagamento do valor nominal unitário e remuneração, taxas de remuneração, quórum de deliberação das assembleias gerais, eventos de vencimento antecipado, renúncia ou perdão temporário à declaração de vencimento antecipado, e definição da taxa substitutiva, deverão ser aprovadas por Debenturistas representando no mínimo 75% (setenta e cinco por cento) das Debêntures em Circulação. A renúncia ou o perdão temporário à declaração de vencimento antecipado das Debêntures e a definição da Taxa Substitutiva em caso de indisponibilidade, impossibilidade de aplicação ou extinção do IPCA, nos termos da Escritura de Emissão, dependerão da aprovação de Debenturistas que represente, no mínimo, 2/3 (dois terços) das Debêntures em Circulação.

Valor mobiliário	**Debêntures**
Identificação do valor mobiliário	ENGIE Brasil Energia S.A. - 7ª emissão – Série 1
Data de emissão	15/07/2018
Data de vencimento	15/07/2025
Quantidade Unidade	515.353
Valor nominal global R$	515.353.000,00
Saldo Devedor em Aberto	675.340.596,95
Restrição a circulação	Não
Conversibilidade	Não
Possibilidade resgate	Sim
Hipótese e cálculo do valor de resgate	A Emissora poderá realizar, desde que legalmente permitido pela Lei 12.431, na forma a ser regulamentada pelo CMN, e desde que transcorridos, no mínimo, 2 (dois) anos contados da data de emissão, o resgate antecipado total das Debêntures da Primeira Série, observado o disposto no artigo 55 da Lei das Sociedades por Ações e as disposições dessa Escritura de Emissão (“Resgate Antecipado Total”).

12.3 Outros valores mobiliários emitidos no Brasil

Características dos valores mobiliários de dívida	Vide item 12.9 deste formulário.
Condições para alteração dos direitos assegurados por tais valores mobiliários	Os Debenturistas poderão, a qualquer tempo, convocar assembleia geral de debenturistas com antecedência mínima de 15 dias, a fim de promover alterações dos direitos assegurados, que dependerão da aprovação dos Debenturistas que representem, em primeira ou segunda convocação, pelo menos, a maioria dos presentes à assembleia de debenturistas, onde cada debênture em Circulação conferirá a seu titular o direito a um voto. Alterações (i) da Remuneração, (ii) das Datas de Pagamento dos Juros Remuneratórios ou de quaisquer valores previstos nesta Escritura de Emissão, (iii) da Data de Vencimento das Debêntures e da vigência das Debêntures, (iv) dos valores, montantes e datas de amortização do principal das Debêntures, (v) das disposições relativas à resgate antecipado, amortização extraordinária ou oferta de resgate antecipado, (vi) da redação de quaisquer dos Eventos de Vencimento Antecipado (bem como exclusão de qualquer hipótese); (vii) da alteração dos quóruns de deliberação previstos nesta Escritura de Emissão, (viii) das disposições desta Cláusula IX da Escritura de Emissão, e/ou (ix) da espécie das Debêntures, deverão ser aprovadas por Debenturistas que representem pelo menos 2/3 (dois terços) das Debêntures em Circulação da respectiva série.

Valor mobiliário	**Debêntures**
Identificação do valor mobiliário	ENGIE Brasil Energia S.A. - 7ª emissão – Série 2
Data de emissão	15/07/2018
Data de vencimento	15/07/2028
Quantidade Unidade	231.257
Valor nominal global R$	231.257.000,00
Saldo Devedor em Aberto	303.372.852,50
Restrição a circulação	Não
Conversibilidade	Não
Possibilidade resgate	Sim
Hipótese e cálculo do valor de resgate	A Emissora poderá realizar, desde que legalmente permitido pela Lei 12.431, na forma a ser regulamentada pelo CMN, e desde que transcorridos, no mínimo, 2 (dois) anos contados da data de emissão, o resgate antecipado total das Debêntures da Segunda Série, observado o disposto no artigo 55 da Lei das Sociedades por Ações e as disposições dessa Escritura de Emissão (“Resgate Antecipado Total”).
Características dos valores mobiliários de dívida	Vide item 12.9 deste formulário.
Condições para alteração dos direitos assegurados por tais valores mobiliários	Os Debenturistas poderão, a qualquer tempo, convocar assembleia geral de debenturistas com antecedência mínima de 15 dias, a fim de promover alterações dos direitos assegurados, que dependerão da aprovação dos Debenturistas que representem, em primeira ou segunda convocação, pelo menos, a maioria dos presentes à assembleia de debenturistas, onde cada debênture em Circulação conferirá a seu titular o direito a um voto. Alterações (i) da Remuneração, (ii) das Datas de Pagamento dos Juros Remuneratórios ou de quaisquer valores previstos nesta Escritura de Emissão, (iii) da Data de Vencimento das Debêntures e da vigência das Debêntures, (iv) dos valores, montantes e datas de amortização do principal das Debêntures, (v) das disposições relativas à resgate antecipado, amortização extraordinária ou oferta de resgate antecipado, (vi) da redação de quaisquer dos Eventos de Vencimento Antecipado (bem como exclusão de qualquer hipótese); (vii) da alteração dos quóruns de deliberação previstos nesta Escritura de Emissão, (viii) das disposições desta Cláusula IX da Escritura de Emissão, e/ou (ix) da espécie das Debêntures, deverão ser aprovadas por Debenturistas que representem pelo menos 2/3 (dois terços) das Debêntures em Circulação da respectiva série.

12.3 Outros valores mobiliários emitidos no Brasil

Valor mobiliário	**Debêntures**
Identificação do valor mobiliário	ENGIE Brasil Energia S.A. - 9ª emissão – Série 1
Data de emissão	15/07/2019
Data de vencimento	15/07/2026
Quantidade Unidade	576.095
Valor nominal global R$	576.095.000,00
Saldo Devedor em Aberto	723.835.557,03
Restrição a circulação	Não
Conversibilidade	Não
Possibilidade resgate	Não
Características dos valores mobiliários de dívida	Vide item 12.9 deste formulário.
Condições para alteração dos direitos assegurados por tais valores mobiliários	Para alteração de direitos assegurados dos debenturistas faz-se necessária a convocação das Assembleias Gerais de Debenturistas se dará mediante anúncio publicado pelo menos 3 (três) vezes, nos órgãos de imprensa usualmente utilizados pela Emissora, respeitadas outras regras relacionadas à publicação de anúncio de convocação de assembleias gerais constantes da Lei das Sociedades por Ações, da regulamentação aplicável e da Escritura de Emissão. As alterações relativas às características das Debêntures, conforme venham a ser propostas pela Emissora, que impliquem em alteração: (i) da Remuneração, (ii) das Datas de Pagamento dos Juros Remuneratórios ou de quaisquer valores previstos na Escritura de Emissão, (iii) da Data de Vencimento das Debêntures e da vigência das Debêntures, (iv) dos valores, montantes e datas de amortização do principal das Debêntures, (v) das disposições relativas à resgate antecipado, amortização extraordinária ou oferta de resgate antecipado, (vi) da redação de quaisquer dos Eventos de Vencimento Antecipado (bem como exclusão de qualquer hipótese); (vii) da alteração dos quóruns de deliberação previstos na Escritura de Emissão, (viii) das disposições desta seção, e/ou (ix) da espécie das Debêntures; e eventual Assembleia Geral de Debenturistas convocada pelos Debenturistas com o fim de anuir com a não declaração de vencimento antecipado automático das Debêntures, previamente ao eventual descumprimento das hipóteses estabelecidas na Escritura de Emissão, inclusive no caso de renúncia ou perdão temporário, dependerão da aprovação, seja em primeira ou segunda convocação, por Debenturistas que representem pelo menos 2/3 (dois terços) das Debêntures em Circulação da respectiva série.

Valor mobiliário	**Debêntures**
Identificação do valor mobiliário	ENGIE Brasil Energia S.A. - 9ª emissão – Série 2
Data de emissão	15/07/2019
Data de vencimento	15/07/2029
Quantidade Unidade	539.678
Valor nominal global R$	539.678.000,00
Saldo Devedor em Aberto	678.681.035,56
Restrição a circulação	Não
Conversibilidade	Não

12.3 Outros valores mobiliários emitidos no Brasil

Possibilidade resgate	Não
Características dos valores mobiliários de dívida	Vide item 12.9 deste formulário.
Condições para alteração dos direitos assegurados por tais valores mobiliários	Para alteração de direitos assegurados dos debenturistas faz-se necessária a convocação das Assembleias Gerais de Debenturistas se dará mediante anúncio publicado pelo menos 3 (três) vezes, nos órgãos de imprensa usualmente utilizados pela Emissora, respeitadas outras regras relacionadas à publicação de anúncio de convocação de assembleias gerais constantes da Lei das Sociedades por Ações, da regulamentação aplicável e da Escritura de Emissão. As alterações relativas às características das Debêntures, conforme venham a ser propostas pela Emissora, que impliquem em alteração: (i) da Remuneração, (ii) das Datas de Pagamento dos Juros Remuneratórios ou de quaisquer valores previstos na Escritura de Emissão, (iii) da Data de Vencimento das Debêntures e da vigência das Debêntures, (iv) dos valores, montantes e datas de amortização do principal das Debêntures, (v) das disposições relativas à resgate antecipado, amortização extraordinária ou oferta de resgate antecipado, (vi) da redação de quaisquer dos Eventos de Vencimento Antecipado (bem como exclusão de qualquer hipótese); (vii) da alteração dos quóruns de deliberação previstos na Escritura de Emissão, (viii) das disposições desta seção, e/ou (ix) da espécie das Debêntures; e eventual Assembleia Geral de Debenturistas convocada pelos Debenturistas com o fim de anuir com a não declaração de vencimento antecipado automático das Debêntures, previamente ao eventual descumprimento das hipóteses estabelecidas na Escritura de Emissão, inclusive no caso de renúncia ou perdão temporário, dependerão da aprovação, seja em primeira ou segunda convocação, por Debenturistas que representem pelo menos 2/3 (dois terços) das Debêntures em Circulação da respectiva série.

Valor mobiliário	**Debêntures**
Identificação do valor mobiliário	ENGIE Brasil Energia S.A. - 9ª emissão – Série 3
Data de emissão	15/07/2019
Data de vencimento	15/07/2026
Quantidade Unidade	378.827
Valor nominal global R$	378.827.000,00
Saldo Devedor em Aberto	475.766.494,94
Restrição a circulação	Não
Conversibilidade	Não
Possibilidade resgate	Não
Características dos valores mobiliários de dívida	Vide item 12.9 deste formulário.

12.3 Outros valores mobiliários emitidos no Brasil

Condições para alteração dos direitos assegurados por tais valores mobiliários	Para alteração de direitos assegurados dos debenturistas faz-se necessária a convocação das Assembleias Gerais de Debenturistas se dará mediante anúncio publicado pelo menos 3 (três) vezes, nos órgãos de imprensa usualmente utilizados pela Emissora, respeitadas outras regras relacionadas à publicação de anúncio de convocação de assembleias gerais constantes da Lei das Sociedades por Ações, da regulamentação aplicável e da Escritura de Emissão. As alterações relativas às características das Debêntures, conforme venham a ser propostas pela Emissora, que impliquem em alteração: (i) da Remuneração, (ii) das Datas de Pagamento dos Juros Remuneratórios ou de quaisquer valores previstos na Escritura de Emissão, (iii) da Data de Vencimento das Debêntures e da vigência das Debêntures, (iv) dos valores, montantes e datas de amortização do principal das Debêntures, (v) das disposições relativas à resgate antecipado, amortização extraordinária ou oferta de resgate antecipado, (vi) da redação de quaisquer dos Eventos de Vencimento Antecipado (bem como exclusão de qualquer hipótese); (vii) da alteração dos quóruns de deliberação previstos na Escritura de Emissão, (viii) das disposições desta seção, e/ou (ix) da espécie das Debêntures; e eventual Assembleia Geral de Debenturistas convocada pelos Debenturistas com o fim de anuir com a não declaração de vencimento antecipado automático das Debêntures, previamente ao eventual descumprimento das hipóteses estabelecidas na Escritura de Emissão, inclusive no caso de renúncia ou perdão temporário, dependerão da aprovação, seja em primeira ou segunda convocação, por Debenturistas que representem pelo menos 2/3 (dois terços) das Debêntures em Circulação da respectiva série.

Valor mobiliário	**Debêntures**
Identificação do valor mobiliário	ENGIE Brasil Energia S.A. - 9ª emissão – Série 4
Data de emissão	15/07/2019
Data de vencimento	15/07/2029
Quantidade Unidade	105.400
Valor nominal global R$	105.400.000,00
Saldo Devedor em Aberto	132.430.010,88
Restrição a circulação	Não
Conversibilidade	Não
Possibilidade resgate	Não
Características dos valores mobiliários de dívida	Vide item 12.9 deste formulário.

12.3 Outros valores mobiliários emitidos no Brasil

Condições para alteração dos direitos assegurados por tais valores mobiliários	Para alteração de direitos assegurados dos debenturistas faz-se necessária a convocação das Assembleias Gerais de Debenturistas se dará mediante anúncio publicado pelo menos 3 (três) vezes, nos órgãos de imprensa usualmente utilizados pela Emissora, respeitadas outras regras relacionadas à publicação de anúncio de convocação de assembleias gerais constantes da Lei das Sociedades por Ações, da regulamentação aplicável e da Escritura de Emissão. As alterações relativas às características das Debêntures, conforme venham a ser propostas pela Emissora, que impliquem em alteração: (i) da Remuneração, (ii) das Datas de Pagamento dos Juros Remuneratórios ou de quaisquer valores previstos na Escritura de Emissão, (iii) da Data de Vencimento das Debêntures e da vigência das Debêntures, (iv) dos valores, montantes e datas de amortização do principal das Debêntures, (v) das disposições relativas à resgate antecipado, amortização extraordinária ou oferta de resgate antecipado, (vi) da redação de quaisquer dos Eventos de Vencimento Antecipado (bem como exclusão de qualquer hipótese); (vii) da alteração dos quóruns de deliberação previstos na Escritura de Emissão, (viii) das disposições desta seção, e/ou (ix) da espécie das Debêntures; e eventual Assembleia Geral de Debenturistas convocada pelos Debenturistas com o fim de anuir com a não declaração de vencimento antecipado automático das Debêntures, previamente ao eventual descumprimento das hipóteses estabelecidas na Escritura de Emissão, inclusive no caso de renúncia ou perdão temporário, dependerão da aprovação, seja em primeira ou segunda convocação, por Debenturistas que representem pelo menos 2/3 (dois terços) das Debêntures em Circulação da respectiva série.

Valor mobiliário	**Debêntures**
Identificação do valor mobiliário	ENGIE Brasil Energia S.A. - 10ª emissão – Série única
Data de emissão	15/09/2021
Data de vencimento	15/09/2046
Quantidade Unidade	400.000
Valor nominal global R$	400.000.000,00
Saldo Devedor em Aberto	440.935.024,88
Restrição a circulação	Sim
Descrição da restrição	90 (noventa) dias da data de cada subscrição ou aquisição pelos Investidores Profissionais, conforme disposto no artigo 13 da Instrução CVM 476. Em 2022 a referida Instrução foi revogada pela Resolução CVM nº 160, de 13 de julho de 2022, contudo esta prevê no seu artigo 100, parágrafo único, que "as ofertas em curso na data de entrada em vigor desta resolução serão regidas, inclusive no que tange às restrições à negociação em mercado secundário dos valores mobiliários ofertados, pelas normas vigentes: I – na data do protocolo do requerimento de registro; ou II – na data em que informado o início da oferta, no caso de ofertas isentas de registro."
Conversibilidade	Não
Possibilidade resgate	Sim

12.3 Outros valores mobiliários emitidos no Brasil

Hipótese e cálculo do valor de resgate	Desde que o prazo médio ponderado entre a Data de Emissão e a data do efetivo resgate seja superior a 6 (seis) anos ou outro que venha a ser autorizado pela legislação ou regulamentação aplicáveis, o que for maior. Por ocasião do Resgate Antecipado Facultativo Total das Debêntures, o valor devido pela Emissora será equivalente ao maior entre (i) o Valor Nominal Unitário Atualizado das Debêntures, acrescido da Remuneração das Debêntures, calculada pro rata temporis, desde a Data de Início da Rentabilidade ou a Data de Pagamento da Remuneração das Debêntures imediatamente anterior (inclusive), conforme o caso, até a Data do Resgate Antecipado Facultativo das Debêntures (exclusive), e (ii) o valor presente atualizado das parcelas remanescentes de pagamento de amortização do Valor Nominal Unitário e da Remuneração das Debêntures, conforme o caso, utilizando como taxa de desconto a taxa interna de retorno do título público Tesouro IPCA+ com juros semestrais (NTN-B), com duration mais próxima a duration remanescente das Debêntures, conforme o caso, na data do Resgate Antecipado Facultativo Total, utilizando-se a cotação indicativa divulgada pela ANBIMA em sua página na rede mundial de computadores (http://www.anbima.com.br) apurada no segundo Dia Útil imediatamente anterior à data do Resgate Antecipado Facultativo Total; acrescido dos Encargos Moratórios, se houver; e de quaisquer obrigações pecuniárias e outros acréscimos referentes às Debêntures.
Características dos valores mobiliários de dívida	Vide item 12.9 deste formulário.
Condições para alteração dos direitos assegurados por tais valores mobiliários	Para alteração de direitos assegurados dos debenturistas faz-se necessária a convocação das Assembleias Gerais de Debenturistas se dará mediante anúncio publicado pelo menos 3 (três) vezes, nos jornais usualmente utilizados pela Emissora, respeitadas outras regras relacionadas à publicação de anúncio de convocação de assembleias gerais constantes da Lei das Sociedades por Ações, da regulamentação aplicável e da Escritura de Emissão. As alterações relativas às características das Debêntures, conforme venham a ser propostas pela Emissora, que impliquem em alteração: (i) da Remuneração, (ii) das Datas de Pagamento da Remuneração ou de quaisquer valores previstos nesta Escritura de Emissão, (iii) da Data de Vencimento das Debêntures e da vigência das Debêntures, (iv) dos valores, montantes e datas de amortização do principal das Debêntures, (v) das disposições relativas à resgate antecipado, amortização extraordinária ou oferta de resgate antecipado, (vi) da redação de quaisquer dos Eventos de Vencimento Antecipado (bem como exclusão de qualquer hipótese); (vii) da alteração dos quóruns de deliberação previstos nesta Escritura de Emissão, (viii) das disposições desta Cláusula, e/ou (ix) da espécie das Debêntures dependerão da aprovação, seja em primeira ou segunda convocação, por Debenturistas que representem pelo menos 2/3 (dois terços) das Debêntures em Circulação. As deliberações em eventual Assembleia Geral de Debenturistas convocada com o fim de anuir com a não declaração de vencimento antecipado automático das Debêntures antes da sua ocorrência (waiver), previamente ao eventual descumprimento das hipóteses estabelecidas na Cláusula 6.1.1 acima, inclusive no caso de renúncia ou perdão temporário, dependerão da aprovação por Debenturistas que representem, em primeira convocação, no mínimo a maioria das Debêntures em Circulação, e, em segunda convocação, pela maioria simples dos presentes, desde que os titulares de Debêntures presentes na Assembleia Geral de Debenturistas representem, no mínimo, 30% (trinta por cento) das Debêntures em Circulação.

Valor mobiliário	**Debêntures**
Identificação do valor mobiliário	ENGIE Brasil Energia S.A. - 11ª emissão – 1ª Série
Data de emissão	15/11/2023
Data de vencimento	15/11/2033
Quantidade Unidade	1.085.600
Valor nominal global R$	1.085.600.000,00

12.3 Outros valores mobiliários emitidos no Brasil

Saldo Devedor em Aberto	0,00
Restrição a circulação	Não
Conversibilidade	Não
Possibilidade resgate	Sim
Hipótese e cálculo do valor de resgate	Poderá ocorrer o Resgate Antecipado Facultativo Total, desde que o prazo médio ponderado entre a Data de Emissão e a data do efetivo resgate seja superior a 4 anos ou outro que venha a ser autorizado pela legislação ou regulamentação aplicáveis, o que for maior, a seu exclusivo critério e independentemente da anuência dos Debenturistas, mediante o envio de Comunicação de Resgate. O valor devido pela Emissora será equivalente ao maior entre: (i) o Valor Nominal Unitário Atualizado das Debêntures da Primeira Série, acrescido da Remuneração das Debêntures da Primeira Série, calculada pro rata temporis, desde a Data de Início da Rentabilidade ou a Data de Pagamento da Remuneração das Debêntures da Primeira Série imediatamente anterior (inclusive), conforme o caso, até a data do Resgate Antecipado Facultativo das Debêntures da Primeira Série (exclusive), e (ii) o valor presente atualizado das parcelas remanescentes de pagamento de amortização do Valor Nominal Unitário das Debêntures da Primeira Série e da Remuneração das Debêntures da Primeira Série, conforme o caso, utilizando como taxa de desconto a taxa interna de retorno do título público Tesouro IPCA+ com juros semestrais (NTN-B), com duration mais próxima a duration remanescente das Debêntures da Primeira Série, conforme o caso, na data do Resgate Antecipado Facultativo Total das Debêntures da Primeira Série, utilizando-se a cotação indicativa divulgada pela ANBIMA em sua página na rede mundial de computadores (http://www.anbima.com.br) apurada no segundo Dia Útil imediatamente anterior à data do Resgate Antecipado Facultativo Total das Debêntures da Primeira Série calculado conforme fórmula descrita na Escritura de Debêntures, acrescido: (a) dos Encargos Moratórios, se houver; e (b) de quaisquer obrigações pecuniárias e outros acréscimos referentes às Debêntures. A fórmula aplicável pode ser consultada na Escritura de Debêntures. Não será admitido o resgate facultativo parcial das Debêntures.
Características dos valores mobiliários de dívida	Vide item 12.9

12.3 Outros valores mobiliários emitidos no Brasil

Condições para alteração dos direitos assegurados por tais valores mobiliários	Para alteração de direitos assegurados dos debenturistas faz-se necessária a convocação das Assembleias Gerais de Debenturistas, que se dará mediante anúncio publicado pelo menos 3 (três) vezes no jornal indicado na Escritura de Emissão de Debêntures, respeitadas outras regras relacionadas à publicação de anúncio de convocação de assembleias gerais constantes da Lei das Sociedades por Ações, da regulamentação aplicável e da Escritura de Emissão de Debêntures. Salvo disposto de outra forma na Escritura de Emissão de Debêntures, nas deliberações das Assembleias Gerais de Debenturistas, as deliberações deverão ser aprovadas por Debenturistas (i) no caso das Debêntures Incentivadas, que representem, em primeira ou segunda convocação, pelo menos, a maioria das Debêntures Incentivadas em Circulação presentes à Assembleias Gerais de Debenturistas das Debêntures Incentivadas; e (ii) no caso das Debêntures Institucionais, que representem, em primeira convocação, pelo menos, 2/3 (dois terços) das Debêntures Institucionais em Circulação e, em segunda convocação, pelo menos a maioria das Debêntures Institucionais em Circulação. As alterações relativas às características das Debêntures, conforme venham a ser propostas pela Emissora, que impliquem em alteração: (i) da Remuneração ou relacionada ao parâmetro da Remuneração, (ii) das Datas de Pagamento da Remuneração ou de quaisquer valores previstos na Escritura de Emissão de Debêntures, (iii) da Data de Vencimento das Debêntures e da vigência das Debêntures, (iv) dos valores, montantes e datas de amortização do principal das Debêntures, (v) das disposições relativas à resgate antecipado, amortização extraordinária ou oferta de resgate antecipado, (vi) da redação de quaisquer dos Eventos de Vencimento Antecipado (bem como exclusão de qualquer hipótese); (vii) da alteração dos quóruns de deliberação previstos na Escritura de Emissão Debêntures, (viii) das disposições da Cláusula 9.5.2 descrita na Escritura de Debêntures, e/ou (ix) da espécie das Debêntures, dependerão da aprovação, (a) no caso das Debêntures Incentivadas por Debenturistas, que representem, em primeira ou segunda convocação, pelo menos, 2/3 (dois terços) das Debêntures Incentivadas em Circulação; e (b) no caso das Debêntures Institucionais por Debenturistas, que representem, em primeira ou segunda convocação, pelo menos, 2/3 (dois terços) das Debêntures Institucionais em Circulação. As deliberações em eventual Assembleia Geral de Debenturistas convocada com o fim de anuir com a não declaração de vencimento antecipado das Debêntures antes da sua ocorrência (waiver), previamente ao eventual descumprimento das hipóteses estabelecidas nas Cláusulas 6.1.1 e 6.1.2 da Escritura de Emissão de Debêntures, inclusive no caso de renúncia ou perdão temporário, dependerão da aprovação por Debenturistas, considerando a totalidade das Debêntures objeto da Emissão, sem distinção entre as séries, que representem, em primeira convocação, 2/3 (dois terços) das Debêntures em Circulação e, em segunda convocação, a maioria simples das Debêntures presentes à Assembleias Gerais de Debenturistas das Debêntures, desde que estejam presentes ao menos 30% (trinta por cento) das Debêntures em Circulação.

Valor mobiliário	**Debêntures**
Identificação do valor mobiliário	ENGIE Brasil Energia S.A. - 11ª emissão – 2ª Série
Data de emissão	15/11/2023
Data de vencimento	15/11/2038
Quantidade Unidade	96.278
Valor nominal global R$	96.278.000,00
Saldo Devedor em Aberto	0,00
Restrição a circulação	Não
Conversibilidade	Não
Possibilidade resgate	Sim

12.3 Outros valores mobiliários emitidos no Brasil

Hipótese e cálculo do valor de resgate	Poderá ocorrer o Resgate Antecipado Facultativo Total, desde que o prazo médio ponderado entre a Data de Emissão e a data do efetivo resgate seja superior a 4 anos ou outro que venha a ser autorizado pela legislação ou regulamentação aplicáveis, o que for maior, a seu exclusivo critério e independentemente da anuência dos Debenturistas, mediante o envio de Comunicação de Resgate. O valor devido pela Emissora será equivalente ao maior entre: (i) o Valor Nominal Unitário Atualizado das Debêntures da Primeira Série, acrescido da Remuneração das Debêntures da Primeira Série, calculada pro rata temporis, desde a Data de Início da Rentabilidade ou a Data de Pagamento da Remuneração das Debêntures da Primeira Série imediatamente anterior (inclusive), conforme o caso, até a data do Resgate Antecipado Facultativo das Debêntures da Primeira Série (exclusive), e (ii) o valor presente atualizado das parcelas remanescentes de pagamento de amortização do Valor Nominal Unitário das Debêntures da Primeira Série e da Remuneração das Debêntures da Primeira Série, conforme o caso, utilizando como taxa de desconto a taxa interna de retorno do título público Tesouro IPCA+ com juros semestrais (NTN-B), com duration mais próxima a duration remanescente das Debêntures da Primeira Série, conforme o caso, na data do Resgate Antecipado Facultativo Total das Debêntures da Primeira Série, utilizando-se a cotação indicativa divulgada pela ANBIMA em sua página na rede mundial de computadores (http://www.anbima.com.br) apurada no segundo Dia Útil imediatamente anterior à data do Resgate Antecipado Facultativo Total das Debêntures da Primeira Série calculado conforme fórmula descrita na Escritura de Debêntures, acrescido: (a) dos Encargos Moratórios, se houver; e (b) de quaisquer obrigações pecuniárias e outros acréscimos referentes às Debêntures. A fórmula aplicável pode ser consultada na Escritura de Debêntures. Não será admitido o resgate facultativo parcial das Debêntures.
Características dos valores mobiliários de dívida	Vide item 12.9.

12.3 Outros valores mobiliários emitidos no Brasil

Condições para alteração dos direitos assegurados por tais valores mobiliários	Para alteração de direitos assegurados dos debenturistas faz-se necessária a convocação das Assembleias Gerais de Debenturistas, que se dará mediante anúncio publicado pelo menos 3 (três) vezes no jornal indicado na Escritura de Emissão de Debêntures, respeitadas outras regras relacionadas à publicação de anúncio de convocação de assembleias gerais constantes da Lei das Sociedades por Ações, da regulamentação aplicável e da Escritura de Emissão de Debêntures. Salvo disposto de outra forma na Escritura de Emissão de Debêntures, nas deliberações das Assembleias Gerais de Debenturistas, as deliberações deverão ser aprovadas por Debenturistas (i) no caso das Debêntures Incentivadas, que representem, em primeira ou segunda convocação, pelo menos, a maioria das Debêntures Incentivadas em Circulação presentes à Assembleias Gerais de Debenturistas das Debêntures Incentivadas; e (ii) no caso das Debêntures Institucionais, que representem, em primeira convocação, pelo menos, 2/3 (dois terços) das Debêntures Institucionais em Circulação e, em segunda convocação, pelo menos a maioria das Debêntures Institucionais em Circulação. As alterações relativas às características das Debêntures, conforme venham a ser propostas pela Emissora, que impliquem em alteração: (i) da Remuneração ou relacionada ao parâmetro da Remuneração, (ii) das Datas de Pagamento da Remuneração ou de quaisquer valores previstos na Escritura de Emissão de Debêntures, (iii) da Data de Vencimento das Debêntures e da vigência das Debêntures, (iv) dos valores, montantes e datas de amortização do principal das Debêntures, (v) das disposições relativas à resgate antecipado, amortização extraordinária ou oferta de resgate antecipado, (vi) da redação de quaisquer dos Eventos de Vencimento Antecipado (bem como exclusão de qualquer hipótese); (vii) da alteração dos quóruns de deliberação previstos na Escritura de Emissão Debêntures, (viii) das disposições da Cláusula 9.5.2 descrita na Escritura de Debêntures, e/ou (ix) da espécie das Debêntures, dependerão da aprovação, (a) no caso das Debêntures Incentivadas por Debenturistas, que representem, em primeira ou segunda convocação, pelo menos, 2/3 (dois terços) das Debêntures Incentivadas em Circulação; e (b) no caso das Debêntures Institucionais por Debenturistas, que representem, em primeira ou segunda convocação, pelo menos, 2/3 (dois terços) das Debêntures Institucionais em Circulação. As deliberações em eventual Assembleia Geral de Debenturistas convocada com o fim de anuir com a não declaração de vencimento antecipado das Debêntures antes da sua ocorrência (waiver), previamente ao eventual descumprimento das hipóteses estabelecidas nas Cláusulas 6.1.1 e 6.1.2 da Escritura de Emissão de Debêntures, inclusive no caso de renúncia ou perdão temporário, dependerão da aprovação por Debenturistas, considerando a totalidade das Debêntures objeto da Emissão, sem distinção entre as séries, que representem, em primeira convocação, 2/3 (dois terços) das Debêntures em Circulação e, em segunda convocação, a maioria simples das Debêntures presentes à Assembleias Gerais de Debenturistas das Debêntures, desde que estejam presentes ao menos 30% (trinta por cento) das Debêntures em Circulação.

Valor mobiliário	**Debêntures**
Identificação do valor mobiliário	ENGIE Brasil Energia S.A. - 11ª emissão – 3ª Série
Data de emissão	15/11/2023
Data de vencimento	15/11/2028
Quantidade Unidade	318.122
Valor nominal global R$	318.122.000,00
Saldo Devedor em Aberto	0,00
Restrição a circulação	Não
Conversibilidade	Não
Possibilidade resgate	Sim

12.3 Outros valores mobiliários emitidos no Brasil

Hipótese e cálculo do valor de resgate	Poderá ocorrer o Resgate Antecipado Facultativo Total, desde que o prazo médio ponderado entre a Data de Emissão e a data do efetivo resgate seja superior a 4 (quatro) anos ou outro que venha a ser autorizado pela legislação ou regulamentação aplicáveis, o que for maior. Por ocasião do Resgate Antecipado Facultativo Total das Debêntures da Terceira Série. O valor devido pela Emissora será equivalente ao maior entre: (i) Valor Nominal Unitário das Debêntures da Terceira Série, acrescido: (1) da Remuneração das Debêntures da Terceira Série calculada, pro rata temporis, desde a primeira Data de Integralização ou da última Data de Pagamento da Remuneração das Debêntures da Terceira Série, conforme o caso, até a data do efetivo resgate (exclusive); e (2) dos Encargos Moratórios, se houver; ou (b) valor presente da soma dos valores remanescentes de pagamento de amortização do Valor Nominal Unitário e da Remuneração das Debêntures da Terceira Série, utilizando como taxa de desconto a taxa DI para 252 (duzentos e cinquenta e dois) Dias Úteis baseada no ajuste (interpolação) da curva Pré x DI, a ser divulgada pela B3 em sua página na internet, correspondente ao vértice com número de dias corridos mais próximo à duration remanescente das Debêntures da Terceira Série, a ser apurada no fechamento do Dia Útil imediatamente anterior à data do Resgate Antecipado Facultativo Total das Debêntures da Terceira Série. Não será admitido o resgate facultativo parcial das Debêntures.
Características dos valores mobiliários de dívida	Vide item 12.9.

12.3 Outros valores mobiliários emitidos no Brasil

Condições para alteração dos direitos assegurados por tais valores mobiliários	Para alteração de direitos assegurados dos debenturistas faz-se necessária a convocação das Assembleias Gerais de Debenturistas, que se dará mediante anúncio publicado pelo menos 3 (três) vezes no jornal indicado na Escritura de Emissão de Debêntures, respeitadas outras regras relacionadas à publicação de anúncio de convocação de assembleias gerais constantes da Lei das Sociedades por Ações, da regulamentação aplicável e da Escritura de Emissão de Debêntures. Salvo disposto de outra forma na Escritura de Emissão de Debêntures, nas deliberações das Assembleias Gerais de Debenturistas, as deliberações deverão ser aprovadas por Debenturistas (i) no caso das Debêntures Incentivadas, que representem, em primeira ou segunda convocação, pelo menos, a maioria das Debêntures Incentivadas em Circulação presentes à Assembleias Gerais de Debenturistas das Debêntures Incentivadas; e (ii) no caso das Debêntures Institucionais, que representem, em primeira convocação, pelo menos, 2/3 (dois terços) das Debêntures Institucionais em Circulação e, em segunda convocação, pelo menos a maioria das Debêntures Institucionais em Circulação. As alterações relativas às características das Debêntures, conforme venham a ser propostas pela Emissora, que impliquem em alteração: (i) da Remuneração ou relacionada ao parâmetro da Remuneração, (ii) das Datas de Pagamento da Remuneração ou de quaisquer valores previstos na Escritura de Emissão de Debêntures, (iii) da Data de Vencimento das Debêntures e da vigência das Debêntures, (iv) dos valores, montantes e datas de amortização do principal das Debêntures, (v) das disposições relativas à resgate antecipado, amortização extraordinária ou oferta de resgate antecipado, (vi) da redação de quaisquer dos Eventos de Vencimento Antecipado (bem como exclusão de qualquer hipótese); (vii) da alteração dos quóruns de deliberação previstos na Escritura de Emissão Debêntures, (viii) das disposições da Cláusula 9.5.2 descrita na Escritura de Debêntures, e/ou (ix) da espécie das Debêntures, dependerão da aprovação, (a) no caso das Debêntures Incentivadas por Debenturistas, que representem, em primeira ou segunda convocação, pelo menos, 2/3 (dois terços) das Debêntures Incentivadas em Circulação; e (b) no caso das Debêntures Institucionais por Debenturistas, que representem, em primeira ou segunda convocação, pelo menos, 2/3 (dois terços) das Debêntures Institucionais em Circulação. As deliberações em eventual Assembleia Geral de Debenturistas convocada com o fim de anuir com a não declaração de vencimento antecipado das Debêntures antes da sua ocorrência (waiver), previamente ao eventual descumprimento das hipóteses estabelecidas nas Cláusulas 6.1.1 e 6.1.2 da Escritura de Emissão de Debêntures, inclusive no caso de renúncia ou perdão temporário, dependerão da aprovação por Debenturistas, considerando a totalidade das Debêntures objeto da Emissão, sem distinção entre as séries, que representem, em primeira convocação, 2/3 (dois terços) das Debêntures em Circulação e, em segunda convocação, a maioria simples das Debêntures presentes à Assembleias Gerais de Debenturistas das Debêntures, desde que estejam presentes ao menos 30% (trinta por cento) das Debêntures em Circulação.

Valor mobiliário	**Debêntures**
Identificação do valor mobiliário	ENGIE Brasil Energia S.A. - 11ª emissão – 4ª Série
Data de emissão	15/11/2023
Data de vencimento	15/11/2028
Quantidade Unidade	900.000
Valor nominal global R$	900.000.000,00
Saldo Devedor em Aberto	0,00
Restrição a circulação	Não
Conversibilidade	Não
Possibilidade resgate	Sim

12.3 Outros valores mobiliários emitidos no Brasil

Hipótese e cálculo do valor de resgate	A Emissora poderá, a seu exclusivo critério, realizar o resgate antecipado facultativo total das Debêntures da Quarta Série a partir do 30º mês contado da Data de Emissão (inclusive), ou seja, a partir de 15 de maio de 2026, com o consequente cancelamento de tais Debêntures. O valor devido pela Emissora será equivalente ao (a) Valor Nominal Unitário das Debêntures da Quarta Série a serem resgatadas (ou saldo do Valor Nominal Unitário das Debêntures da Quarta Série, conforme o caso), acrescido (b) da Remuneração das Debêntures da Quarta Série, calculado pro rata temporis desde a Data de Início da Rentabilidade, ou a Data do Pagamento da Remuneração das Debêntures da Quarta Série imediatamente anterior (inclusive), conforme o caso, até a data do efetivo Resgate Antecipado Facultativo Total das Debêntures da Quarta Série, incidente sobre o Valor Nominal Unitário das Debêntures da Quarta Série (ou saldo do Valor Nominal Unitário das Debêntures da Quarta Série, conforme o caso) e demais Encargos Moratórios devidos e não pagos até a data do Resgate Antecipado Facultativo Total das Debêntures da Quarta Série e (c) de prêmio de resgate calculado na forma prevista na Escritura de Debêntures, incidentes sobre o valor dos itens (a) e (b) em conjunto. Será devido um prêmio correspondente a 0,30% ao ano calculado pro rata temporis, base 252 Dias Úteis, considerando a quantidade de Dias Úteis a transcorrer entre a data do Resgate Antecipado Facultativo Total Quarta Série e a Data de Vencimento das Debêntures da Quarta Série. Não será admitido o resgate facultativo parcial das Debêntures.
Características dos valores mobiliários de dívida	Vide item 12.9.

12.3 Outros valores mobiliários emitidos no Brasil

Condições para alteração dos direitos assegurados por tais valores mobiliários	Para alteração de direitos assegurados dos debenturistas faz-se necessária a convocação das Assembleias Gerais de Debenturistas, que se dará mediante anúncio publicado pelo menos 3 (três) vezes no jornal indicado na Escritura de Emissão de Debêntures, respeitadas outras regras relacionadas à publicação de anúncio de convocação de assembleias gerais constantes da Lei das Sociedades por Ações, da regulamentação aplicável e da Escritura de Emissão de Debêntures. Salvo disposto de outra forma na Escritura de Emissão de Debêntures, nas deliberações das Assembleias Gerais de Debenturistas, as deliberações deverão ser aprovadas por Debenturistas (i) no caso das Debêntures Incentivadas, que representem, em primeira ou segunda convocação, pelo menos, a maioria das Debêntures Incentivadas em Circulação presentes à Assembleias Gerais de Debenturistas das Debêntures Incentivadas; e (ii) no caso das Debêntures Institucionais, que representem, em primeira convocação, pelo menos, 2/3 (dois terços) das Debêntures Institucionais em Circulação e, em segunda convocação, pelo menos a maioria das Debêntures Institucionais em Circulação. As alterações relativas às características das Debêntures, conforme venham a ser propostas pela Emissora, que impliquem em alteração: (i) da Remuneração ou relacionada ao parâmetro da Remuneração, (ii) das Datas de Pagamento da Remuneração ou de quaisquer valores previstos na Escritura de Emissão de Debêntures, (iii) da Data de Vencimento das Debêntures e da vigência das Debêntures, (iv) dos valores, montantes e datas de amortização do principal das Debêntures, (v) das disposições relativas à resgate antecipado, amortização extraordinária ou oferta de resgate antecipado, (vi) da redação de quaisquer dos Eventos de Vencimento Antecipado (bem como exclusão de qualquer hipótese); (vii) da alteração dos quóruns de deliberação previstos na Escritura de Emissão Debêntures, (viii) das disposições da Cláusula 9.5.2 descrita na Escritura de Debêntures, e/ou (ix) da espécie das Debêntures, dependerão da aprovação, (a) no caso das Debêntures Incentivadas por Debenturistas, que representem, em primeira ou segunda convocação, pelo menos, 2/3 (dois terços) das Debêntures Incentivadas em Circulação; e (b) no caso das Debêntures Institucionais por Debenturistas, que representem, em primeira ou segunda convocação, pelo menos, 2/3 (dois terços) das Debêntures Institucionais em Circulação. As deliberações em eventual Assembleia Geral de Debenturistas convocada com o fim de anuir com a não declaração de vencimento antecipado das Debêntures antes da sua ocorrência (waiver), previamente ao eventual descumprimento das hipóteses estabelecidas nas Cláusulas 6.1.1 e 6.1.2 da Escritura de Emissão de Debêntures, inclusive no caso de renúncia ou perdão temporário, dependerão da aprovação por Debenturistas, considerando a totalidade das Debêntures objeto da Emissão, sem distinção entre as séries, que representem, em primeira convocação, 2/3 (dois terços) das Debêntures em Circulação e, em segunda convocação, a maioria simples das Debêntures presentes à Assembleias Gerais de Debenturistas das Debêntures, desde que estejam presentes ao menos 30% (trinta por cento) das Debêntures em Circulação.

Valor mobiliário	**Debêntures**
Identificação do valor mobiliário	ENGIE Brasil Energia S.A. - 11ª emissão – 5ª Série
Data de emissão	15/11/2023
Data de vencimento	15/11/2030
Quantidade Unidade	100.000
Valor nominal global R$	100.000.000,00
Saldo Devedor em Aberto	0,00
Restrição a circulação	Não
Conversibilidade	Não
Possibilidade resgate	Sim

12.3 Outros valores mobiliários emitidos no Brasil

Hipótese e cálculo do valor de resgate	A Emissora poderá, a seu exclusivo critério, realizar o resgate antecipado facultativo total das Debêntures da Quinta Série a partir do 42º mês contado da Data de Emissão (inclusive), ou seja, a partir de 15 de maio de 2027, com o consequente cancelamento de tais Debêntures. O valor devido pela Emissora será equivalente ao (a) Valor Nominal Unitário das Debêntures da Quinta Série a serem resgatadas (ou saldo do Valor Nominal Unitário das Debêntures da Quinta Série, conforme o caso), acrescido (b) da Remuneração das Debêntures da Quinta Série, calculado pro rata temporis desde a Data de Início da Rentabilidade, ou a Data do Pagamento da Remuneração das Debêntures da Quinta Série imediatamente anterior (inclusive), conforme o caso, até a data do efetivo Resgate Antecipado Facultativo Total das Debêntures da Quinta Série, incidente sobre o Valor Nominal Unitário das Debêntures da Quinta Série (ou saldo do Valor Nominal Unitário das Debêntures da Quinta Série, conforme o caso) e demais Encargos Moratórios devidos e não pagos até a data do Resgate Antecipado Facultativo Total das Debêntures da Quinta Série e (c) de prêmio de resgate calculado na forma prevista abaixo, incidentes sobre o valor dos itens (a) e (b) em conjunto. Será devido um prêmio correspondente a 0,30% (trinta centésimos por cento) ao ano calculado pro rata temporis, base 252 Dias Úteis, considerando a quantidade de Dias Úteis a transcorrer entre a data do Resgate Antecipado Facultativo Total das Debêntures da Quinta Série e a Data de Vencimento das Debêntures da Quinta Série. Não será admitido o resgate facultativo parcial das Debêntures.
Características dos valores mobiliários de dívida	Vide item 12.9.

12.3 Outros valores mobiliários emitidos no Brasil

Condições para alteração dos direitos assegurados por tais valores mobiliários	Para alteração de direitos assegurados dos debenturistas faz-se necessária a convocação das Assembleias Gerais de Debenturistas, que se dará mediante anúncio publicado pelo menos 3 (três) vezes no jornal indicado na Escritura de Emissão de Debêntures, respeitadas outras regras relacionadas à publicação de anúncio de convocação de assembleias gerais constantes da Lei das Sociedades por Ações, da regulamentação aplicável e da Escritura de Emissão de Debêntures. Salvo disposto de outra forma na Escritura de Emissão de Debêntures, nas deliberações das Assembleias Gerais de Debenturistas, as deliberações deverão ser aprovadas por Debenturistas (i) no caso das Debêntures Incentivadas, que representem, em primeira ou segunda convocação, pelo menos, a maioria das Debêntures Incentivadas em Circulação presentes à Assembleias Gerais de Debenturistas das Debêntures Incentivadas; e (ii) no caso das Debêntures Institucionais, que representem, em primeira convocação, pelo menos, 2/3 (dois terços) das Debêntures Institucionais em Circulação e, em segunda convocação, pelo menos a maioria das Debêntures Institucionais em Circulação. As alterações relativas às características das Debêntures, conforme venham a ser propostas pela Emissora, que impliquem em alteração: (i) da Remuneração ou relacionada ao parâmetro da Remuneração, (ii) das Datas de Pagamento da Remuneração ou de quaisquer valores previstos na Escritura de Emissão de Debêntures, (iii) da Data de Vencimento das Debêntures e da vigência das Debêntures, (iv) dos valores, montantes e datas de amortização do principal das Debêntures, (v) das disposições relativas à resgate antecipado, amortização extraordinária ou oferta de resgate antecipado, (vi) da redação de quaisquer dos Eventos de Vencimento Antecipado (bem como exclusão de qualquer hipótese); (vii) da alteração dos quóruns de deliberação previstos na Escritura de Emissão Debêntures, (viii) das disposições da Cláusula 9.5.2 descrita na Escritura de Debêntures, e/ou (ix) da espécie das Debêntures, dependerão da aprovação, (a) no caso das Debêntures Incentivadas por Debenturistas, que representem, em primeira ou segunda convocação, pelo menos, 2/3 (dois terços) das Debêntures Incentivadas em Circulação; e (b) no caso das Debêntures Institucionais por Debenturistas, que representem, em primeira ou segunda convocação, pelo menos, 2/3 (dois terços) das Debêntures Institucionais em Circulação. As deliberações em eventual Assembleia Geral de Debenturistas convocada com o fim de anuir com a não declaração de vencimento antecipado das Debêntures antes da sua ocorrência (waiver), previamente ao eventual descumprimento das hipóteses estabelecidas nas Cláusulas 6.1.1 e 6.1.2 da Escritura de Emissão de Debêntures, inclusive no caso de renúncia ou perdão temporário, dependerão da aprovação por Debenturistas, considerando a totalidade das Debêntures objeto da Emissão, sem distinção entre as séries, que representem, em primeira convocação, 2/3 (dois terços) das Debêntures em Circulação e, em segunda convocação, a maioria simples das Debêntures presentes à Assembleias Gerais de Debenturistas das Debêntures, desde que estejam presentes ao menos 30% (trinta por cento) das Debêntures em Circulação.

12.4 Número de titulares de valores mobiliários

Valor Mobiliário	Pessoas Físicas	Pessoas Jurídicas	Investidores Institucionais
Debêntures	26914	357	177

12.5 Mercados de negociação no Brasil

12.5 – Indicar os mercados brasileiros nos quais valores mobiliários do emissor são admitidos à negociação

Ações ordinárias de emissão da Companhia

As ações da Companhia são negociadas na B3 - Brasil, Bolsa, Balcão, sob o código "EGIE3".

Debêntures

As Debêntures em circulação emitidas pela Companhia, referidas no item 12.3, estão registradas para negociação no mercado secundário por meio da CETIP21 – Módulo de Títulos e Valores Mobiliários, administrado e operacionalizado pela B3.

12.6 Negociação em mercados estrangeiros

Valor Mobiliário	Identificação do Valor Mobiliário	País	Mercado Valor Mobiliário
American Depositary Receipts (ADR) Nível I	EGIEY	Estados Unidos	Mercado de balcão norte-americano de títulos – Over the Conter (OTC).

Entidade Administradora
Pink OTC Markets

Data de admissão	Data de Início listagem	Percentual
01/06/1998	01/06/1998	1.35

Segmento de Negociação	Descrição de Segmento de Negociação
Sim	American Depositary Receipts (ADR).

Proporção de Certificados de Depósito no Exterior	Descrição de Proporção de Certificados de Depósito no Exterior
Sim	Um ADR para cada ação ordinária.

Banco Depositário	Descrição do Banco Depositário
Sim	The Bank of New York Mellon.

Instituição Custodiante	Descrição da Instituição Custodiante
Sim	Itaú Corretora de Valores S.A.

12.7 Títulos emitidos no exterior

Justificativa para o não preenchimento do quadro:

A Companhia negocia American Depositary Receipts (ADR) Nível I no mercado de balcão norte-americano, sob o código “EGIEY”, pela relação de um ADR para cada ação ordinária. Contudo, os montantes não são considerados relevantes pela Companhia.

12.8 Destinação de recursos de ofertas públicas

12.8 – Caso o emissor tenha feito oferta pública de distribuição de valores mobiliários nos últimos 3 exercícios sociais, indicar:

a. Como os recursos resultantes da oferta foram utilizados

2021

Em 22 de setembro de 2021, na 223ª Reunião do Conselho de Administração da Companhia, foi aprovada a realização da 10ª emissão de debêntures simples, não conversíveis em ações, em série única, da espécie quirografária, no valor total de R$ 400 milhões, para distribuição pública com esforços restritos, nos termos da Instrução CVM n° 476, de 16 de janeiro de 2009, e posteriores alterações, sob o regime de garantia firme de colocação (“10ª Emissão”).

Detalhes sobre a utilização dos recursos captados estão descritos no item 12.3, juntamente com outras características relevantes.

2023

Em 06 de novembro de 2023, na 250ª Reunião do Conselho de Administração da Companhia, foi aprovada a realização da 11ª emissão de debêntures simples, não conversíveis em ações, em até 5 séries, da espécie quirografária, no valor total de R$ 2.500.000.000,00, para distribuição pública, sob o rito de registro automático, nos termos da Resolução nº 160 da CVM, de 13 de julho de 2022, e posteriores alterações, sob o regime de garantia firme de colocação (“11ª Emissão”).

Detalhes sobre a utilização dos recursos captados estão descritos no item 12.9, juntamente com outras características relevantes.

b. Se houve desvios relevantes entre a aplicação efetiva dos recursos e as propostas de aplicação divulgadas nos prospectos da respectiva distribuição

2021

Não houve desvios relevantes entre a aplicação efetiva dos recursos e as propostas de aplicação divulgadas nos prospectos da respectiva distribuição.

2023

A Companhia informa que realizará a destinação dos recursos da 11ª Emissão em linha com a previsão de sua respectiva escritura de emissão, conforme detalhado no item 12.9 abaixo.

c. Caso tenha havido desvios, as razões para tais desvios

2021

Não aplicável.

2023

Não aplicável.

12.9 Outras informações relevantes

12.9 – Fornecer outras informações que o emissor julgue relevantes

- **Informações complementares ao item 12.1 "*Informações sobre o capital social*"**

Valor em R$	Ações ordinárias	Ações preferenciais	Total
Capital Autorizado total			
7.000.000.000,00	**N/A**	**N/A**	**N/A**

- **Informações complementares ao item 12.3 "*Descrever outros valores mobiliários emitidos no Brasil que não sejam ações e que não tenham vencido ou sido resgatados*"**

O saldo devedor em aberto apresentado no item 12.3 é o saldo devedor bruto dos custos de captação conforme Demonstrações Contábeis referentes ao exercício social findo em 31 de dezembro de 2022.

i. Valores mobiliários emitidos pela Companhia

Em complemento ao item 12.3 deste Formulário de Referência, a Companhia descreve abaixo características adicionais sobre suas Emissões de Debêntures.

Valor mobiliário	Debêntures
Identificação do valor mobiliário	**ENGIE Brasil Energia S.A. - 5ª emissão - Série única**
Características dos valores mobiliários	a) Vencimento: As Debêntures vencem em 15.12.2024. b) Oferta de Resgate Antecipado: A emissora poderá realizar, a seu exclusivo critério e a qualquer tempo, desde que assim permitido nos termos da Lei 12.431/11 e nos termos a serem regulamentados pelo Conselho Monetário Nacional, oferta de resgate antecipado das Debêntures, observado o disposto no artigo 55 da Lei das Sociedades por Ações e as disposições dessa Escritura de Emissão ("Oferta de Resgate Antecipado") e de acordo com os procedimentos da CETIP e da B3. Na data da Escritura de Emissão, não há permissão no âmbito da Lei 12.431/11 para realização de Oferta de Resgate Antecipado das Debêntures. c) Juros: As Debêntures são atualizadas pelo IPCA e rendem juros remuneratórios correspondentes a 6,30% ao ano, incidente sobre o Valor Nominal Unitário Atualizado das Debêntures. d) Garantia: As Debêntures são da espécie sem garantia nem preferência (quirografária). e) eventuais restrições impostas ao emissor em relação: - À distribuição de dividendos: caso a Companhia esteja em mora com relação ao pagamento de qualquer obrigação pecuniária prevista na Escritura, a Companhia se obriga a não pagar dividendos, juros sobre capital próprio ou qualquer outra participação no lucro, ressalvado o pagamento do dividendo mínimo obrigatório previsto no artigo 202 da Lei nº 6.404, de 1976; - À alienação de determinados ativos: alienação, inoperância ou paralisação prolongada ou qualquer outra forma de disposição, pela Emissora, de ativos permanentes que representem, de forma individual ou agregada, 25% (vinte e cinco por cento) da capacidade de geração de energia elétrica da Emissora, tomando-se por base a capacidade instalada da Emissora na Data de Emissão e que comprovadamente afete a capacidade econômico-financeira da Emissora, são hipóteses sujeitas ao procedimento de vencimento antecipado. - À contratação de novas dívidas: Não se aplica. - À emissão de novos valores mobiliários: Não se aplica. - À realização de operações societárias envolvendo o emissor, seus controladores ou controladas: (i) liquidação, dissolução, extinção ou qualquer forma de reorganização societária envolvendo as controladas da Emissora, exceto se a(s) sociedade(s) sucessória(s) seja(m) controlada(s), direta ou indiretamente, por empresa do grupo econômico da Emissora e seus ativos mantidos no grupo econômico da Emissora; (ii) liquidação, dissolução, extinção da Emissora, exceto se a sociedade sucessora seja controlada direta ou indiretamente por empresa do grupo econômico da Emissora e seus ativos mantidos no grupo econômico da Emissora, e cumulativamente não acarretar em redução de classificação de risco da Emissora igual ou superior a AA (duplo A), em escala local, pela Standard & Poor's, Fitch ou nota equivalente pela Moody's; (iii) pedido de recuperação judicial, extrajudicial ou autofalência formulado pela Emissora, e/ou por qualquer de suas controladas, independentemente de deferimento do processamento da recuperação ou de sua concessão pelo juiz competente; ou, ainda, realização pela Emissora e/ou por qualquer de suas controladas de qualquer procedimento análogo que caracterize estado de insolvência, incluindo acordo com credores, nos termos da legislação aplicável; (iv) requerimento ou decretação de falência contra a Emissora, e/ou qualquer de

12.9 Outras informações relevantes

	suas controladas, salvo se o requerimento tiver sido contestado e houver comprovação de depósito elisivo no prazo legal, se aplicável; (v) cisão, fusão, incorporação (inclusive incorporação de ações), ou qualquer tipo de reorganização societária da Emissora por outra sociedade, salvo (a) se tal alteração societária for aprovada em Assembleia Geral de Debenturistas convocada para esse fim por Debenturistas representando a maioria das Debêntures em Circulação; ou (b) se for garantido o direito de resgate aos Debenturistas que não concordarem com referida cisão, fusão, incorporação, a ser exercido no prazo de 6 (seis) meses contados da data da publicação da ata da Assembleia Geral da Emissora que venha a deliberar sobre tal cisão, fusão ou incorporação, conforme o caso; ou (c) se em relação à fusão, incorporação (inclusive incorporação de ações), ou qualquer tipo de reorganização societária, a sociedade sucessora seja controlada direta ou indiretamente por empresa do grupo econômico da Emissora e seus ativos mantidos no grupo econômico da Emissora, e cumulativamente não acarretar em redução da classificação de risco da Emissora igual ou superior a AA (duplo A), em escala local, pela Standard & Poor's, Fitch ou nota equivalente pela Moody's; (vi) alteração no controle acionário direto ou indireto da Emissora, conforme definido nos termos do artigo 116 da Lei das Sociedades por Ações, exceto se tal alteração não acarretar em redução da classificação de risco da Emissora, considerando a classificação de risco da Emissora vigente no momento imediatamente anterior a tal alteração no controle acionário da Emissora, divulgada por qualquer agência dentre a Standard & Poor's, a Fitch Ratings ou a Moody's, observado que, em caso de manifestação por mais de uma agência de classificação de risco em decorrência do mesmo evento de alteração de controle, será considerada, para fins da Escritura de Emissão, a mais baixa classificação de risco divulgada; (vii) transformação do tipo societário da Emissora, nos termos dos artigos 220 a 222 da Lei das Sociedades por Ações; (viii) redução do capital social da Emissora nos termos do artigo 174 da Lei das Sociedades por ações, exceto se previamente autorizada pelos Debenturistas representando a maioria das Debêntures em Circulação reunidos em Assembleia Geral de Debenturistas convocada para tal fim. g) Os recursos obtidos por meio da emissão das Debêntures destinam-se a modernização da UHE Salto Santiago e UHE Passo Fundo. h) Agente fiduciário: Pentágono S.A. Distribuidora de Títulos e Valores Mobiliários. Principais termos do contrato firmado com o agente fiduciário: (i) Tipo de Emissão: distribuição pública; (ii) Prazo: 10 anos; (iii) Volume: 165 milhões; (iv) Condições do serviço: Após a assinatura da escritura da emissão, o Pentágono compromete-se a exercer a função de agente fiduciário, em conformidade com as disposições constantes na escritura da emissão; (v) Remuneração: Serão devidas parcelas anuais de R$ 2.500,00 (dois mil e quinhentos reais), sendo o pagamento da primeira delas devido até o 5º (quinto) dia útil após a data de assinatura da escritura de emissão, e os seguintes no mesmo dia dos anos subsequentes, calculadas pro-rata die, se necessário. Os valores são reajustados anualmente pelo IGPM. As Assembleias Gerais de Debenturistas poderão ser convocadas pelo Agente Fiduciário, pela Emissora, por Debenturistas que representem, no mínimo, 10% (dez por cento) das Debêntures em Circulação, conforme o caso, ou pela CVM.

Valor mobiliário	**Debêntures**
Identificação do valor mobiliário	**ENGIE Brasil Energia S.A. - 6ª emissão – Série 2**
Características dos valores mobiliários	a) Vencimento: As Debêntures vencem em 15.07.2026. b) Vencimento Antecipado Automático: declaração, pelo Agente Fiduciário, nos termos da Escritura de Emissão, na ciência da ocorrência ao disposto nas Cláusulas 6.26.1, 6.26.2, 6.26.3 e 6.26.5 da Escritura de Emissão; c) Juros: As Debêntures são atualizadas pelo IPCA e rendem juros remuneratórios correspondentes a 6,2515% ao ano, incidente sobre o Valor Nominal Unitário Atualizado das Debêntures. e) Garantia: As Debêntures são da espécie sem garantia nem preferência (quirografária) f) eventuais restrições impostas ao emissor em relação: - à distribuição de dividendos: caso a Companhia esteja em mora com relação ao pagamento de qualquer obrigação pecuniária prevista na Escritura, a Companhia se obriga a não pagar dividendos, juros sobre capital próprio ou qualquer outra participação no lucro, ressalvado o pagamento do dividendo mínimo obrigatório previsto no artigo 202 da Lei nº 6.404, de 1976; - à alienação de determinados ativos: alienação, inoperância ou paralisação prolongada ou qualquer outra forma de disposição, pela Emissora, de ativos permanentes que representem, de forma individual ou agregada, 25% (vinte e cinco por cento) da capacidade de geração de energia elétrica da Emissora, tomando-se por base a capacidade instalada da Emissora na Data de Emissão e que comprovadamente afete a capacidade econômico-financeira da Emissora, são hipóteses sujeitas ao procedimento de vencimento antecipado. - à contratação de novas dívidas: Não se aplica. - à emissão de novos valores mobiliários: Não se aplica.

12.9 Outras informações relevantes

	- à realização de operações societárias envolvendo o emissor, seus controladores ou controladas: (i) liquidação, dissolução, extinção das Controladas Relevantes da Emissora, exceto se a(s) sociedade(s) sucessória(s) seja(m) controlada(s), direta ou indiretamente, por empresa do grupo econômico da Emissora e seus ativos mantidos no grupo econômico da Emissora; (ii) liquidação, dissolução, extinção da Emissora, exceto se a sociedade sucessora seja controlada direta ou indiretamente por empresa do grupo econômico da Emissora e seus ativos mantidos no grupo econômico da Emissora, e cumulativamente não acarretar em redução de classificação de risco da Emissora igual ou superior a AA (duplo A), em escala local, pela Standard & Poor's, Fitch ou nota equivalente pela Moody's; (iii) pedido de recuperação judicial, extrajudicial ou autofalência formulado pela Emissora e/ou por qualquer de suas Controladas Relevantes, independentemente de deferimento do processamento da recuperação ou de sua concessão pelo juiz competente; ou, ainda, realização pela Emissora e/ou por qualquer de suas Controladas Relevantes de qualquer procedimento análogo que caracterize estado de insolvência, incluindo acordo com credores, nos termos da legislação aplicável; (iv) requerimento ou decretação de falência contra a Emissora, e/ou de qualquer de suas Controladas Relevantes, salvo se o requerimento tiver sido contestado e houver comprovação de depósito elisivo no prazo legal, se aplicável; (v) cisão, fusão, incorporação (inclusive incorporação de ações), ou qualquer tipo de reorganização societária da Emissora por outra sociedade, salvo (a) se tal alteração societária for aprovada em Assembleia Geral de Debenturistas convocada para esse fim por Debenturistas representando a maioria das Debêntures em Circulação; ou (b) se for garantido o direito de resgate aos Debenturistas que não concordarem com referida cisão, fusão, incorporação, a ser exercido no prazo de 6 (seis) meses contados da data da publicação da ata da Assembleia Geral da Emissora que venha a deliberar sobre tal cisão, fusão ou incorporação, conforme o caso; ou (c) se em relação à fusão, incorporação (inclusive incorporação de ações), ou qualquer tipo de reorganização societária, a sociedade sucessora seja controlada direta ou indiretamente por empresa do grupo econômico da Emissora e seus ativos mantidos no grupo econômico da Emissora, e cumulativamente não acarretar em redução da classificação de risco da Emissora igual ou superior a AA (duplo A), em escala local, pela Standard & Poor's, Fitch ou nota equivalente pela Moody's; (vi) alteração no controle acionário direto ou indireto da Emissora, conforme definido nos termos do artigo 116 da Lei das Sociedades por Ações, exceto se tal alteração não acarretar em redução da classificação de risco da Emissora igual ou superior a AA (duplo A), em escala local, pela Standard & Poor's, Fitch ou nota equivalente pela Moody's, observado que, em caso de manifestação por mais de uma agência de classificação de risco em decorrência do mesmo evento de alteração de controle, será considerada, para fins da Escritura de Emissão, a mais baixa classificação de risco divulgada; (vii) transformação do tipo societário da Emissora, nos termos dos artigos 220 a 222 da Lei das Sociedades por Ações; (viii) redução do capital social da Emissora nos termos do artigo 174 da Lei das Sociedades por ações, exceto se previamente autorizada pelos Debenturistas representando a maioria das Debêntures em Circulação reunidos em Assembleia Geral de Debenturistas convocada para tal fim. g) Os recursos obtidos por meio da emissão das Debêntures destinam-se a construção da UTE Pampa Sul. h) Agente fiduciário: Pentágono S.A. Distribuidora de Títulos e Valores Mobiliários. Principais termos do contrato firmado com o agente fiduciário: (i) Tipo de Emissão: distribuição pública; (ii) Prazo: 10 anos; (iii) Volume: 353 milhões; (iv) Condições do serviço: Após a assinatura da escritura da emissão, a Pentágono S.A. Distribuidora de Títulos e Valores Mobiliários compromete-se a exercer a função de agente fiduciário, em conformidade com as disposições constantes na escritura da emissão; (v) Remuneração: Serão devidas parcelas anuais de R$ 4.500,00 (quatro mil e quinhentos reais), sendo o pagamento da primeira delas devido até o 5º (quinto) dia útil após a data de assinatura da escritura de emissão, e os seguintes no mesmo dia dos anos subsequentes, calculadas pro-rata die, se necessário. Os valores são reajustados anualmente pelo IGPM. i) As Assembleias Gerais de Debenturistas poderão ser convocadas pelo Agente Fiduciário, pela Emissora, por Debenturistas que representem, no mínimo, 10% (dez por cento) das Debêntures em Circulação, conforme o caso, ou pela CVM.

Valor mobiliário	**Debêntures**
Identificação do valor mobiliário	**ENGIE Brasil Energia S.A. - 7ª emissão – Série 1**
Características dos valores mobiliários	a) Vencimento: As Debêntures vencem em 15 de julho de 2025. b) Vencimento Antecipado Automático: declaração, pelo Agente Fiduciário, nos termos da Escritura de Emissão, na ciência da ocorrência ao disposto na Cláusula 5.1.1 da Escritura de Emissão; c) Juros: As Debêntures são atualizadas pelo IPCA e rendem juros remuneratórios correspondentes a 5,6579% ao ano, incidente sobre o Valor Nominal Unitário Atualizado das Debêntures. e) Garantia: As Debêntures são da espécie sem garantia nem preferência (quirografária) f) eventuais restrições impostas ao emissor em relação: - à distribuição de dividendos: caso a Companhia esteja em mora com relação ao pagamento de qualquer obrigação pecuniária prevista na Escritura, a Companhia se obriga a não pagar dividendos, juros sobre capital próprio ou qualquer outra participação no lucro, ressalvado o pagamento do dividendo mínimo obrigatório previsto no artigo 202 da Lei nº 6.404, de 1976;

12.9 Outras informações relevantes

- à alienação de determinados ativos: alienação, inoperância ou paralisação prolongada ou qualquer outra forma de disposição, pela Emissora, de ativos permanentes que representem, de forma individual ou agregada, 25% (vinte e cinco por cento) ou mais da capacidade de geração de energia elétrica da Emissora, tomando-se por base a capacidade instalada da Emissora na Data de Emissão e que comprovadamente afete a capacidade econômico-financeira da Emissora, são hipóteses sujeitas ao procedimento de vencimento antecipado.

- à contratação de novas dívidas: Não se aplica.

- à emissão de novos valores mobiliários: Não se aplica.

- à realização de operações societárias envolvendo o emissor, seus controladores ou controladas: (i) liquidação, dissolução ou extinção de qualquer das Controladas Relevantes, exceto se não acarretar em redução da classificação de risco da Emissora abaixo a "AA" (duplo A), em escala local, pela Standard & Poor's, Fitch ou nota equivalente pela Moody's; (ii) liquidação ou dissolução da Emissora; (iii) (a) pedido de recuperação judicial ou extrajudicial formulado pela Emissora e/ou por qualquer de suas Controladas Relevantes, independentemente de deferimento do processamento da recuperação ou de sua concessão pelo juiz competente; ou, ainda, realização pela Emissora e/ou por qualquer de suas Controladas Relevantes de qualquer procedimento análogo que caracterize estado de insolvência, incluindo acordo com credores, nos termos da legislação aplicável; (b) pedido de autofalência pela Emissora e/ou por qualquer de suas Controladas Relevantes; (c) requerimento de falência contra a Emissora, e/ou de qualquer de suas Controladas Relevantes, salvo se o requerimento tiver sido contestado e houver comprovação de depósito elisivo no prazo legal, se aplicável; ou (d) decretação de falência da Emissora e/ou de qualquer de suas Controladas Relevantes; (v) cisão, fusão, incorporação (inclusive incorporação de ações), ou qualquer tipo de reorganização societária envolvendo a Emissora ("Reorganização Societária"), inclusive uma Reorganização Societária que resulte na extinção da Emissora, salvo (a) se tal Reorganização Societária for aprovada em Assembleia Geral de Debenturistas convocada para esse fim por Debenturistas representando a maioria das Debêntures em Circulação; ou (b) se for garantido o direito de resgate aos Debenturistas que não concordarem com referida Reorganização Societária, a ser exercido no prazo de 6 (seis) meses contados da data da publicação da ata da Assembleia Geral da Emissora que venha a deliberar sobre tal Reorganização Societária, conforme o caso; ou (c) se em relação à fusão, incorporação (inclusive incorporação de ações) ou qualquer tipo de reorganização societária com efeito similar à fusão ou incorporação, a sociedade sucessora da Emissora seja controlada direta ou indiretamente pela ENGIE S.A. e os ativos da Emissora sejam mantidos com tal sociedade sucessora da Emissora; (vi) alteração no controle acionário direto ou indireto da Emissora, conforme definido nos termos do artigo 116 da Lei das Sociedades por Ações, exceto se o controle indireto final for mantido pela ENGIE S.A.; (vii) transformação do tipo societário da Emissora, nos termos dos artigos 220 a 222 da Lei das Sociedades por Ações; (viii) redução do capital social da Emissora nos termos do artigo 174 da Lei das Sociedades por ações, exceto se previamente autorizada pelos Debenturistas representando a maioria das Debêntures em Circulação reunidos em Assembleia Geral de Debenturistas convocada para tal fim.

g) Os recursos obtidos por meio da emissão das Debêntures serão alocados no reembolso de gastos, despesas ou dívidas relacionadas (a) ao Complexo Eólico Campo Largo – Fase I, (b) ao projeto da usina hidroelétrica UHE Jaguara e (c) ao projeto da usina hidroelétrica UHE Miranda.

h) Agente fiduciário: Simplific Pavarini Distribuidora de Títulos e Valores Mobiliários Ltda. Após a assinatura da escritura da emissão, Simplific Pavarini DTVM Ltda, compromete-se a exercer a função de agente fiduciário, em conformidade com as disposições constantes na escritura da emissão e a regulamentação aplicável. Os principais termos e condições da contratação estão descritos na Cláusula VIII da Escritura de Emissão.

i) As Assembleias Gerais de Debenturistas poderão ser convocadas pelo Agente Fiduciário, pela Emissora, por Debenturistas que representem, no mínimo, 10% (dez por cento) das Debêntures em Circulação da respectiva Série ou pela CVM.

12.9 Outras informações relevantes

Valor mobiliário	Debêntures
Identificação do valor mobiliário	**ENGIE Brasil Energia S.A. - 7ª emissão – Série 2**
Características dos valores mobiliários	a) Vencimento: As Debêntures vencem em 15 de julho de 2028. b) Vencimento Antecipado Automático: declaração, pelo Agente Fiduciário, nos termos da Escritura de Emissão, na ciência da ocorrência ao disposto na Cláusula 5.1.1 da Escritura de Emissão; c) Juros: As Debêntures são atualizadas pelo IPCA e rendem juros remuneratórios correspondentes a 5,9033% ao ano, incidente sobre o Valor Nominal Unitário Atualizado das Debêntures. e) Garantia: As Debêntures são da espécie sem garantia nem preferência (quirografária) f) eventuais restrições impostas ao emissor em relação: - à distribuição de dividendos: caso a Companhia esteja em mora com relação ao pagamento de qualquer obrigação pecuniária prevista na Escritura, a Companhia se obriga a não pagar dividendos, juros sobre capital próprio ou qualquer outra participação no lucro, ressalvado o pagamento do dividendo mínimo obrigatório previsto no artigo 202 da Lei nº 6.404, de 1976; - à alienação de determinados ativos: alienação, inoperância ou paralisação prolongada ou qualquer outra forma de disposição, pela Emissora, de ativos permanentes que representem, de forma individual ou agregada, 25% (vinte e cinco por cento) ou mais da capacidade de geração de energia elétrica da Emissora, tomando-se por base a capacidade instalada da Emissora na Data de Emissão e que comprovadamente afete a capacidade econômico-financeira da Emissora, são hipóteses sujeitas ao procedimento de vencimento antecipado. - à contratação de novas dívidas: Não se aplica. - à emissão de novos valores mobiliários: Não se aplica. - à realização de operações societárias envolvendo o emissor, seus controladores ou controladas: (i) liquidação, dissolução ou extinção de qualquer das Controladas Relevantes, exceto se não acarretar em redução da classificação de risco da Emissora abaixo a "AA" (duplo A), em escala local, pela Standard & Poor's, Fitch ou nota equivalente pela Moody's; (ii) liquidação ou dissolução da Emissora; (iii) (a) pedido de recuperação judicial ou extrajudicial formulado pela Emissora e/ou por qualquer de suas Controladas Relevantes, independentemente de deferimento do processamento da recuperação ou de sua concessão pelo juiz competente; ou, ainda, realização pela Emissora e/ou por qualquer de suas Controladas Relevantes de qualquer procedimento análogo que caracterize estado de insolvência, incluindo acordo com credores, nos termos da legislação aplicável; (b) pedido de autofalência pela Emissora e/ou por qualquer de suas Controladas Relevantes; (c) requerimento de falência contra a Emissora, e/ou de qualquer de suas Controladas Relevantes, salvo se o requerimento tiver sido contestado e houver comprovação de depósito elisivo no prazo legal, se aplicável; ou (d) decretação de falência da Emissora e/ou de qualquer de suas Controladas Relevantes; (v) cisão, fusão, incorporação (inclusive incorporação de ações), ou qualquer tipo de reorganização societária envolvendo a Emissora ("Reorganização Societária"), inclusive uma Reorganização Societária que resulte na extinção da Emissora, salvo (a) se tal Reorganização Societária for aprovada em Assembleia Geral de Debenturistas convocada para esse fim por Debenturistas representando a maioria das Debêntures em Circulação; ou (b) se for garantido o direito de resgate aos Debenturistas que não concordarem com referida Reorganização Societária, a ser exercido no prazo de 6 (seis) meses contados da data da publicação da ata da Assembleia Geral da Emissora que venha a deliberar sobre tal Reorganização Societária, conforme o caso; ou (c) se em relação à fusão, incorporação (inclusive incorporação de ações) ou qualquer tipo de reorganização societária com efeito similar à fusão ou incorporação, a sociedade sucessora da Emissora seja controlada direta ou indiretamente pela ENGIE S.A. e os ativos da Emissora sejam mantidos com tal sociedade sucessora da Emissora; (vi) alteração no controle acionário direto ou indireto da Emissora, conforme definido nos termos do artigo 116 da Lei das Sociedades por Ações, exceto se o controle indireto final for mantido pela ENGIE S.A.; (vii) transformação do tipo societário da Emissora, nos termos dos artigos 220 a 222 da Lei das Sociedades por Ações; (viii) redução do capital social da Emissora nos termos do artigo 174 da Lei das Sociedades por ações, exceto se previamente autorizada pelos Debenturistas representando a maioria das Debêntures em Circulação reunidos em Assembleia Geral de Debenturistas convocada para tal fim. g) Os recursos obtidos por meio da emissão das Debêntures serão alocados no reembolso de gastos, despesas ou dívidas relacionadas (a) ao Complexo Eólico Campo Largo – Fase I, (b) ao projeto da usina hidroelétrica UHE Jaguara e (c) ao projeto da usina hidroelétrica UHE Miranda. h) Agente fiduciário: Simplific Pavarini Distribuidora de Títulos e Valores Mobiliários Ltda. Após a assinatura da escritura da emissão, Simplific Pavarini DTVM Ltda, compromete-se a exercer a função de agente fiduciário, em conformidade com as disposições constantes na escritura da emissão e a regulamentação aplicável. Os principais termos e condições da contratação estão descritos na Cláusula VIII da Escritura de Emissão. i) As Assembleias Gerais de Debenturistas poderão ser convocadas pelo Agente Fiduciário, pela Emissora, por Debenturistas que representem, no mínimo, 10% (dez por cento) das Debêntures em Circulação da respectiva Série ou pela CVM.

12.9 Outras informações relevantes

Valor mobiliário	Debêntures
Identificação do valor mobiliário	**ENGIE Brasil Energia S.A. - 9ª emissão – Série 1**
Características dos valores mobiliários	a) Vencimento: As Debêntures vencem em 15 de julho de 2026. b) Vencimento Antecipado Automático: declaração, pelo Agente Fiduciário, nos termos da Escritura de Emissão, na ciência da ocorrência ao disposto na Cláusula 5.1.1 da Escritura de Emissão; c) Juros: As Debêntures são atualizadas pelo IPCA e rendem juros remuneratórios correspondentes a 3,70% ao ano, incidente sobre o Valor Nominal Unitário Atualizado das Debêntures. e) Garantia: As Debêntures são da espécie sem garantia nem preferência (quirografária) f) eventuais restrições impostas ao emissor em relação: - à distribuição de dividendos: caso a Companhia esteja em mora com relação ao pagamento de qualquer obrigação pecuniária prevista na Escritura, a Companhia se obriga a não pagar dividendos, juros sobre capital próprio ou qualquer outra participação no lucro, ressalvado o pagamento do dividendo mínimo obrigatório previsto no artigo 202 da Lei nº 6.404, de 1976; - à alienação de determinados ativos: (i) inoperância ou paralisação prolongada ou (ii) alienação ou qualquer outra forma de disposição, pela Emissora (diretamente ou indiretamente), de ativos permanentes que representem, de forma individual ou agregada, 25% (vinte e cinco por cento) ou mais da capacidade de geração de energia elétrica da Emissora, tomando-se por base a capacidade instalada da Emissora na Data de Emissão, exceto se não acarretar em redução da classificação de risco da Emissora abaixo a "AA" (duplo A), em escala local, pela Standard & Poor's, Fitch ou nota equivalente pela Moody's. s - à contratação de novas dívidas: Não se aplica. - à emissão de novos valores mobiliários: Não se aplica. - à realização de operações societárias envolvendo o emissor, seus controladores ou controladas: (i) liquidação, dissolução ou extinção de qualquer das Controladas Relevantes, exceto se não acarretar em redução da classificação de risco da Emissora abaixo a "AA" (duplo A), em escala local, pela Standard & Poor's, Fitch ou nota equivalente pela Moody's; (ii) liquidação ou dissolução da Emissora; (iii) (a) pedido de recuperação judicial ou extrajudicial formulado pela Emissora e/ou por qualquer de suas Controladas Relevantes, independentemente de deferimento do processamento da recuperação ou de sua concessão pelo juiz competente; ou, ainda, realização pela Emissora e/ou por qualquer de suas Controladas Relevantes de qualquer procedimento análogo que caracterize estado de insolvência, incluindo acordo com credores, nos termos da legislação aplicável; (b) pedido de autofalência pela Emissora e/ou por qualquer de suas Controladas Relevantes; (c) requerimento de falência contra a Emissora, e/ou de qualquer de suas Controladas Relevantes, salvo se o requerimento tiver sido contestado e houver comprovação de depósito elisivo no prazo legal, se aplicável; ou (d) decretação de falência da Emissora e/ou de qualquer de suas Controladas Relevantes; (v) cisão, fusão, incorporação (inclusive incorporação de ações), ou qualquer tipo de reorganização societária envolvendo a Emissora ("Reorganização Societária"), inclusive uma Reorganização Societária que resulte na extinção da Emissora, salvo (a) se tal Reorganização Societária for aprovada em Assembleia Geral de Debenturistas convocada para esse fim por Debenturistas representando a maioria das Debêntures em Circulação; ou (b) especificamente nas hipóteses de fusão, incorporação (inclusive incorporação de ações) ou de qualquer tipo de reorganização societária com efeito similar à fusão ou incorporação (que não a incorporação ou fusão da Emissora), caso a sociedade sucessora da Emissora seja controlada direta ou indiretamente pela ENGIE S.A. e os ativos da Emissora sejam mantidos com tal sociedade sucessora da Emissora; ou (c) especificamente nas hipóteses de incorporação, fusão ou cisão da Emissora, se for garantido o direito de resgate aos Debenturistas que não concordarem com referida operação, a ser exercido no prazo de 6 (seis) meses contados da data da publicação da ata da Assembleia Geral da Emissora que venha a deliberar sobre tal operação, conforme o caso; (vi) alteração no controle acionário direto ou indireto da Emissora, conforme definido nos termos do artigo 116 da Lei das Sociedades por Ações, exceto se o controle indireto final for mantido pela ENGIE S.A.; (vii) transformação do tipo societário da Emissora, nos termos dos artigos 220 a 222 da Lei das Sociedades por Ações; (viii) redução do capital social da Emissora nos termos do artigo 174 da Lei das Sociedades por ações, exceto se previamente autorizada pelos Debenturistas representando a maioria das Debêntures em Circulação reunidos em Assembleia Geral de Debenturistas convocada para tal fim. g) Os recursos obtidos por meio da emissão das Debêntures serão alocados no reembolso de gastos, despesas ou dívidas relacionadas (a) ao Projeto UFV Assu V, (b) ao projeto da usina hidroelétrica UHE Jaguara; (c) ao projeto da usina hidroelétrica UHE Miranda; e (d) ao Complexo Eólico Umburanas. h) Agente fiduciário: Simplific Pavarini Distribuidora de Títulos e Valores Mobiliários Ltda. Após a assinatura da escritura da emissão, Simplific Pavarini DTVM Ltda, compromete-se a exercer a função de agente fiduciário, em conformidade com as disposições constantes na escritura da emissão e a regulamentação aplicável. Os principais termos e condições da contratação estão descritos na Cláusula VIII da Escritura de Emissão. i) As Assembleias Gerais de Debenturistas poderão ser convocadas pelo Agente Fiduciário, pela Emissora, por Debenturistas que representem, no mínimo, 10% (dez por cento) das Debêntures em Circulação da respectiva Série ou pela CVM.

12.9 Outras informações relevantes

Valor mobiliário	Debêntures
Identificação do valor mobiliário	**ENGIE Brasil Energia S.A. - 9ª emissão – Série 2**
Características dos valores mobiliários	a) Vencimento: As Debêntures vencem em 15 de julho de 2029. b) Vencimento Antecipado Automático: declaração, pelo Agente Fiduciário, nos termos da Escritura de Emissão, na ciência da ocorrência ao disposto na Cláusula 5.1.1 da Escritura de Emissão; c) Juros: As Debêntures são atualizadas pelo IPCA e rendem juros remuneratórios correspondentes a 3,90% ao ano, incidente sobre o Valor Nominal Unitário Atualizado das Debêntures. e) Garantia: As Debêntures são da espécie sem garantia nem preferência (quirografária) f) eventuais restrições impostas ao emissor em relação: - à distribuição de dividendos: caso a Companhia esteja em mora com relação ao pagamento de qualquer obrigação pecuniária prevista na Escritura, a Companhia se obriga a não pagar dividendos, juros sobre capital próprio ou qualquer outra participação no lucro, ressalvado o pagamento do dividendo mínimo obrigatório previsto no artigo 202 da Lei nº 6.404, de 1976; - à alienação de determinados ativos: (i) inoperância ou paralisação prolongada ou (ii) alienação ou qualquer outra forma de disposição, pela Emissora (diretamente ou indiretamente), de ativos permanentes que representem, de forma individual ou agregada, 25% (vinte e cinco por cento) ou mais da capacidade de geração de energia elétrica da Emissora, tomando-se por base a capacidade instalada da Emissora na Data de Emissão, exceto se não acarretar em redução da classificação de risco da Emissora abaixo a "AA" (duplo A), em escala local, pela Standard & Poor's, Fitch ou nota equivalente pela Moody's. - à contratação de novas dívidas: Não se aplica. - à emissão de novos valores mobiliários: Não se aplica. - à realização de operações societárias envolvendo o emissor, seus controladores ou controladas: (i) liquidação, dissolução ou extinção de qualquer das Controladas Relevantes, exceto se não acarretar em redução da classificação de risco da Emissora abaixo a "AA" (duplo A), em escala local, pela Standard & Poor's, Fitch ou nota equivalente pela Moody's; (ii) liquidação ou dissolução da Emissora; (iii) (a) pedido de recuperação judicial ou extrajudicial formulado pela Emissora e/ou por qualquer de suas Controladas Relevantes, independentemente de deferimento do processamento da recuperação ou de sua concessão pelo juiz competente; ou, ainda, realização pela Emissora e/ou por qualquer de suas Controladas Relevantes de qualquer procedimento análogo que caracterize estado de insolvência, incluindo acordo com credores, nos termos da legislação aplicável; (b) pedido de autofalência pela Emissora e/ou por qualquer de suas Controladas Relevantes; (c) requerimento de falência contra a Emissora, e/ou de qualquer de suas Controladas Relevantes, salvo se o requerimento tiver sido contestado e houver comprovação de depósito elisivo no prazo legal, se aplicável; ou (d) decretação de falência da Emissora e/ou de qualquer de suas Controladas Relevantes; (v) cisão, fusão, incorporação (inclusive incorporação de ações), ou qualquer tipo de reorganização societária envolvendo a Emissora ("Reorganização Societária"), inclusive uma Reorganização Societária que resulte na extinção da Emissora, salvo (a) se tal Reorganização Societária for aprovada em Assembleia Geral de Debenturistas convocada para esse fim por Debenturistas representando a maioria das Debêntures em Circulação; ou (b) especificamente nas hipóteses de fusão, incorporação (inclusive incorporação de ações) ou de qualquer tipo de reorganização societária com efeito similar à fusão ou incorporação (que não a incorporação ou fusão da Emissora), caso a sociedade sucessora da Emissora seja controlada direta ou indiretamente pela ENGIE S.A. e os ativos da Emissora sejam mantidos com tal sociedade sucessora da Emissora; ou (c) especificamente nas hipóteses de incorporação, fusão ou cisão da Emissora, se for garantido o direito de resgate aos Debenturistas que não concordarem com referida operação, a ser exercido no prazo de 6 (seis) meses contados da data da publicação da ata da Assembleia Geral da Emissora que venha a deliberar sobre tal operação, conforme o caso; (vi) alteração no controle acionário direto ou indireto da Emissora, conforme definido nos termos do artigo 116 da Lei das Sociedades por Ações, exceto se o controle indireto final for mantido pela ENGIE S.A.; (vii) transformação do tipo societário da Emissora, nos termos dos artigos 220 a 222 da Lei das Sociedades por Ações; (viii) redução do capital social da Emissora nos termos do artigo 174 da Lei das Sociedades por ações, exceto se previamente autorizada pelos Debenturistas representando a maioria das Debêntures em Circulação reunidos em Assembleia Geral de Debenturistas convocada para tal fim. g) Os recursos obtidos por meio da emissão das Debêntures serão alocados no reembolso de gastos, despesas ou dívidas relacionadas (a) ao Projeto UFV Assu V, (b) ao projeto da usina hidroelétrica UHE Jaguara; (c) ao projeto da usina hidroelétrica UHE Miranda; e (d) ao Complexo Eólico Umburanas. h) Agente fiduciário: Simplific Pavarini Distribuidora de Títulos e Valores Mobiliários Ltda. Após a assinatura da escritura da emissão, Simplific Pavarini DTVM Ltda, compromete-se a exercer a função de agente fiduciário, em conformidade com as disposições constantes na escritura da emissão e a regulamentação aplicável. Os principais termos e condições da contratação estão descritos na Cláusula VIII da Escritura de Emissão. i) As Assembleias Gerais de Debenturistas poderão ser convocadas pelo Agente Fiduciário, pela Emissora, por Debenturistas que representem, no mínimo, 10% (dez por cento) das Debêntures em Circulação da respectiva Série ou pela CVM.

12.9 Outras informações relevantes

Valor mobiliário	Debêntures
Identificação do valor mobiliário	**ENGIE Brasil Energia S.A. - 9ª emissão – Série 3**
Características dos valores mobiliários	a) Vencimento: As Debêntures vencem em 15 de julho de 2026. b) Vencimento Antecipado Automático: declaração, pelo Agente Fiduciário, nos termos da Escritura de Emissão, na ciência da ocorrência ao disposto na Cláusula 5.1.1 da Escritura de Emissão; c) Juros: As Debêntures são atualizadas pelo IPCA e rendem juros remuneratórios correspondentes a 3,60% ao ano, incidente sobre o Valor Nominal Unitário Atualizado das Debêntures. e) Garantia: As Debêntures são da espécie sem garantia nem preferência (quirografária) f) eventuais restrições impostas ao emissor em relação: - à distribuição de dividendos: caso a Companhia esteja em mora com relação ao pagamento de qualquer obrigação pecuniária prevista na Escritura, a Companhia se obriga a não pagar dividendos, juros sobre capital próprio ou qualquer outra participação no lucro, ressalvado o pagamento do dividendo mínimo obrigatório previsto no artigo 202 da Lei nº 6.404, de 1976; - à alienação de determinados ativos: (i) inoperância ou paralisação prolongada ou (ii) alienação ou qualquer outra forma de disposição, pela Emissora (diretamente ou indiretamente), de ativos permanentes que representem, de forma individual ou agregada, 25% (vinte e cinco por cento) ou mais da capacidade de geração de energia elétrica da Emissora, tomando-se por base a capacidade instalada da Emissora na Data de Emissão, exceto se não acarretar em redução da classificação de risco da Emissora abaixo a "AA" (duplo A), em escala local, pela Standard & Poor's, Fitch ou nota equivalente pela Moody's. - à contratação de novas dívidas: Não se aplica. - à emissão de novos valores mobiliários: Não se aplica. - à realização de operações societárias envolvendo o emissor, seus controladores ou controladas: (i) liquidação, dissolução ou extinção de qualquer das Controladas Relevantes, exceto se não acarretar em redução da classificação de risco da Emissora abaixo a "AA" (duplo A), em escala local, pela Standard & Poor's, Fitch ou nota equivalente pela Moody's; (ii) liquidação ou dissolução da Emissora; (iii) (a) pedido de recuperação judicial ou extrajudicial formulado pela Emissora e/ou por qualquer de suas Controladas Relevantes, independentemente de deferimento do processamento da recuperação ou de sua concessão pelo juiz competente; ou, ainda, realização pela Emissora e/ou por qualquer de suas Controladas Relevantes de qualquer procedimento análogo que caracterize estado de insolvência, incluindo acordo com credores, nos termos da legislação aplicável; (b) pedido de autofalência pela Emissora e/ou por qualquer de suas Controladas Relevantes; (c) requerimento de falência contra a Emissora, e/ou de qualquer de suas Controladas Relevantes, salvo se o requerimento tiver sido contestado e houver comprovação de depósito elisivo no prazo legal, se aplicável; ou (d) decretação de falência da Emissora e/ou de qualquer de suas Controladas Relevantes; (v) cisão, fusão, incorporação (inclusive incorporação de ações), ou qualquer tipo de reorganização societária envolvendo a Emissora ("Reorganização Societária"), inclusive uma Reorganização Societária que resulte na extinção da Emissora, salvo (a) se tal Reorganização Societária for aprovada em Assembleia Geral de Debenturistas convocada para esse fim por Debenturistas representando a maioria das Debêntures em Circulação; ou (b) especificamente nas hipóteses de fusão, incorporação (inclusive incorporação de ações) ou de qualquer tipo de reorganização societária com efeito similar à fusão ou incorporação (que não a incorporação ou fusão da Emissora), caso a sociedade sucessora da Emissora seja controlada direta ou indiretamente pela ENGIE S.A. e os ativos da Emissora sejam mantidos com tal sociedade sucessora da Emissora; ou (c) especificamente nas hipóteses de incorporação, fusão ou cisão da Emissora, se for garantido o direito de resgate aos Debenturistas que não concordarem com referida operação, a ser exercido no prazo de 6 (seis) meses contados da data da publicação da ata da Assembleia Geral da Emissora que venha a deliberar sobre tal operação, conforme o caso; (vi) alteração no controle acionário direto ou indireto da Emissora, conforme definido nos termos do artigo 116 da Lei das Sociedades por Ações, exceto se o controle indireto final for mantido pela ENGIE S.A.; (vii) transformação do tipo societário da Emissora, nos termos dos artigos 220 a 222 da Lei das Sociedades por Ações; (viii) redução do capital social da Emissora nos termos do artigo 174 da Lei das Sociedades por ações, exceto se previamente autorizada pelos Debenturistas representando a maioria das Debêntures em Circulação reunidos em Assembleia Geral de Debenturistas convocada para tal fim. g) Os recursos obtidos por meio da emissão das Debêntures serão alocados no reembolso de gastos, despesas ou dívidas relacionadas (a) ao Projeto UFV Assu V, (b) ao projeto da usina hidroelétrica UHE Jaguara; (c) ao projeto da usina hidroelétrica UHE Miranda; e (d) ao Complexo Eólico Umburanas. h) Agente fiduciário: Simplific Pavarini Distribuidora de Títulos e Valores Mobiliários Ltda. Após a assinatura da escritura da emissão, Simplific Pavarini DTVM Ltda, compromete-se a exercer a função de agente fiduciário, em conformidade com as disposições constantes na escritura da emissão e a regulamentação aplicável. Os principais termos e condições da contratação estão descritos na Cláusula VIII da Escritura de Emissão. i) As Assembleias Gerais de Debenturistas poderão ser convocadas pelo Agente Fiduciário, pela Emissora, por Debenturistas que representem, no mínimo, 10% (dez por cento) das Debêntures em Circulação da respectiva Série ou pela CVM.

12.9 Outras informações relevantes

Valor mobiliário	Debêntures
Identificação do valor mobiliário	**ENGIE Brasil Energia S.A. - 9ª emissão – Série 4**
Características dos valores mobiliários	a) Vencimento: As Debêntures vencem em 15 de julho de 2029. b) Vencimento Antecipado Automático: declaração, pelo Agente Fiduciário, nos termos da Escritura de Emissão, na ciência da ocorrência ao disposto na Cláusula 5.1.1 da Escritura de Emissão; c) Juros: As Debêntures são atualizadas pelo IPCA e rendem juros remuneratórios correspondentes a 3,70% ao ano, incidente sobre o Valor Nominal Unitário Atualizado das Debêntures. e) Garantia: As Debêntures são da espécie sem garantia nem preferência (quirografária) f) eventuais restrições impostas ao emissor em relação: - à distribuição de dividendos: caso a Companhia esteja em mora com relação ao pagamento de qualquer obrigação pecuniária prevista na Escritura, a Companhia se obriga a não pagar dividendos, juros sobre capital próprio ou qualquer outra participação no lucro, ressalvado o pagamento do dividendo mínimo obrigatório previsto no artigo 202 da Lei nº 6.404, de 1976; - à alienação de determinados ativos: (i) inoperância ou paralisação prolongada ou (ii) alienação ou qualquer outra forma de disposição, pela Emissora (diretamente ou indiretamente), de ativos permanentes que representem, de forma individual ou agregada, 25% (vinte e cinco por cento) ou mais da capacidade de geração de energia elétrica da Emissora, tomando-se por base a capacidade instalada da Emissora na Data de Emissão, exceto se não acarretar em redução da classificação de risco da Emissora abaixo a "AA" (duplo A), em escala local, pela Standard & Poor's, Fitch ou nota equivalente pela Moody's. - à contratação de novas dívidas: Não se aplica. - à emissão de novos valores mobiliários: Não se aplica. - à realização de operações societárias envolvendo o emissor, seus controladores ou controladas: (i) liquidação, dissolução ou extinção de qualquer das Controladas Relevantes, exceto se não acarretar em redução da classificação de risco da Emissora abaixo a "AA" (duplo A), em escala local, pela Standard & Poor's, Fitch ou nota equivalente pela Moody's; (ii) liquidação ou dissolução da Emissora; (iii) (a) pedido de recuperação judicial ou extrajudicial formulado pela Emissora e/ou por qualquer de suas Controladas Relevantes, independentemente de deferimento do processamento da recuperação ou de sua concessão pelo juiz competente; ou, ainda, realização pela Emissora e/ou por qualquer de suas Controladas Relevantes de qualquer procedimento análogo que caracterize estado de insolvência, incluindo acordo com credores, nos termos da legislação aplicável; (b) pedido de autofalência pela Emissora e/ou por qualquer de suas Controladas Relevantes; (c) requerimento de falência contra a Emissora, e/ou de qualquer de suas Controladas Relevantes, salvo se o requerimento tiver sido contestado e houver comprovação de depósito elisivo no prazo legal, se aplicável; ou (d) decretação de falência da Emissora e/ou de qualquer de suas Controladas Relevantes; (v) cisão, fusão, incorporação (inclusive incorporação de ações), ou qualquer tipo de reorganização societária envolvendo a Emissora ("Reorganização Societária"), inclusive uma Reorganização Societária que resulte na extinção da Emissora, salvo (a) se tal Reorganização Societária for aprovada em Assembleia Geral de Debenturistas convocada para esse fim por Debenturistas representando a maioria das Debêntures em Circulação; ou (b) especificamente nas hipóteses de fusão, incorporação (inclusive incorporação de ações) ou de qualquer tipo de reorganização societária com efeito similar à fusão ou incorporação (que não a incorporação ou fusão da Emissora), caso a sociedade sucessora da Emissora seja controlada direta ou indiretamente pela ENGIE S.A. e os ativos da Emissora sejam mantidos com tal sociedade sucessora da Emissora; ou (c) especificamente nas hipóteses de incorporação, fusão ou cisão da Emissora, se for garantido o direito de resgate aos Debenturistas que não concordarem com referida operação, a ser exercido no prazo de 6 (seis) meses contados da data da publicação da ata da Assembleia Geral da Emissora que venha a deliberar sobre tal operação, conforme o caso; (vi) alteração no controle acionário direto ou indireto da Emissora, conforme definido nos termos do artigo 116 da Lei das Sociedades por Ações, exceto se o controle indireto final for mantido pela ENGIE S.A.; (vii) transformação do tipo societário da Emissora, nos termos dos artigos 220 a 222 da Lei das Sociedades por Ações; (viii) redução do capital social da Emissora nos termos do artigo 174 da Lei das Sociedades por ações, exceto se previamente autorizada pelos Debenturistas representando a maioria das Debêntures em Circulação reunidos em Assembleia Geral de Debenturistas convocada para tal fim. g) Os recursos obtidos por meio da emissão das Debêntures serão alocados no reembolso de gastos, despesas ou dívidas relacionadas (a) ao Projeto UFV Assu V, (b) ao projeto da usina hidroelétrica UHE Jaguara; (c) ao projeto da usina hidroelétrica UHE Miranda; e (d) ao Complexo Eólico Umburanas. h) Agente fiduciário: Simplific Pavarini Distribuidora de Títulos e Valores Mobiliários Ltda. Após a assinatura da escritura da emissão, Simplific Pavarini DTVM Ltda, compromete-se a exercer a função de agente fiduciário, em conformidade com as disposições constantes na escritura da emissão e a regulamentação aplicável. Os principais termos e condições da contratação estão descritos na Cláusula VIII da Escritura de Emissão. i) As Assembleias Gerais de Debenturistas poderão ser convocadas pelo Agente Fiduciário, pela Emissora, por Debenturistas que representem, no mínimo, 10% (dez por cento) das Debêntures em Circulação da respectiva Série ou pela CVM.

12.9 Outras informações relevantes

Valor mobiliário	Debêntures
Identificação do valor mobiliário	**ENGIE Brasil Energia S.A. - 10ª emissão – Série única**
Características dos valores mobiliários	a) Vencimento: As Debêntures vencem em 15 de setembro de 2046. b) Vencimento Antecipado Automático: declaração, pelo Agente Fiduciário, nos termos da Escritura de Emissão, na ciência da ocorrência ao disposto na Cláusula 6.1.1 da Escritura de Emissão; c) Juros: As Debêntures são atualizadas pelo IPCA e rendem juros remuneratórios correspondentes a 5,7158% ao ano, incidente sobre o Valor Nominal Unitário Atualizado das Debêntures. e) Garantia: As Debêntures são da espécie sem garantia nem preferência (quirografária) f) eventuais restrições impostas ao emissor em relação: - à distribuição de dividendos: caso a Companhia esteja em mora com relação ao pagamento de qualquer obrigação pecuniária prevista na Escritura, a Companhia se obriga a não pagar dividendos, juros sobre capital próprio ou qualquer outra participação no lucro, ressalvado o pagamento do dividendo mínimo obrigatório previsto no artigo 202 da Lei nº 6.404, de 1976; - à alienação de determinados ativos: alienação ou qualquer outra forma de disposição, pela Emissora (diretamente ou indiretamente), de ativos permanentes que representem, de forma individual ou agregada, 25% (vinte e cinco por cento) ou mais da capacidade de geração de energia elétrica agregada da Emissora, tomando-se por base a capacidade instalada da Emissora na data do evento, exceto se não acarretar em redução da classificação de risco da Emissora abaixo a "AA" (duplo A), em escala local, pela Standard & Poor's, Fitch ou nota equivalente pela Moody's; - à contratação de novas dívidas: Não se aplica. - à emissão de novos valores mobiliários: Não se aplica. - à realização de operações societárias envolvendo o emissor, seus controladores ou controladas: (i) liquidação, dissolução ou extinção de qualquer das Controladas Relevantes, exceto se não acarretar em redução da classificação de risco da Emissora abaixo a "AA" (duplo A), em escala local, pela Standard & Poor's, Fitch ou nota equivalente pela Moody's; (ii) liquidação ou dissolução da Emissora; (iii) (a) pedido de recuperação judicial ou extrajudicial formulado pela Emissora e/ou por qualquer de suas Controladas Relevantes, independentemente de deferimento do processamento da recuperação ou de sua concessão pelo juiz competente; ou, ainda, realização pela Emissora e/ou por qualquer de suas Controladas Relevantes de qualquer procedimento análogo que caracterize estado de insolvência, incluindo acordo com credores, nos termos da legislação aplicável; (b) pedido de autofalência pela Emissora e/ou por qualquer de suas Controladas Relevantes; (c) requerimento de falência contra a Emissora, e/ou de qualquer de suas Controladas Relevantes, salvo se o requerimento tiver sido contestado e houver comprovação de depósito elisivo no prazo legal, se aplicável; ou (d) decretação de falência da Emissora e/ou de qualquer de suas Controladas Relevantes; (v) cisão, fusão, incorporação (inclusive incorporação de ações), ou qualquer tipo de reorganização societária envolvendo a Emissora ("Reorganização Societária"), inclusive uma Reorganização Societária que resulte na extinção da Emissora, exceto (a) se tal Reorganização Societária for aprovada em Assembleia Geral de Debenturistas convocada para esse fim; ou (b) especificamente nas hipóteses de fusão, incorporação (inclusive incorporação de ações) ou de qualquer tipo de reorganização societária com efeito similar à fusão ou incorporação (que não a incorporação ou fusão da Emissora), caso a sociedade sucessora da Emissora seja controlada direta ou indiretamente pela ENGIE S.A. e os ativos da Emissora sejam mantidos com tal sociedade sucessora da Emissora; ou (c) Reorganização Societária realizada, exclusivamente, entre a Emissora e suas Controladas Relevantes, desde que a Emissora permaneça, ainda que indiretamente, como controladora, direta ou indireta, das demais sociedades resultantes da Reorganização Societária; ou (d) incorporação, pela Emissora (de modo que a Emissora seja a incorporadora), de qualquer Controlada Relevante da Emissora; ou (e) incorporação de ações envolvendo a Emissora com a finalidade exclusiva de realizar operações de aquisição de sociedades pela Emissora; ou (f) especificamente nas hipóteses de incorporação, fusão ou cisão da Emissora, se for garantido o direito de resgate aos Debenturistas que não concordarem com referida operação, a ser exercido no prazo de 6 (seis) meses contados da data da publicação da ata da Assembleia Geral da Emissora que venha a deliberar sobre tal operação, conforme o caso; (vi) alteração no controle acionário direto ou indireto da Emissora, conforme definido nos termos do artigo 116 da Lei das Sociedades por Ações, exceto se o controle indireto final for mantido pela ENGIE S.A.; (vii) transformação do tipo societário da Emissora, nos termos dos artigos 220 a 222 da Lei das Sociedades por Ações; (viii) redução do capital social da Emissora nos termos do artigo 174 da Lei das Sociedades por ações, exceto se previamente autorizada pelos Debenturistas representando a maioria das Debêntures em Circulação reunidos em Assembleia Geral de Debenturistas convocada para tal fim ou se a redução se realizar com o objetivo de absorver prejuízos acumulados. g) Os recursos obtidos por meio da emissão das Debêntures serão alocados no reembolso de gastos, despesas ou dívidas relacionadas (a) ao Projeto Campo Largo - fase 2; e (b) ao Projeto Gralha Azul. h) Agente fiduciário: Pentágono S.A. Distribuidora de Títulos e Valores Mobiliários. Após a assinatura da Escritura de Emissão, a Pentágono compromete-se a exercer a função de agente fiduciário, em conformidade com as disposições constantes na Escritura de Emissão e a regulamentação aplicável. Os principais termos e condições da contratação estão descritos na Cláusula VIII da Escritura de Emissão. i) As Assembleias Gerais de Debenturistas poderão ser convocadas pelo Agente Fiduciário, pela Emissora, por Debenturistas que representem, no mínimo, 10% (dez por cento) das Debêntures em Circulação ou pela CVM.

12.9 Outras informações relevantes

Valor mobiliário	Debêntures
Identificação do valor mobiliário	**ENGIE Brasil Energia S.A. – 11ª emissão – 1ª Série.**
Características dos valores mobiliários	a) Vencimento: as Debêntures vencem em 15 de novembro de 2033. b) Vencimento Antecipado Automático: declaração, pelo Agente Fiduciário, nos termos da Escritura de Emissão, na ciência da ocorrência ao disposto nas Cláusulas 6.1.1 da Escritura de Emissão; c) Juros: as Debêntures são atualizadas pelo IPCA e rendem juros remuneratórios correspondentes a 5,9325% ao ano, incidente sobre o Valor Nominal unitário Atualizado das Debêntures. e) Garantia: As Debêntures são da espécie sem garantia nem preferência (quirografária) f) eventuais restrições impostas ao emissor em relação: - À distribuição de dividendos: caso a Companhia esteja em mora com relação ao pagamento de qualquer obrigação pecuniária prevista na Escritura, a Companhia se obriga a não pagar dividendos, juros sobre capital próprio ou qualquer outra participação no lucro, ressalvado o pagamento do dividendo mínimo obrigatório previsto no artigo 202 da Lei nº 6.404, de 1976; - À alienação ou qualquer outra forma de disposição, pela Emissora (diretamente ou indiretamente), de ativos permanentes que representem, de forma individual ou agregada desde a Data de Emissão até a Data de Vencimento, de mais de 25% (vinte e cinco por cento) da capacidade instalada consolidada da Emissora, previstos nas últimas informações financeiras trimestrais da Emissora na data do último evento. Para fins de apuração do limite de 25% (vinte e cinco por cento), deverá ser somado à capacidade instalada consolidada da Emissora, previstas nas informações financeiras trimestrais mais recentes disponíveis da Emissora, o valor agregado da capacidade instalada que tenha sido reduzida em função dos motivos mencionados no presente item desde a Data de Emissão até a data do último evento (*inclusive*); - À contratação de novas dívidas: Não se aplica. - À emissão de novos valores mobiliários: Não se aplica. - À realização de operações societárias envolvendo o emissor, seus controladores ou controladas: (i) liquidação, dissolução ou extinção de qualquer das Controladas Relevantes, exceto se não acarretar em redução da classificação de risco da Emissora abaixo a "AA" (duplo A), em escala local, pela Standard & Poor's, Fitch ou nota equivalente pela Moody's; (ii) liquidação ou dissolução da Emissora; (iii)(a) pedido de recuperação judicial ou extrajudicial formulado pela Emissora e/ou por qualquer de suas Controladas Relevantes, independentemente de deferimento do processamento da recuperação ou de sua concessão pelo juiz competente; ou, ainda, realização pela Emissora e/ou por qualquer de suas Controladas Relevantes de qualquer procedimento análogo em jurisdições estrangeiras que caracterize estado de insolvência, incluindo acordo com credores, nos termos da legislação aplicável; (b) pedido de autofalência pela Emissora e/ou por qualquer de suas Controladas Relevantes; (c) requerimento de falência contra a Emissora, e/ou de qualquer de suas Controladas Relevantes, salvo se o requerimento tiver sido contestado e houver comprovação de depósito elisivo no prazo legal, se aplicável; (d) decretação de falência da Emissora e/ou de qualquer de suas Controladas Relevantes; (e) propositura, pela Emissora e/ou por qualquer de suas Controladas Relevantes de mediação, conciliação, nos termos do artigo 20-B da Lei de Falências ou plano de recuperação extrajudicial a qualquer credor ou classe de credores, independentemente de ter sido requerida ou obtida homologação judicial do referido plano, ou medidas antecipatórias para quaisquer de tais procedimentos conforme previsto no parágrafo 12º do artigo 6º da Lei de Falências ou, ainda, qualquer processo similar em outra jurisdição; (iv) cisão, fusão, incorporação (inclusive incorporação de ações), ou qualquer tipo de reorganização societária envolvendo a Emissora, exceto (a) se tal Reorganização Societária for aprovada em Assembleia Geral de Debenturistas convocada para esse fim; ou (b) especificamente nas hipóteses de fusão, incorporação (inclusive incorporação de ações) ou de qualquer tipo de reorganização societária com efeito similar à fusão ou incorporação (que não a incorporação ou fusão da Emissora), caso a sociedade sucessora da Emissora seja controlada direta ou indiretamente pela ENGIE S.A. e os ativos da Emissora sejam mantidos com tal sociedade sucessora da Emissora; ou (c) Reorganização Societária realizada, exclusivamente, entre a Emissora e suas Controladas, desde que a Emissora permaneça, ainda que indiretamente, como controladora, direta ou indireta, das demais sociedades resultantes da Reorganização Societária; ou (d) incorporação, pela Emissora (de modo que a Emissora seja a incorporadora), de qualquer Controlada da Emissora; ou (e) incorporação de ações envolvendo a Emissora com a finalidade exclusiva de realizar operações de aquisição de sociedades pela Emissora; ou (f) especificamente nas hipóteses de incorporação, fusão ou cisão da Emissora, se for garantido o direito de resgate aos Debenturistas que não concordarem com referida operação, a ser exercido no prazo de 6 (seis) meses contados da data da publicação da ata da Assembleia Geral da Emissora que venha a deliberar sobre tal operação, conforme o caso; (vi) alteração no controle acionário direto ou indireto da Emissora, conforme definido nos termos do artigo 116 da Lei das Sociedades por Ações, exceto se o controle indireto final for mantido pela Engie S.A.; (vii) transformação do tipo societário da Emissora, nos termos dos artigos 220 a 222 da Lei das Sociedades por Ações; (viii) redução do capital social da Emissora nos termos do artigo 174 da Lei das Sociedades por ações, exceto: : (a) se previamente autorizada pelos Debenturistas reunidos em Assembleia Geral de Debenturistas convocada para tal fim, ou (b) se a redução se realizar com o objetivo de absorver prejuízos acumulados;

12.9 Outras informações relevantes

	g) Os recursos líquidos captados pela Emissora por meio da Emissão das Debêntures Incentivadas serão alocados no pagamento de gastos futuros ou reembolso de gastos, despesas ou dívidas relacionadas ao Projeto Gralha Azul, Projeto Novo Estado e Projeto Santo Agostinho. Os recursos líquidos captados pela Emissora por meio da Emissão das Debêntures Institucionais serão destinados à formação de capital de giro para financiar a implementação do plano de negócios da Emissora. h) Agente fiduciário: Pentágono S.A. Distribuidora de Títulos e Valores Mobiliários. Após a assinatura da Escritura de Emissão, a Pentágono compromete-se a exercer a função de agente fiduciário, em conformidade com as disposições constantes na Escritura de Emissão e a regulamentação aplicável. Os principais termos e condições da contratação estão descritos na Cláusula VIII da Escritura de Emissão. i) As Assembleias Gerais de Debenturistas poderão ser convocadas pelo Agente Fiduciário, pela Emissora, por Debenturistas que representem, no mínimo, 10% (dez por cento) das Debêntures em Circulação ou pela CVM.

Valor mobiliário	**Debêntures**
Identificação do valor mobiliário	**ENGIE Brasil Energia S.A. – 11ª emissão – 2ª Série**
Características dos valores mobiliários	a) Vencimento: as Debêntures vencem em 15 de novembro de 2038. b) Vencimento Antecipado Automático: declaração, pelo Agente Fiduciário, nos termos da Escritura de Emissão, na ciência da ocorrência ao disposto nas Cláusulas 6.1.1 da Escritura de Emissão; c) Juros: as Debêntures são atualizadas pelo IPCA e rendem juros remuneratórios correspondentes a 6,0691% ao ano, incidente sobre o Valor Nominal unitário Atualizado das Debêntures. e) Garantia: As Debêntures são da espécie sem garantia nem preferência (quirografária) f) eventuais restrições impostas ao emissor em relação: -À distribuição de dividendos: caso a Companhia esteja em mora com relação ao pagamento de qualquer obrigação pecuniária prevista na Escritura, a Companhia se obriga a não pagar dividendos, juros sobre capital próprio ou qualquer outra participação no lucro, ressalvado o pagamento do dividendo mínimo obrigatório previsto no artigo 202 da Lei nº 6.404, de 1976; -À alienação ou qualquer outra forma de disposição, pela Emissora (diretamente ou indiretamente), de ativos permanentes que representem, de forma individual ou agregada desde a Data de Emissão até a Data de Vencimento, de mais de 25% (vinte e cinco por cento) da capacidade instalada consolidada da Emissora, previstos nas últimas informações financeiras trimestrais da Emissora na data do último evento. Para fins de apuração do limite de 25% (vinte e cinco por cento), deverá ser somado à capacidade instalada consolidada da Emissora, previstas nas informações financeiras trimestrais mais recentes disponíveis da Emissora, o valor agregado da capacidade instalada que tenha sido reduzida em função dos motivos mencionados no presente item desde a Data de Emissão até a data do último evento (*inclusive*); - À contratação de novas dívidas: Não se aplica. - À emissão de novos valores mobiliários: Não se aplica. - À realização de operações societárias envolvendo o emissor, seus controladores ou controladas: (i) liquidação, dissolução ou extinção de qualquer das Controladas Relevantes, exceto se não acarretar em redução da classificação de risco da Emissora abaixo a "AA" (duplo A), em escala local, pela Standard & Poor's, Fitch ou nota equivalente pela Moody's; (ii) liquidação ou dissolução da Emissora; (iii)(a) pedido de recuperação judicial ou extrajudicial formulado pela Emissora e/ou por qualquer de suas Controladas Relevantes, independentemente de deferimento do processamento da recuperação ou de sua concessão pelo juiz competente; ou, ainda, realização pela Emissora e/ou por qualquer de suas Controladas Relevantes de qualquer procedimento análogo em jurisdições estrangeiras que caracterize estado de insolvência, incluindo acordo com credores, nos termos da legislação aplicável; (b) pedido de autofalência pela Emissora e/ou por qualquer de suas Controladas Relevantes; (c) requerimento de falência contra a Emissora, e/ou de qualquer de suas Controladas Relevantes, salvo se o requerimento tiver sido contestado e houver comprovação de depósito elisivo no prazo legal, se aplicável; (d) decretação de falência da Emissora e/ou de qualquer de suas Controladas Relevantes; (e) propositura, pela Emissora e/ou por qualquer de suas Controladas Relevantes de mediação, conciliação, nos termos do artigo 20-B da Lei de Falências ou plano de recuperação extrajudicial a qualquer credor ou classe de credores, independentemente de ter sido requerida ou obtida homologação judicial do referido plano, ou medidas antecipatórias para quaisquer de tais procedimentos conforme previsto no parágrafo 12º do artigo 6º da Lei de Falências ou, ainda, qualquer processo similar em outra jurisdição; (iv) cisão, fusão, incorporação (inclusive incorporação de ações), ou qualquer tipo de reorganização societária envolvendo a Emissora, exceto (a) se tal Reorganização Societária for aprovada em Assembleia Geral de Debenturistas convocada para esse fim; ou (b)

12.9 Outras informações relevantes

	especificamente nas hipóteses de fusão, incorporação (inclusive incorporação de ações) ou de qualquer tipo de reorganização societária com efeito similar à fusão ou incorporação (que não a incorporação ou fusão da Emissora), caso a sociedade sucessora da Emissora seja controlada direta ou indiretamente pela ENGIE S.A. e os ativos da Emissora sejam mantidos com tal sociedade sucessora da Emissora; ou (c) Reorganização Societária realizada, exclusivamente, entre a Emissora e suas Controladas, desde que a Emissora permaneça, ainda que indiretamente, como controladora, direta ou indireta, das demais sociedades resultantes da Reorganização Societária; ou (d) incorporação, pela Emissora (de modo que a Emissora seja a incorporadora), de qualquer Controlada da Emissora; ou (e) incorporação de ações envolvendo a Emissora com a finalidade exclusiva de realizar operações de aquisição de sociedades pela Emissora; ou (f) especificamente nas hipóteses de incorporação, fusão ou cisão da Emissora, se for garantido o direito de resgate aos Debenturistas que não concordarem com referida operação, a ser exercido no prazo de 6 (seis) meses contados da data da publicação da ata da Assembleia Geral da Emissora que venha a deliberar sobre tal operação, conforme o caso; (vi) alteração no controle acionário direto ou indireto da Emissora, conforme definido nos termos do artigo 116 da Lei das Sociedades por Ações, exceto se o controle indireto final for mantido pela Engie S.A.; (vii) transformação do tipo societário da Emissora, nos termos dos artigos 220 a 222 da Lei das Sociedades por Ações; (viii) redução do capital social da Emissora nos termos do artigo 174 da Lei das Sociedades por ações, exceto: : (a) se previamente autorizada pelos Debenturistas reunidos em Assembleia Geral de Debenturistas convocada para tal fim, ou (b) se a redução se realizar com o objetivo de absorver prejuízos acumulados; g) Os recursos líquidos captados pela Emissora por meio da Emissão das Debêntures Incentivadas serão alocados no pagamento de gastos futuros ou reembolso de gastos, despesas ou dívidas relacionadas ao Projeto Gralha Azul, Projeto Novo Estado e Projeto Santo Agostinho. Os recursos líquidos captados pela Emissora por meio da Emissão das Debêntures Institucionais serão destinados à formação de capital de giro para financiar a implementação do plano de negócios da Emissora. h) Agente fiduciário: Pentágono S.A. Distribuidora de Títulos e Valores Mobiliários. Após a assinatura da Escritura de Emissão, a Pentágono compromete-se a exercer a função de agente fiduciário, em conformidade com as disposições constantes na Escritura de Emissão e a regulamentação aplicável. Os principais termos e condições da contratação estão descritos na Cláusula VIII da Escritura de Emissão. i) As Assembleias Gerais de Debenturistas poderão ser convocadas pelo Agente Fiduciário, pela Emissora, por Debenturistas que representem, no mínimo, 10% (dez por cento) das Debêntures em Circulação ou pela CVM.

Valor mobiliário	**Debêntures**
Identificação do valor mobiliário	**ENGIE Brasil Energia S.A. – 11ª emissão – 3ª Série**
Características dos valores mobiliários	a) Vencimento: as Debêntures vencem em 15 de novembro de 2028. b) Vencimento Antecipado Automático: declaração, pelo Agente Fiduciário, nos termos da Escritura de Emissão, na ciência da ocorrência ao disposto nas Cláusulas 6.1.1 da Escritura de Emissão; c) Juros: 10,90% e) Garantia: As Debêntures são da espécie sem garantia nem preferência (quirografária) f) eventuais restrições impostas ao emissor em relação: -À distribuição de dividendos: caso a Companhia esteja em mora com relação ao pagamento de qualquer obrigação pecuniária prevista na Escritura, a Companhia se obriga a não pagar dividendos, juros sobre capital próprio ou qualquer outra participação no lucro, ressalvado o pagamento do dividendo mínimo obrigatório previsto no artigo 202 da Lei nº 6.404, de 1976; - À alienação ou qualquer outra forma de disposição, pela Emissora (diretamente ou indiretamente), de ativos permanentes que representem, de forma individual ou agregada desde a Data de Emissão até a Data de Vencimento, de mais de 25% (vinte e cinco por cento) da capacidade instalada consolidada da Emissora, previstos nas últimas informações financeiras trimestrais da Emissora na data do último evento. Para fins de apuração do limite de 25% (vinte e cinco por cento), deverá ser somado à capacidade instalada consolidada da Emissora, previstas nas informações financeiras trimestrais mais recentes disponíveis da Emissora, o valor agregado da capacidade instalada que tenha sido reduzida em função dos motivos mencionados no presente item desde a Data de Emissão até a data do último evento (*inclusive*); - À contratação de novas dívidas: Não se aplica. - À emissão de novos valores mobiliários: Não se aplica.

12.9 Outras informações relevantes

- À realização de operações societárias envolvendo o emissor, seus controladores ou controladas: (i) liquidação, dissolução ou extinção de qualquer das Controladas Relevantes, exceto se não acarretar em redução da classificação de risco da Emissora abaixo a "AA" (duplo A), em escala local, pela Standard & Poor's, Fitch ou nota equivalente pela Moody's; (ii) liquidação ou dissolução da Emissora; (iii)(a) pedido de recuperação judicial ou extrajudicial formulado pela Emissora e/ou por qualquer de suas Controladas Relevantes, independentemente de deferimento do processamento da recuperação ou de sua concessão pelo juiz competente; ou, ainda, realização pela Emissora e/ou por qualquer de suas Controladas Relevantes de qualquer procedimento análogo em jurisdições estrangeiras que caracterize estado de insolvência, incluindo acordo com credores, nos termos da legislação aplicável; (b) pedido de autofalência pela Emissora e/ou por qualquer de suas Controladas Relevantes; (c) requerimento de falência contra a Emissora, e/ou de qualquer de suas Controladas Relevantes, salvo se o requerimento tiver sido contestado e houver comprovação de depósito elisivo no prazo legal, se aplicável; (d) decretação de falência da Emissora e/ou de qualquer de suas Controladas Relevantes; (e) propositura, pela Emissora e/ou por qualquer de suas Controladas Relevantes de mediação, conciliação, nos termos do artigo 20-B da Lei de Falências ou plano de recuperação extrajudicial a qualquer credor ou classe de credores, independentemente de ter sido requerida ou obtida homologação judicial do referido plano, ou medidas antecipatórias para quaisquer de tais procedimentos conforme previsto no parágrafo 12º do artigo 6º da Lei de Falências ou, ainda, qualquer processo similar em outra jurisdição; (iv) cisão, fusão, incorporação (inclusive incorporação de ações), ou qualquer tipo de reorganização societária envolvendo a Emissora, exceto (a) se tal Reorganização Societária for aprovada em Assembleia Geral de Debenturistas convocada para esse fim; ou (b) especificamente nas hipóteses de fusão, incorporação (inclusive incorporação de ações) ou de qualquer tipo de reorganização societária com efeito similar à fusão ou incorporação (que não a incorporação ou fusão da Emissora), caso a sociedade sucessora da Emissora seja controlada direta ou indiretamente pela ENGIE S.A. e os ativos da Emissora sejam mantidos com tal sociedade sucessora da Emissora; ou (c) Reorganização Societária realizada, exclusivamente, entre a Emissora e suas Controladas, desde que a Emissora permaneça, ainda que indiretamente, como controladora, direta ou indireta, das demais sociedades resultantes da Reorganização Societária; ou (d) incorporação, pela Emissora (de modo que a Emissora seja a incorporadora), de qualquer Controlada da Emissora; ou (e) incorporação de ações envolvendo a Emissora com a finalidade exclusiva de realizar operações de aquisição de sociedades pela Emissora; ou (f) especificamente nas hipóteses de incorporação, fusão ou cisão da Emissora, se for garantido o direito de resgate aos Debenturistas que não concordarem com referida operação, a ser exercido no prazo de 6 (seis) meses contados da data da publicação da ata da Assembleia Geral da Emissora que venha a deliberar sobre tal operação, conforme o caso; (vi) alteração no controle acionário direto ou indireto da Emissora, conforme definido nos termos do artigo 116 da Lei das Sociedades por Ações, exceto se o controle indireto final for mantido pela Engie S.A.; (vii) transformação do tipo societário da Emissora, nos termos dos artigos 220 a 222 da Lei das Sociedades por Ações; (viii) redução do capital social da Emissora nos termos do artigo 174 da Lei das Sociedades por ações, exceto: : (a) se previamente autorizada pelos Debenturistas reunidos em Assembleia Geral de Debenturistas convocada para tal fim, ou (b) se a redução se realizar com o objetivo de absorver prejuízos acumulados;

g) Os recursos líquidos captados pela Emissora por meio da Emissão das Debêntures Incentivadas serão alocados no pagamento de gastos futuros ou reembolso de gastos, despesas ou dívidas relacionadas ao Projeto Gralha Azul, Projeto Novo Estado e Projeto Santo Agostinho.

Os recursos líquidos captados pela Emissora por meio da Emissão das Debêntures Institucionais serão destinados à formação de capital de giro para financiar a implementação do plano de negócios da Emissora.

h) Agente fiduciário: Pentágono S.A. Distribuidora de Títulos e Valores Mobiliários. Após a assinatura da Escritura de Emissão, a Pentágono compromete-se a exercer a função de agente fiduciário, em conformidade com as disposições constantes na Escritura de Emissão e a regulamentação aplicável. Os principais termos e condições da contratação estão descritos na Cláusula VIII da Escritura de Emissão.

i) As Assembleias Gerais de Debenturistas poderão ser convocadas pelo Agente Fiduciário, pela Emissora, por Debenturistas que representem, no mínimo, 10% (dez por cento) das Debêntures em Circulação ou pela CVM

12.9 Outras informações relevantes

Valor mobiliário	Debêntures
Identificação do valor mobiliário	**ENGIE Brasil Energia S.A. – 11ª emissão – 4ª Série**
Características dos valores mobiliários	a) Vencimento: as Debêntures vencem em 15 de novembro de 2028. b) Vencimento Antecipado Automático: declaração, pelo Agente Fiduciário, nos termos da Escritura de Emissão, na ciência da ocorrência ao disposto nas Cláusulas 6.1.1 da Escritura de Emissão; c) Juros: 100% da Taxa DI com spread de 1,00% ao ano. e) Garantia: As Debêntures são da espécie sem garantia nem preferência (quirografária) f) eventuais restrições impostas ao emissor em relação: -À distribuição de dividendos: caso a Companhia esteja em mora com relação ao pagamento de qualquer obrigação pecuniária prevista na Escritura, a Companhia se obriga a não pagar dividendos, juros sobre capital próprio ou qualquer outra participação no lucro, ressalvado o pagamento do dividendo mínimo obrigatório previsto no artigo 202 da Lei nº 6.404, de 1976; - À alienação ou qualquer outra forma de disposição, pela Emissora (diretamente ou indiretamente), de ativos permanentes que representem, de forma individual ou agregada desde a Data de Emissão até a Data de Vencimento, de mais de 25% (vinte e cinco por cento) da capacidade instalada consolidada da Emissora, previstos nas últimas informações financeiras trimestrais da Emissora na data do último evento. Para fins de apuração do limite de 25% (vinte e cinco por cento), deverá ser somado à capacidade instalada consolidada da Emissora, previstas nas informações financeiras trimestrais mais recentes disponíveis da Emissora, o valor agregado da capacidade instalada que tenha sido reduzida em função dos motivos mencionados no presente item desde a Data de Emissão até a data do último evento (*inclusive*); - À contratação de novas dívidas: Não se aplica. - À emissão de novos valores mobiliários: Não se aplica. - À realização de operações societárias envolvendo o emissor, seus controladores ou controladas: (i) liquidação, dissolução ou extinção de qualquer das Controladas Relevantes, exceto se não acarretar em redução da classificação de risco da Emissora abaixo a "AA" (duplo A), em escala local, pela Standard & Poor's, Fitch ou nota equivalente pela Moody's; (ii) liquidação ou dissolução da Emissora; (iii)(a) pedido de recuperação judicial ou extrajudicial formulado pela Emissora e/ou por qualquer de suas Controladas Relevantes, independentemente de deferimento do processamento da recuperação ou de sua concessão pelo juiz competente; ou, ainda, realização pela Emissora e/ou por qualquer de suas Controladas Relevantes de qualquer procedimento análogo em jurisdições estrangeiras que caracterize estado de insolvência, incluindo acordo com credores, nos termos da legislação aplicável; (b) pedido de autofalência pela Emissora e/ou por qualquer de suas Controladas Relevantes; (c) requerimento de falência contra a Emissora, e/ou de qualquer de suas Controladas Relevantes, salvo se o requerimento tiver sido contestado e houver comprovação de depósito elisivo no prazo legal, se aplicável; (d) decretação de falência da Emissora e/ou de qualquer de suas Controladas Relevantes; (e) propositura, pela Emissora e/ou por qualquer de suas Controladas Relevantes de mediação, conciliação, nos termos do artigo 20-B da Lei de Falências ou plano de recuperação extrajudicial a qualquer credor ou classe de credores, independentemente de ter sido requerida ou obtida homologação judicial do referido plano, ou medidas antecipatórias para quaisquer de tais procedimentos conforme previsto no parágrafo 12º do artigo 6º da Lei de Falências ou, ainda, qualquer processo similar em outra jurisdição; (iv) cisão, fusão, incorporação (inclusive incorporação de ações), ou qualquer tipo de reorganização societária envolvendo a Emissora, exceto (a) se tal Reorganização Societária for aprovada em Assembleia Geral de Debenturistas convocada para esse fim; ou (b) especificamente nas hipóteses de fusão, incorporação (inclusive incorporação de ações) ou de qualquer tipo de reorganização societária com efeito similar à fusão ou incorporação (que não a incorporação ou fusão da Emissora), caso a sociedade sucessora da Emissora seja controlada direta ou indiretamente pela ENGIE S.A. e os ativos da Emissora sejam mantidos com tal sociedade sucessora da Emissora; ou (c) Reorganização Societária realizada, exclusivamente, entre a Emissora e suas Controladas, desde que a Emissora permaneça, ainda que indiretamente, como controladora, direta ou indireta, das demais sociedades resultantes da Reorganização Societária; ou (d) incorporação, pela Emissora (de modo que a Emissora seja a incorporadora), de qualquer Controlada da Emissora; ou (e) incorporação de ações envolvendo a Emissora com a finalidade exclusiva de realizar operações de aquisição de sociedades pela Emissora; ou (f) especificamente nas hipóteses de incorporação, fusão ou cisão da Emissora, se for garantido o direito de resgate aos Debenturistas que não concordarem com referida operação, a ser exercido no prazo de 6 (seis) meses contados da data da publicação da ata da Assembleia Geral da Emissora que venha a deliberar sobre tal operação, conforme o caso; (vi) alteração no controle acionário direto ou indireto da Emissora, conforme definido nos termos do artigo 116 da Lei das Sociedades por Ações, exceto se o controle indireto final for mantido pela Engie S.A.; (vii) transformação do tipo societário da Emissora, nos termos dos artigos 220 a 222 da Lei das Sociedades por Ações; (viii) redução do capital social da Emissora nos termos do artigo 174 da Lei das Sociedades por ações, exceto: : (a) se previamente autorizada pelos Debenturistas reunidos em Assembleia Geral de Debenturistas convocada para tal fim, ou (b) se a redução se realizar com o objetivo de absorver prejuízos acumulados;

12.9 Outras informações relevantes

	g) Os recursos líquidos captados pela Emissora por meio da Emissão das Debêntures Incentivadas serão alocados no pagamento de gastos futuros ou reembolso de gastos, despesas ou dívidas relacionadas ao Projeto Gralha Azul, Projeto Novo Estado e Projeto Santo Agostinho. Os recursos líquidos captados pela Emissora por meio da Emissão das Debêntures Institucionais serão destinados à formação de capital de giro para financiar a implementação do plano de negócios da Emissora. h) Agente fiduciário: Pentágono S.A. Distribuidora de Títulos e Valores Mobiliários. Após a assinatura da Escritura de Emissão, a Pentágono compromete-se a exercer a função de agente fiduciário, em conformidade com as disposições constantes na Escritura de Emissão e a regulamentação aplicável. Os principais termos e condições da contratação estão descritos na Cláusula VIII da Escritura de Emissão. i) As Assembleias Gerais de Debenturistas poderão ser convocadas pelo Agente Fiduciário, pela Emissora, por Debenturistas que representem, no mínimo, 10% (dez por cento) das Debêntures em Circulação ou pela CVM

Valor mobiliário	**Debêntures**
Identificação do valor mobiliário	**ENGIE Brasil Energia S.A. – 11ª emissão – 5ª Série**
Características dos valores mobiliários	a) Vencimento: as Debêntures vencem em 15 de novembro de 2030. b) Vencimento Antecipado Automático: declaração, pelo Agente Fiduciário, nos termos da Escritura de Emissão, na ciência da ocorrência ao disposto nas Cláusulas 6.1.1 da Escritura de Emissão; c) Juros: 100% da taxa DI acrescida de spread de 1,10% ao ano. e) Garantia: As Debêntures são da espécie sem garantia nem preferência (quirografária) f) eventuais restrições impostas ao emissor em relação: -À distribuição de dividendos: caso a Companhia esteja em mora com relação ao pagamento de qualquer obrigação pecuniária prevista na Escritura, a Companhia se obriga a não pagar dividendos, juros sobre capital próprio ou qualquer outra participação no lucro, ressalvado o pagamento do dividendo mínimo obrigatório previsto no artigo 202 da Lei nº 6.404, de 1976; - À alienação ou qualquer outra forma de disposição, pela Emissora (diretamente ou indiretamente), de ativos permanentes que representem, de forma individual ou agregada desde a Data de Emissão até a Data de Vencimento, de mais de 25% (vinte e cinco por cento) da capacidade instalada consolidada da Emissora, previstos nas últimas informações financeiras trimestrais da Emissora na data do último evento. Para fins de apuração do limite de 25% (vinte e cinco por cento), deverá ser somado à capacidade instalada consolidada da Emissora, previstas nas informações financeiras trimestrais mais recentes disponíveis da Emissora, o valor agregado da capacidade instalada que tenha sido reduzida em função dos motivos mencionados no presente item desde a Data de Emissão até a data do último evento (*inclusive*); - À contratação de novas dívidas: Não se aplica. - À emissão de novos valores mobiliários: Não se aplica. - À realização de operações societárias envolvendo o emissor, seus controladores ou controladas: (i) liquidação, dissolução ou extinção de qualquer das Controladas Relevantes, exceto se não acarretar em redução da classificação de risco da Emissora abaixo a "AA" (duplo A), em escala local, pela Standard & Poor's, Fitch ou nota equivalente pela Moody's; (ii) liquidação ou dissolução da Emissora; (iii)(a) pedido de recuperação judicial ou extrajudicial formulado pela Emissora e/ou por qualquer de suas Controladas Relevantes, independentemente de deferimento do processamento da recuperação ou de sua concessão pelo juiz competente; ou, ainda, realização pela Emissora e/ou por qualquer de suas Controladas Relevantes de qualquer procedimento análogo em jurisdições estrangeiras que caracterize estado de insolvência, incluindo acordo com credores, nos termos da legislação aplicável; (b) pedido de autofalência pela Emissora e/ou por qualquer de suas Controladas Relevantes; (c) requerimento de falência contra a Emissora, e/ou de qualquer de suas Controladas Relevantes, salvo se o requerimento tiver sido contestado e houver comprovação de depósito elisivo no prazo legal, se aplicável; (d) decretação de falência da Emissora e/ou de qualquer de suas Controladas Relevantes; (e) propositura, pela Emissora e/ou por qualquer de suas Controladas Relevantes de mediação, conciliação, nos termos do artigo 20-B da Lei de Falências ou plano de recuperação extrajudicial a qualquer credor ou classe de credores, independentemente de ter sido requerida ou obtida homologação judicial do referido plano, ou medidas antecipatórias para quaisquer de tais procedimentos conforme previsto no parágrafo 12º do artigo 6º da Lei de Falências ou, ainda, qualquer processo similar em outra jurisdição; (iv) cisão, fusão, incorporação (inclusive incorporação de ações), ou qualquer tipo de reorganização societária envolvendo a Emissora, exceto (a) se tal Reorganização Societária for aprovada em Assembleia Geral de Debenturistas convocada para esse fim; ou (b) especificamente nas hipóteses de fusão, incorporação (inclusive incorporação de ações) ou de qualquer tipo de reorganização societária com efeito similar à fusão ou incorporação (que não a incorporação ou fusão da Emissora),

12.9 Outras informações relevantes

caso a sociedade sucessora da Emissora seja controlada direta ou indiretamente pela ENGIE S.A. e os ativos da Emissora sejam mantidos com tal sociedade sucessora da Emissora; ou (c) Reorganização Societária realizada, exclusivamente, entre a Emissora e suas Controladas, desde que a Emissora permaneça, ainda que indiretamente, como controladora, direta ou indireta, das demais sociedades resultantes da Reorganização Societária; ou (d) incorporação, pela Emissora (de modo que a Emissora seja a incorporadora), de qualquer Controlada da Emissora; ou (e) incorporação de ações envolvendo a Emissora com a finalidade exclusiva de realizar operações de aquisição de sociedades pela Emissora; ou (f) especificamente nas hipóteses de incorporação, fusão ou cisão da Emissora, se for garantido o direito de resgate aos Debenturistas que não concordarem com referida operação, a ser exercido no prazo de 6 (seis) meses contados da data da publicação da ata da Assembleia Geral da Emissora que venha a deliberar sobre tal operação, conforme o caso; (vi) alteração no controle acionário direto ou indireto da Emissora, conforme definido nos termos do artigo 116 da Lei das Sociedades por Ações, exceto se o controle indireto final for mantido pela Engie S.A.; (vii) transformação do tipo societário da Emissora, nos termos dos artigos 220 a 222 da Lei das Sociedades por Ações; (viii) redução do capital social da Emissora nos termos do artigo 174 da Lei das Sociedades por ações, exceto: : (a) se previamente autorizada pelos Debenturistas reunidos em Assembleia Geral de Debenturistas convocada para tal fim, ou (b) se a redução se realizar com o objetivo de absorver prejuízos acumulados;

g) Os recursos líquidos captados pela Emissora por meio da Emissão das Debêntures Incentivadas serão alocados no pagamento de gastos futuros ou reembolso de gastos, despesas ou dívidas relacionadas ao Projeto Gralha Azul, Projeto Novo Estado e Projeto Santo Agostinho.

Os recursos líquidos captados pela Emissora por meio da Emissão das Debêntures Institucionais serão destinados à formação de capital de giro para financiar a implementação do plano de negócios da Emissora.

h) Agente fiduciário: Pentágono S.A. Distribuidora de Títulos e Valores Mobiliários. Após a assinatura da Escritura de Emissão, a Pentágono compromete-se a exercer a função de agente fiduciário, em conformidade com as disposições constantes na Escritura de Emissão e a regulamentação aplicável. Os principais termos e condições da contratação estão descritos na Cláusula VIII da Escritura de Emissão.

i) As Assembleias Gerais de Debenturistas poderão ser convocadas pelo Agente Fiduciário, pela Emissora, por Debenturistas que representem, no mínimo, 10% (dez por cento) das Debêntures em Circulação ou pela CVM

ii. Valores mobiliários emitidos por sociedades controladas da Companhia

Em complemento ao item 12.3 deste Formulário de Referência, a Companhia descreve abaixo os valores mobiliários emitidos por suas sociedades controladas.

Os saldos devedores em aberto apresentados abaixo são os saldos devedores brutos dos custos de captação conforme Demonstrações Contábeis em 31 de dezembro de 2022.

Exclusivamente para fins do quadro abaixo o termo "Emissora" deve ser compreendido como Companhia Energética Jaguara.

Valor mobiliário	Debêntures
Identificação do valor mobiliário	**Companhia Energética Jaguara - 1ª emissão – Série 2**
Data de emissão	15.06.2018
Data de vencimento	15.06.2027
Quantidade (Unidades)	634.000
Pessoas físicas (Unidades)	1.625
Pessoas jurídicas (Unidades)	65
Investidores institucionais (Unidades)	0
Valor nominal global (Reais)	634.000.000,00
Saldo devedor em aberto	725.273.849,27
Restrição a circulação	Sim

12.9 Outras informações relevantes

Descrição da Restrição	90 (noventa) dias da data de cada subscrição ou aquisição pelos Investidores Profissionais, conforme disposto no artigo 13 da Instrução CVM 476. Em 2022 a referida Instrução foi revogada pela Resolução CVM nº 160, de 13 de julho de 2022, contudo esta prevê no seu artigo 100, parágrafo único, que "as ofertas em curso na data de entrada em vigor desta resolução serão regidas, inclusive no que tange às restrições à negociação em mercado secundário dos valores mobiliários ofertados, pelas normas vigentes: I – na data do protocolo do requerimento de registro; ou II – na data em que informado o início da oferta, no caso de ofertas isentas de registro."
Conversibilidade	Não
Possibilidade resgate	Sim
Hipótese e cálculo do valor de resgate	Desde que assim autorizado por regulamentação específica, nos termos da Lei n° 12.431, a Companhia poderá, a qualquer momento a partir da Data de Emissão, realizar oferta de resgate antecipado facultativo da totalidade das Debêntures da Primeira Série e/ou das Debêntures da Segunda Série, conforme o caso, a ser endereçada a todos os Debenturistas da respectiva série, sem distinção, sendo assegurado a todos os Debenturistas da respectiva série igualdade de condições para aceitar ou recusar, a seu exclusivo critério, a oferta de resgate antecipado das Debêntures por eles detidas, observados os termos da Escritura de Emissão e da legislação aplicável, incluindo, mas não se limitando a Lei das Sociedades por Ações e as regras a serem expedidas pelo CMN. O valor a ser pago em relação a cada uma das Debêntures da respectiva série objeto da Oferta do Resgate Antecipado corresponderá ao saldo do Valor Nominal Unitário ou ao Valor Nominal Unitário Atualizado, conforme o caso, e acrescido da Remuneração aplicável, calculada pro rata temporis desde a Data de Integralização ou a Data de Pagamento da Remuneração da respectiva série imediatamente anterior, conforme o caso, até a data do efetivo pagamento, sem a incidência de prêmio de qualquer natureza.
Características dos valores mobiliários	a) Vencimento: As Debêntures vencem em 15.06.2027. b) Vencimento Antecipado: Quando em conjunto com a Data de Vencimento das Debêntures da Primeira Série, indistintamente, havendo, contudo, a previsão de declaração de vencimento antecipado na ciência da ocorrência de qualquer das hipóteses previstas no item 4.1.1 e 4.1.2 da Escritura da Emissão. c) Juros: O Valor Nominal Unitário ou o saldo do Valor Nominal Unitário, conforme aplicável, das Debêntures da Segunda Série será atualizado monetariamente pela variação acumulada do Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo ("IPCA"), apurado e divulgado mensalmente pelo Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística ("IBGE"), desde a Data de Integralização até a data do efetivo pagamento, sendo o produto da Atualização Monetária incorporado ao Valor Nominal Unitário ou ao saldo do Valor Nominal Unitário, conforme o caso. Sobre o Valor Nominal Unitário Atualizado das Debêntures da Segunda Série incidirão juros remuneratórios prefixados de 6,4962%, base 252 (duzentos e cinquenta e dois) Dias Úteis ("Remuneração da Segunda Série" e, em conjunto com a Remuneração da Primeira Série ou indistintamente, "Remuneração"). d) Garantia: Alienação fiduciária, pela ENGIE Brasil Energia S.A. e pela ENGIE Brasil Energia Comercializadora Ltda. em favor dos Debenturistas, representados pelo Agente Fiduciário, da totalidade das ações, atuais e futuras, de sua titularidade e de emissão da Companhia Energética Jaguara, bem como quaisquer outros títulos e valores mobiliários representativos do capital social da Companhia Energética Jaguara que venham a ser subscritos, integralizados, recebidos, conferidos, comprados ou de outra forma adquiridos pelas Acionistas, e ainda todos os direitos acessórios relacionados aos bens mencionados anteriormente, incluindo frutos, rendimentos, remuneração, bonificação ou reembolso de capital, de titularidade das Acionistas. Além disso, há a Cessão fiduciária, pela Emissora, em favor dos Debenturistas, representados pelo Agente Fiduciário, da totalidade dos seguintes direitos principais e acessórios, presentes e futuros, de titularidade da Emissora e, em conjunto com a Alienação Fiduciária de Ações da Emissora: direitos emergentes do Contrato de Concessão 002/2017-ANEEL, celebrado em 10 de novembro de 2017, entre a União, representada pela Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL, e a Companhia, e seus posteriores aditivos, inclusive o direito de receber todos e quaisquer valores que, efetiva ou potencialmente, sejam ou venham a se tornar exigíveis e pendentes de pagamento pelo poder concedente à Emissora, incluindo o direito de receber todas as indenizações pela extinção da concessão outorgada nos termos do Contrato de Concessão e direitos creditórios provenientes da prestação de serviços de geração de energia elétrica, previstos no Contrato de Concessão; direitos creditórios decorrentes do Contrato de Compra e Venda de Energia Elétrica Convencional, a ser celebrado entre a Emissora e a ENGIE (conforme aditado de tempos em tempos), e todos os demais contratos de compra e venda de energia relativos ao Projeto, bem como quaisquer aditivos e/ou instrumentos que venham a substituí-los; direitos creditórios decorrentes do Acordo Operativo – Usina Hidrelétrica Jaguara, a ser celebrado entre a Emissora e a ENGIE (conforme aditado de tempos em tempos), ou quaisquer instrumentos que venham a substituí-lo, incluindo eventuais indenizações decorrentes de penalidades ou

12.9 Outras informações relevantes

	ressarcimento de seguros devidas à Emissora; direitos creditórios decorrentes das apólices de seguro relativas ao Projeto contratadas pela Emissora na qualidade de cossegurada (exclusivamente com relação aos direitos creditórios de titularidade da Emissora na qualidade de cossegurada), e todas as demais apólices de seguros relativas ao Projeto, bem como quaisquer endossos e/ou instrumentos que venham a substituí-las; direitos creditórios, presentes e/ou futuros, decorrentes da titularidade da Conta Centralizadora, na qual serão creditados os recebíveis decorrentes dos Direitos Creditórios, incluindo todos os recebíveis e receitas, a qualquer tempo, durante a vigência do presente Contrato, recebidos, mantidos e depositados na Conta Centralizadora, bem como todos e quaisquer valores e recursos que venham a ser depositados na Conta Centralizadora, independentemente da origem; direitos creditórios, presentes e/ou futuros, decorrentes da titularidade da Conta Reserva, para a qual será transferido da Conta Centralizadora o valor necessário para perfazer o Saldo Mínimo da Conta Reserva, incluindo todos os recebíveis decorrentes dos Direitos Creditórios e receitas, a qualquer tempo, durante a vigência do presente Contrato, recebidos, mantidos e depositados na Conta Reserva, bem como todos e quaisquer valores e recursos que venham a ser depositados na Conta Reserva, independentemente da origem; direitos creditórios decorrentes dos Investimentos Permitidos realizados com os recursos creditados na Conta Centralizadora e na Conta Reserva, incluindo aplicações financeiras, rendimentos, direitos, proventos, distribuições e demais valores recebidos ou a serem recebidos ou de qualquer outra forma distribuídos ou a serem distribuídos à Emissora, conforme. Os demais termos e condições da Cessão Fiduciária de Direitos Creditórios serão descritos no "Instrumento Particular de Cessão Fiduciária de Direitos Emergentes, Direitos Creditórios e Créditos Bancários em Garantia e Outras Avenças", a ser celebrado entre a Emissora e o Agente Fiduciário. e) eventuais restrições impostas ao emissor em relação: Ressalvado o pagamento do dividendo mínimo obrigatório previsto no artigo 202 da Lei das Sociedades por Ações, que não sofrerá quaisquer restrições, não pagará dividendos, juros sobre capital próprio ou qualquer outra participação no lucro prevista no Estatuto Social da Emissora, exclusivamente na ocorrência de: Caso a Emissora esteja em mora com relação ao pagamento de qualquer obrigação pecuniária prevista nesta Escritura, ou caso o ICSD calculado de acordo com o disposto na Cláusula 4.1.2 da Escritura da Emissão, seja maior ou igual a 1,10x e menor ou igual a 1,15x; sendo certo que, uma vez que seja apurado ICSD maior do que 1,15x e enquanto não houver mora da Emissora, com relação ao pagamento de qualquer obrigação pecuniária prevista nesta Escritura, a Emissora poderá pagar quaisquer distribuições nos termos deste item, sem quaisquer restrições; e não assumir novas dívidas em operações nos mercados financeiro ou de capitais local e internacional, conceder preferência a outros créditos (em relação às obrigações assumidas no âmbito da Escritura de Emissão), realizar amortizações de ações, emitir debêntures ou partes beneficiárias até a liquidação integral das Debêntures da Segunda Série, exceto se aprovado em Assembleia Geral por Debenturistas representando, no mínimo, 75% das Debêntures em Circulação, em primeira ou segunda convocações. f) Os recursos obtidos por meio da emissão das Debêntures serão destinados ao refinanciamento do endividamento da Emissora, inclusive por meio do resgate antecipado obrigatório parcial das notas promissórias comerciais da 1ª emissão da Emissora ("1ª Emissão de Notas Promissórias"), em valor correspondente ao montante total líquido captado por meio da colocação das Debêntures da Primeira Série. g) Agente fiduciário: Pentágono S.A. Distribuidora de Títulos e Valores Mobiliários h) As Assembleias Gerais de Debenturistas poderão ser convocadas pelo Agente Fiduciário, pela Emissora, por Debenturistas que representem, no mínimo, 10% (dez por cento) das Debêntures em Circulação da respectiva Série ou pela CVM.
Condições para alteração dos direitos assegurados por tais valores mobiliários	Mediante proposta da Emissora, a Assembleia Geral de Debenturistas poderá, por deliberação favorável de Debenturistas representando, no mínimo, 90% (noventa por cento) das Debêntures em Circulação, em primeira convocação e segunda convocação, aprovar qualquer modificação relativa às características das Debêntures que implique alteração: (i) da Atualização Monetária ou da Remuneração, (ii) das Datas de Pagamento da Remuneração ou de quaisquer valores previstos nesta Escritura de Emissão, (iii) da Data de Vencimento das Debêntures e da vigência das Debêntures, (iv) dos valores, montantes e Datas de Amortização das Debêntures, (v) da redação de quaisquer dos Eventos de Inadimplemento, inclusive sua exclusão; (vi) da alteração dos quóruns de deliberação previstos nesta Escritura de Emissão, (vii) das disposições desta Cláusula, (viii) das Garantias Reais, (ix) criação de evento de repactuação, (x) das disposições relativas a resgate antecipado facultativo; amortizações extraordinárias facultativas, ou (xi) da espécie das Debêntures.

12.9 Outras informações relevantes

Exclusivamente para fins do quadro abaixo o termo "Emissora" deve ser compreendido como Companhia Energética Miranda.

Valor mobiliário	Debêntures
Identificação do valor mobiliário	**Companhia Energética Miranda - 1ª emissão – Série 2**
Data de emissão	15.06.2018
Data de vencimento	15.06.2027
Quantidade (Unidades)	386.000
Pessoas físicas (Unidades)	946
Pessoas jurídicas (Unidades)	28
Investidores institucionais (Unidades)	0
Valor nominal global (Reais)	386.000.000,00
Saldo devedor em aberto	464.643.927,84
Restrição a circulação	Sim
Descrição da Restrição	90 (noventa) dias da data de cada subscrição ou aquisição pelos Investidores Profissionais, conforme disposto no artigo 13 da Instrução CVM 476. Em 2022 a referida Instrução foi revogada pela Resolução CVM nº 160, de 13 de julho de 2022, contudo esta prevê no seu artigo 100, parágrafo único, que "as ofertas em curso na data de entrada em vigor desta resolução serão regidas, inclusive no que tange às restrições à negociação em mercado secundário dos valores mobiliários ofertados, pelas normas vigentes: I – na data do protocolo do requerimento de registro; ou II – na data em que informado o início da oferta, no caso de ofertas isentas de registro."
Conversibilidade	Não
Possibilidade resgate	Sim
Hipótese e cálculo do valor de resgate	Desde que assim autorizado por regulamentação específica, nos termos da Lei n° 12.431, a Companhia poderá, a qualquer momento a partir da Data de Emissão, realizar oferta de resgate antecipado facultativo da totalidade das Debêntures da Primeira Série e/ou das Debêntures da Segunda Série, conforme o caso, a ser endereçada a todos os Debenturistas da respectiva série, sem distinção, sendo assegurado a todos os Debenturistas da respectiva série igualdade de condições para aceitar ou recusar, a seu exclusivo critério, a oferta de resgate antecipado das Debêntures por eles detidas, observados os termos da Escritura de Emissão e da legislação aplicável, incluindo, mas não se limitando a Lei das Sociedades por Ações e as regras a serem expedidas pelo CMN. O valor a ser pago em relação a cada uma das Debêntures da respectiva série objeto da Oferta do Resgate Antecipado corresponderá ao saldo do Valor Nominal Unitário ou ao Valor Nominal Unitário Atualizado, conforme o caso, e acrescido da Remuneração aplicável, calculada pro rata temporis desde a Data de Integralização ou a Data de Pagamento da Remuneração da respectiva série imediatamente anterior, conforme o caso, até a data do efetivo pagamento, sem a incidência de prêmio de qualquer natureza.
Características dos valores mobiliários	a) Vencimento: As Debêntures vencem em 15.06.2027. b) Vencimento Antecipado: Quando em conjunto com a Data de Vencimento das Debêntures da Primeira Série, indistintamente, havendo, contudo, a previsão de declaração de vencimento antecipado na ciência da ocorrência de qualquer das hipóteses previstas no item 4.1.1 e 4.1.2 da Escritura da Emissão. c) Juros: O Valor Nominal Unitário ou o saldo do Valor Nominal Unitário, conforme aplicável, das Debêntures da Segunda Série será atualizado monetariamente pela variação acumulada do Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo ("IPCA"), apurado e divulgado mensalmente pelo Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística ("IBGE"), desde a Data de Integralização até a data do efetivo pagamento, sendo o produto da Atualização Monetária incorporado ao Valor Nominal Unitário ou ao saldo do Valor Nominal Unitário, conforme o caso. Sobre o Valor Nominal Unitário Atualizado das Debêntures da Segunda Série incidirão juros remuneratórios prefixados de 6,4962%, base 252 (duzentos e cinquenta e dois) Dias Úteis ("Remuneração da Segunda Série" e, em conjunto com a Remuneração da Primeira Série ou indistintamente, "Remuneração"). d) Garantia: Alienação fiduciária, pela ENGIE Brasil Energia S.A. e pela ENGIE Brasil Energia Comercializadora Ltda. em favor dos Debenturistas, representados pelo Agente Fiduciário, da

12.9 Outras informações relevantes

totalidade das ações, atuais e futuras, de sua titularidade e de emissão da Emissora, bem como quaisquer outros títulos e valores mobiliários representativos do capital social da Emissora que venham a ser subscritos, integralizados, recebidos, conferidos, comprados ou de outra forma adquiridos pelas Acionistas, e ainda todos os direitos acessórios relacionados aos bens mencionados anteriormente, incluindo frutos, rendimentos, remuneração, bonificação ou reembolso de capital, de titularidade das Acionistas. Além disso, há a Cessão fiduciária, pela Emissora, em favor dos Debenturistas, representados pelo Agente Fiduciário, da totalidade dos seguintes direitos principais e acessórios, presentes e futuros, de titularidade da Emissora e, em conjunto com a Alienação Fiduciária de Ações da Emissora: direitos emergentes do Contrato de Concessão 002/2017-ANEEL, celebrado em 10 de novembro de 2017, entre a União, representada pela Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL, e a Companhia, e seus posteriores aditivos, inclusive o direito de receber todos e quaisquer valores que, efetiva ou potencialmente, sejam ou venham a se tornar exigíveis e pendentes de pagamento pelo poder concedente à Emissora, incluindo o direito de receber todas as indenizações pela extinção da concessão outorgada nos termos do Contrato de Concessão e direitos creditórios provenientes da prestação de serviços de geração de energia elétrica, previstos no Contrato de Concessão; direitos creditórios decorrentes do Contrato de Compra e Venda de Energia Elétrica Convencional, a ser celebrado entre a Emissora e a ENGIE (conforme aditado de tempos em tempos), e todos os demais contratos de compra e venda de energia relativos ao Projeto, bem como quaisquer aditivos e/ou instrumentos que venham a substituí-los; direitos creditórios decorrentes do Acordo Operativo – Usina Hidrelétrica Miranda, a ser celebrado entre a Emissora e a ENGIE (conforme aditado de tempos em tempos), ou quaisquer instrumentos que venham a substituí-lo, incluindo eventuais indenizações decorrentes de penalidades ou ressarcimento de seguros devidas à Emissora; direitos creditórios decorrentes das apólices de seguro relativas ao Projeto contratadas pela Emissora na qualidade de cossegurada (exclusivamente com relação aos direitos creditórios de titularidade da Emissora na qualidade de cossegurada), e todas as demais apólices de seguros relativas ao Projeto, bem como quaisquer endossos e/ou instrumentos que venham a substituí-las; direitos creditórios, presentes e/ou futuros, decorrentes da titularidade da Conta Centralizadora, na qual serão creditados os recebíveis decorrentes dos Direitos Creditórios, incluindo todos os recebíveis e receitas, a qualquer tempo, durante a vigência do presente Contrato, recebidos, mantidos e depositados na Conta Centralizadora, bem como todos e quaisquer valores e recursos que venham a ser depositados na Conta Centralizadora, independentemente da origem; direitos creditórios, presentes e/ou futuros, decorrentes da titularidade da Conta Reserva, para a qual será transferido da Conta Centralizadora o valor necessário para perfazer o Saldo Mínimo da Conta Reserva, incluindo todos os recebíveis decorrentes dos Direitos Creditórios e receitas, a qualquer tempo, durante a vigência do presente Contrato, recebidos, mantidos e depositados na Conta Reserva, bem como todos e quaisquer valores e recursos que venham a ser depositados na Conta Reserva, independentemente da origem; direitos creditórios decorrentes dos Investimentos Permitidos realizados com os recursos creditados na Conta Centralizadora e na Conta Reserva, incluindo aplicações financeiras, rendimentos, direitos, proventos, distribuições e demais valores recebidos ou a serem recebidos ou de qualquer outra forma distribuídos ou a serem distribuídos à Emissora, conforme. Os demais termos e condições da Cessão Fiduciária de Direitos Creditórios serão descritos no "Instrumento Particular de Cessão Fiduciária de Direitos Emergentes, Direitos Creditórios e Créditos Bancários em Garantia e Outras Avenças", a ser celebrado entre a Emissora e o Agente Fiduciário.

e) eventuais restrições impostas ao emissor em relação: Ressalvado o pagamento do dividendo mínimo obrigatório previsto no artigo 202 da Lei das Sociedades por Ações, que não sofrerá quaisquer restrições, não pagará dividendos, juros sobre capital próprio ou qualquer outra participação no lucro prevista no Estatuto Social da Emissora, exclusivamente na ocorrência de: Caso a Emissora esteja em mora com relação ao pagamento de qualquer obrigação pecuniária prevista nesta Escritura, ou caso o ICSD calculado de acordo com o disposto na Cláusula 4.1.2 da Escritura da Emissão, seja maior ou igual a 1,10x e menor ou igual a 1,15x; sendo certo que, uma vez que seja apurado ICSD maior do que 1,15x e enquanto não houver mora da Emissora, com relação ao pagamento de qualquer obrigação pecuniária prevista nesta Escritura, a Emissora poderá pagar quaisquer distribuições nos termos deste item, sem quaisquer restrições; e não assumir novas dívidas em operações nos mercados financeiro ou de capitais local e internacional, conceder preferência a outros créditos (em relação às obrigações assumidas no âmbito da Escritura de Emissão), realizar amortizações de ações, emitir debêntures ou partes beneficiárias até a liquidação integral das Debêntures da Segunda Série, exceto se aprovado em Assembleia Geral por Debenturistas representando, no mínimo, 75% das Debêntures em Circulação, em primeira ou segunda convocações.

f) Os recursos obtidos por meio da emissão das Debêntures serão destinados ao refinanciamento do endividamento da Emissora, inclusive por meio do resgate antecipado obrigatório parcial das notas promissórias comerciais da 1ª emissão da Emissora ("1ª Emissão de Notas Promissórias"), em valor correspondente ao montante total líquido captado por meio da colocação das Debêntures da Primeira Série.

12.9 Outras informações relevantes

	g) Agente fiduciário: Pentágono S.A. Distribuidora de Títulos e Valores Mobiliários h) As Assembleias Gerais de Debenturistas poderão ser convocadas pelo Agente Fiduciário, pela Emissora, por Debenturistas que representem, no mínimo, 10% (dez por cento) das Debêntures em Circulação da respectiva Série ou pela CVM.
Condições para alteração dos direitos assegurados por tais valores mobiliários	Mediante proposta da Emissora, a Assembleia Geral de Debenturistas poderá, por deliberação favorável de Debenturistas representando, no mínimo, 90% (noventa por cento) das Debêntures em Circulação, em primeira convocação e segunda convocação, aprovar qualquer modificação relativa às características das Debêntures que implique alteração: (i) da Atualização Monetária ou da Remuneração, (ii) das Datas de Pagamento da Remuneração ou de quaisquer valores previstos nesta Escritura de Emissão, (iii) da Data de Vencimento das Debêntures e da vigência das Debêntures, (iv) dos valores, montantes e Datas de Amortização das Debêntures, (v) da redação de quaisquer dos Eventos de Inadimplemento, inclusive sua exclusão; (vi) da alteração dos quóruns de deliberação previstos nesta Escritura de Emissão, (vii) das disposições desta Cláusula, (viii) das Garantias Reais, (ix) criação de evento de repactuação, (x) das disposições relativas a resgate antecipado facultativo; amortizações extraordinárias facultativas, ou (xi) da espécie das Debêntures.

iii. Valores mobiliários emitidos por sociedade controlada em conjunto pela Companhia, não consolidada nas demonstrações contábeis da Companhia

Em complemento ao item 12.3 deste Formulário de Referência, a Companhia descreve abaixo os valores mobiliários emitidos por sociedade controlada em conjunto pela Companhia, não consolidada nas demonstrações contábeis da Companhia.

Os saldos devedores em aberto apresentados abaixo são os saldos devedores brutos dos custos de captação conforme Demonstrações Contábeis em 31 de dezembro de 2022.

Exclusivamente para fins do quadro abaixo o termo “Emissora” e o termo “Companhia” deve ser compreendido como Transportadora Associada de Gás S.A. - TAG.

Valor mobiliário	**Debêntures**
Identificação do valor mobiliário	**Transportadora Associada de Gás S.A. - TAG. - 1ª emissão – Série 1**
Data de emissão	13.06.2019
Data de vencimento	13.06.2026
Quantidade (Unidades)	70.000
Pessoas físicas (Unidades)	0
Pessoas jurídicas (Unidades)	3
Investidores institucionais (Unidades)	0
Valor nominal global (Reais)	3.500.000.000,00
Saldo devedor em aberto	2.259.724.316,20
Restrição a circulação	Sim
Descrição da Restrição	90 (noventa) dias da data de cada subscrição ou aquisição pelos Investidores Profissionais, conforme disposto no artigo 13 da Instrução CVM 476. Em 2022 a referida Instrução foi revogada pela Resolução CVM nº 160, de 13 de julho de 2022, contudo esta prevê no seu artigo 100, parágrafo único, que "as ofertas em curso na data de entrada em vigor desta resolução serão regidas, inclusive no que tange às restrições à negociação em mercado secundário dos valores mobiliários ofertados, pelas normas vigentes: I – na data do protocolo do requerimento de registro; ou II – na data em que informado o início da oferta, no caso de ofertas isentas de registro."
Conversibilidade	Não
Possibilidade resgate	Sim

12.9 Outras informações relevantes

Hipótese e cálculo do valor de resgate

(i) A Transportadora Associada de Gás S.A. - TAG. poderá realizar, a qualquer tempo a partir da primeira data de integralização, a seu exclusivo critério: (a) a amortização extraordinária facultativa, limitada sempre a 98% (noventa e oito por cento) do respectivo Valor Nominal Unitário, que deverá abranger, proporcionalmente, todas as Debêntures ("Amortização Extraordinária Facultativa"); ou (b) o resgate antecipado facultativo da totalidade das Debêntures ("Resgate Facultativo"), em qualquer caso, a partir da obtenção dos recursos líquidos da Emissão, observadas as condições e os prazos das Cláusulas abaixo, mediante pagamento de prêmio incidente sobre o montante do respectivo Valor Nominal Unitário (ou saldo do respectivo valor nominal unitário, conforme o caso) objeto da Amortização Extraordinária Facultativa ou Resgate Facultativo acrescido da Remuneração, correspondente a 0,20% (vinte centésimos por cento) ao ano, base 360 (trezentos e sessenta) dias, considerando o período entre a data do efetivo pagamento e a Data de Vencimento, calculado conforme fórmula abaixo ("Prêmio"):

Prêmio= VR * (Taxa)*(duc/360)

onde:

VR = valor nominal unitário ou saldo do respectivo valor nominal unitário, conforme o caso, acrescido da remuneração nos termos do item (ii) abaixo.

Taxa = 0,20% a.a. (vinte centésimos por cento ao ano).

duc= quantidade de dias corridos entre a data de pagamento do Resgate Antecipado Facultativo / Amortização Antecipada Facultativa e data de vencimento, considerando um ano de 360 dias corridos.

(ii) O valor da Amortização Extraordinária Facultativa ou do Resgate Facultativo, conforme o caso, devido pela Transportadora Associada de Gás S.A. - TAG. será equivalente ao montante do respectivo Valor Nominal Unitário ou do saldo do respectivo Valor Nominal Unitário, conforme o caso, objeto da amortização ou resgate, conforme o caso, acrescido: (i) da Remuneração, calculada *pro rata temporis*, desde a primeira Data de Integralização das Debêntures, ou da data de pagamento da Remuneração imediatamente anterior, até a data da Amortização Extraordinária Facultativa ou do Resgate Facultativo, conforme o caso; (ii) do Prêmio, conforme aplicável; e (iii) eventuais encargos moratórios que sejam devidos pela Transportadora Associada de Gás S.A. - TAG.

(iii) A Transportadora Associada de Gás S.A. - TAG. deverá comunicar, via notificação individual à totalidade dos Debenturistas, com cópia para o Agente Fiduciário e a B3, ou publicação de aviso aos Debenturistas, nos termos da Escritura, sobre a realização da Amortização Extraordinária Facultativa ou do Resgate Facultativo, conforme o caso, com, no mínimo, 3 (três) dias úteis de antecedência da data estipulada para o pagamento da Amortização Extraordinária Facultativa ou do Resgate Facultativo, conforme o caso. O pagamento das Debêntures amortizadas ou resgatadas será realizado de acordo com os procedimentos adotados pela B3, para as Debêntures custodiadas eletronicamente na B3 ou mediante depósito em conta corrente, conforme indicada por cada Debenturista, no caso de Debêntures que não estejam custodiadas eletronicamente na B3.

(iv) A comunicação mencionada no item (iii) acima deverá conter ao menos: (i) a data para realização da Amortização Extraordinária Facultativa ou do Resgate Facultativo, conforme o caso; (ii) o valor prévio da Amortização Extraordinária Facultativa ou do Resgate Facultativo, conforme o caso, apurado no dia anterior à data da publicação ou envio da notificação; (iii) o percentual do respectivo Valor Nominal Unitário ou do saldo do respectivo Valor Nominal Unitário das Debêntures que será amortizado, na hipótese de Amortização Extraordinária Facultativa, considerando a limitação do item (i) acima; e (iv) quaisquer outras informações necessárias à operacionalização da Amortização Extraordinária Facultativa ou do Resgate Facultativo, conforme o caso.

(v) O pagamento da Amortização Extraordinária Facultativa ou do Resgate Facultativo deverá ser realizado na data indicada na comunicação da Amortização Extraordinária Facultativa ou do Resgate Facultativo e deverá abranger proporcionalmente todas as Debêntures, utilizando-se os procedimentos adotados pela B3 para as Debêntures custodiadas eletronicamente na B3.

(vi) Em caso de Resgate Facultativo, as Debêntures deverão ser canceladas.

(vii) Não será permitido o resgate facultativo parcial das Debêntures.

12.9 Outras informações relevantes

Características dos valores mobiliários

a) Vencimento: As Debêntures vencem em 13.06.2026.

b) Oferta de Resgate Antecipado: A Emissora deverá realizar uma oferta de resgate antecipado das Debêntures, total ou parcial, endereçada a todos os Debenturistas, sem distinção, inclusive em relação às séries ("Oferta de Resgate Obrigatório"), sendo assegurada a todos os Debenturistas igualdade de condições para aceitar o resgate antecipado das Debêntures de que forem titulares, de acordo com os termos e condições previstos nesta Cláusula 5.3 e caso ocorra qualquer uma das seguintes hipóteses:

- recebimento, pela Emissora e/ou pela Companhia, de recursos líquidos decorrentes do produto de prêmio de seguros, ressarcimento de danos ou qualquer outra forma de compensação de prejuízos decorrentes de perda, destruição e/ou dano de qualquer ativo da Emissora e/ou da Companhia, sem que tais recursos sejam utilizados (a) no curso dos negócios das Emissora e/ou da Companhia no prazo de até 1 (um) ano contado do respectivo recebimento ou (b) para restabelecer operações da Companhia no âmbito do "Contrato de Serviço de Transporte Firme de Gás Natural, referente ao Sistema de Transporte GASENE", celebrado, em 10 de novembro de 2008, entre Petrobras, na qualidade de carregadora, e a Companhia, na qualidade de transportadora, conforme aditado ("Contrato de Transporte de Gás Gasene"). Nesse caso, a Oferta de Resgate Obrigatório deverá corresponder ao valor dos recursos líquidos recebidos e não utilizados dividido proporcionalmente de forma pro rata entre o saldo devedor total da dívida decorrente das Debêntures, conforme apurado na data de divulgação do Edital da Oferta de Resgate Obrigatório (conforme definido abaixo), e o saldo devedor dívida decorrente do USD Facility (conforme definido na Escritura), conforme convertido para valores em Reais com base na cotação PTAX do "Dólar dos Estados Unidos" (código 220), divulgada por meio da página da internet do Banco Central do Brasil ("BACEN") sobre taxas de câmbio na opção "Conversão de moeda", utilizando como base a data correspondente ao 2º (segundo) Dia Útil anterior à data de divulgação do Edital da Oferta de Resgate Obrigatório ("Valor de Conversão");
- qualquer venda de ativos, pela Emissora e/ou pela Companhia, cujos recursos líquidos: (a) não sejam usados ou reservados para substituir ativos vendidos ou para investimento em ativos no curso dos negócios da Emissora e/ou da Companhia dentro de até 1 (um) ano, após o recebimento dos recursos; e (b) (x) cujo valor, no mesmo exercício fiscal, individual ou em conjunto, seja igual ou superior a R$ 384.370.000,00 (trezentos e oitenta e quatro milhões e trezentos e setenta mil reais), o qual deverá ser corrigido pela variação acumulada do IPCA anualmente, a partir da Data de Integralização, ou seu equivalente em outras moedas, ou (y) cujo valor, em qualquer período, individual ou em conjunto, seja igual ou superior a R$ 960.925.000,00 (novecentos e sessenta milhões e novecentos e vinte cinco mil reais) o qual deverá ser corrigido pela variação acumulada do IPCA anualmente, a partir da Data de Integralização, ou seu equivalente em outras moedas. Nesse caso, o montante da Oferta de Resgate Obrigatório deverá corresponder ao valor dos recursos líquidos recebidos e não utilizados dividido proporcionalmente de forma pro rata entre o saldo devedor total da dívida decorrente das Debêntures, conforme apurado na data de divulgação do Edital da Oferta de Resgate Obrigatório, e o saldo devedor dívida decorrente do USD Facility (conforme definido na Escritura), conforme convertido para valores em Reais com base no Valor de Conversão;
- caso a Companhia não realize a transferência de recursos da Conta Reserva de Distribuição (conforme definida no Contrato de Cessão Fiduciária Companhia) para a Conta Operacional e/ou para a Conta Movimento (conforme definidas no Contrato de Cessão Fiduciária Companhia) por 3 (três) Datas de Amortização consecutivas em razão da Emissora e/ou a Companhia não ter(em) cumprido as condições para a distribuição de dividendos estabelecidas na Escritura. Nesse caso, o montante da Oferta de Resgate Obrigatório deverá corresponder ao valor do saldo da Conta Reserva de Distribuição dividido proporcionalmente de forma pro rata entre o saldo devedor total da dívida decorrente das Debêntures, conforme apurado na data de divulgação do Edital da Oferta de Resgate Obrigatório, e o saldo devedor dívida decorrente do USD Facility (conforme definido na Escritura), conforme convertido para valores em Reais com base no Valor de Conversão;
- recebimento de recursos decorrentes da rescisão de qualquer Contrato Relevante do Projeto (exceto se o Contrato Relevante do Projeto rescindido tenha sido substituído por outro contrato que, considerado em sua integralidade, não seja materialmente menos favorável à Emissora e/ou à Companhia). Nesse caso, a Oferta de Resgate Obrigatório deverá corresponder ao valor dos recursos líquidos recebidos e não utilizados dividido proporcionalmente de forma pro rata entre o saldo devedor total da dívida decorrente das Debêntures, conforme apurado na data de divulgação do Edital da Oferta de Resgate Obrigatório, e o saldo devedor dívida decorrente do USD Facility (conforme definido na Escritura), conforme convertido para valores em Reais com base no Valor de Conversão;

12.9 Outras informações relevantes

- caso a Emissora e/ou a Companhia contrate novas dívidas que não aquelas permitidas nos termos da Escritura. Nesse caso, a Oferta de Resgate Obrigatório deverá corresponder ao valor do novo endividamento dividido proporcionalmente de forma pro rata entre o saldo devedor total da dívida decorrente das Debêntures, conforme apurado na data de divulgação do Edital da Oferta de Resgate Obrigatório, e o saldo devedor dívida decorrente do USD Facility (conforme definido na Escritura), conforme convertido para valores em Reais com base no Valor de Conversão.

c) Juros: As Debêntures farão jus a juros remuneratórios correspondentes a 100% (cem por cento) da variação acumulada das taxas médias diárias das Taxas DI – Depósitos Interfinanceiros de um dia, Over Extra-Grupo ("Taxas DI"), expressas na forma percentual ao ano, base 252 (duzentos e cinquenta e dois) dias úteis, calculada e divulgada diariamente pela B3 no informativo diário, disponível em sua página na Internet (http://www.b3.com.br), acrescida de spread (sobretaxa) de 1,80% (um inteiro e oitenta centésimos por cento) ao ano, base 252 (duzentos e cinquenta e dois) dias úteis, calculado de forma exponencial e cumulativa pro rata temporis por dias úteis decorridos, incidentes sobre o respectivo Valor Nominal Unitário ou saldo do respectivo Valor Nominal Unitário das Debêntures, conforme o caso, desde a primeira Data de Integralização das Debêntures, ou da data de pagamento da Remuneração imediatamente anterior, até a data de pagamento da Remuneração subsequente

d) Garantia: As Debêntures são da espécie quirografária com garantia real adicional, que inclui:

- alienação fiduciária de 100% (cem por cento) das ações de emissão da Emissora, representativas de 100% (cem por cento) do capital social votante e total da Emissora;

- alienação fiduciária de 90% (noventa por cento) das ações de emissão da TAG, representativas de 90% (noventa por cento) do capital social votante e total da TAG;

- cessão fiduciária, pela Emissora, dos direitos creditórios de sua titularidade emergentes de intercompany loan, bem como de conta corrente de movimentação livre de sua titularidade;

- cessão fiduciária, pela TAG, de todos os direitos creditórios, atuais e futuros, de sua titularidade decorrentes das autorizações para exploração do transporte e armazenamento de gás natural, bem como dos contratos de transporte de gás e de outros direitos e/ou receitas que sejam de sua titularidade, incluindo de contas correntes de movimentação restrita de sua titularidade, e, pela Emissora, de conta corrente de movimentação restrita de sua titularidade;

- cessão condicional, pela TAG, dos seus direitos contratuais decorrentes do Contrato de Administração de Contas e Outras Avenças, celebrado em 25 de maio de 2018, entre a Petrobras, a Companhia e o Banco Santander (Brasil) S.A.; e

- pledge, pela Emissora, de direitos e/ou receitas que sejam de sua titularidade, incluindo contas correntes estrangeiras de movimentação restrita de sua titularidade.

- Fiança corporativa, para a totalidade da dívida, prestada pela TAG.

Para maiores informações sobre as garantias, vide item 7.9 deste formulário.

e) eventuais restrições impostas ao emissor em relação:

- à distribuição de dividendos: a Emissora só poderá distribuir dividendos caso cumpra com as "Condições de Distribuição" presentes na escritura, que incluem:

- ter adimplido com suas obrigações de pagamento no âmbito da Escritura;

- não ter ocorrido qualquer Evento de Inadimplemento previsto na Escritura;

- ter cumprido com o Índice de Cobertura do Serviço da Dívida conforme comprovação da Emissora e/ou da Companhia;

- não terem sido realizadas quaisquer Contribuições de Cura durante os últimos 12 (doze) meses contados do último pagamento do respectivo Valor Nominal Unitário e da Remuneração.

- à alienação de determinados ativos: A Emissora não poderá alienar ativos, exceto aqueles expressamente permitidos pela Escritura.

- à contratação de novas dívidas: Não poderão ser contratadas novas dívidas que não sejam necessárias para o curso normal dos negócios da Emissora, conforme as exceções listadas na Escritura.

- à emissão de novos valores mobiliários: Não se aplica.

- à realização de operações societárias envolvendo o emissor, seus controladores ou controladas: (i) liquidação, dissolução, extinção ou qualquer forma de reorganização societária da Emissora; (ii) liquidação, dissolução, extinção da Emissora; (iii) pedido de recuperação judicial, extrajudicial ou autofalência formulado pela Emissor, independentemente de deferimento do processamento da

12.9 Outras informações relevantes

recuperação ou de sua concessão pelo juiz competente; (iv) requerimento ou decretação de falência contra a Emissora, salvo se o requerimento tiver sido contestado e houver comprovação de depósito elisivo no prazo legal, se aplicável; (v) cisão, fusão, incorporação (inclusive incorporação de ações), ou qualquer tipo de reorganização societária da Emissora por outra sociedade; (viii) redução do capital social da Emissora nos termos do artigo 174 da Lei das Sociedades por ações.

f) Os recursos obtidos por meio da emissão das Debêntures destinam-se a: (i) pagamento do valor referente à aquisição pela Emissora de ações ordinárias nominativas e sem valor nominal de emissão da Transportadora Associada de Gás S.A. ("TAG"), representativas de 90% do capital votante e total da TAG, de acordo com os termos e condições previstos no Contrato de Compra e Venda de Ações e Outras Avenças, datado de 25.04.2019, celebrado entre a Petrobras, a Emissora e, na qualidade de intervenientes anuentes, a TAG, as Acionistas Diretas e a ENGIE Brasil Participações Ltda; (ii) pagamento antecipado integral de todo o saldo em aberto do endividamento contraído pela TAG junto ao BNDES, por meio da realização de um empréstimo subordinado da Emissora para a Companhia; e (iii) pagamento de gastos e despesas relacionados à Oferta Restrita, incluindo os tributos aplicáveis.

g) Agente fiduciário: Simplific Pavarini Distribuidora de Títulos e Valores Mobiliários Ltda.

Principais termos do contrato firmado com o agente fiduciário: (i) Tipo de Emissão: distribuição pública com esforços restritos; (ii) Prazo: 7 anos; (iii) Volume: 14 bilhões; (iv) Condições do serviço: Após a assinatura da escritura da emissão, a Simplific Pavarini compromete-se a exercer a função de agente fiduciário, em conformidade com as disposições constantes na escritura da emissão; (v) Remuneração: Serão devidas parcelas anuais de R$ 32.000,00 (trinta e dois mil reais), sendo o pagamento da primeira delas devido até o 5º (quinto) dia útil após a data de assinatura da escritura de emissão, e as seguintes no dia 15 do mesmo mês, nos anos subsequentes, calculadas pro-rata die, se necessário. Os valores são reajustados anualmente pelo IGPM.

i) As Assembleias Gerais de Debenturistas poderão ser convocadas pelo Agente Fiduciário, pela Emissora, por Debenturistas que representem, no mínimo, 10% (dez por cento), das Debêntures em Circulação da respectiva série, conforme o caso, ou pela CVM.

Condições para alteração dos direitos assegurados por tais valores mobiliários

Os Debenturistas de cada uma das 3 (três) séries poderão, a qualquer tempo, reunir-se em assembleia geral de Debenturistas ("Assembleia Geral de Debenturistas"), a fim de deliberarem sobre matéria de interesse da comunhão de Debenturistas da respectiva série, sendo que poderá ser realizada Assembleia Geral de Debenturistas comum a todas as séries caso possuam a mesma ordem do dia, observado o disposto nesta Escritura de Emissão. A Assembleia Geral de Debenturistas de cada uma das séries pode ser convocada pelo Agente Fiduciário, pela Emissora, por Debenturistas que representem 10% (dez por cento), no mínimo, das Debêntures em Circulação da respectiva série, ou pela CVM.

As Assembleias Gerais de Debenturistas serão convocadas com antecedência mínima de 8 (oito) dias, em primeira convocação. A Assembleia Geral de Debenturistas em segunda convocação somente poderá ser realizada em, no mínimo, 5 (cinco) dias após a data marcada para a instalação da Assembleia em primeira convocação.

A Assembleia Geral de Debenturistas de cada uma das séries instalar-se-á, em primeira convocação, com a presença de Debenturistas que representem a maioria absoluta, no mínimo, das Debêntures em Circulação da respectiva série, e, em segunda convocação, com qualquer número de Debenturistas.

Para efeito da constituição de todos e quaisquer dos quóruns de instalação e/ou deliberação da Assembleia Geral de Debenturistas previstos nesta Escritura, consideram-se: (i) "Debêntures da Primeira Série em Circulação", todas as Debêntures da Primeira Série subscritas, excluídas aquelas mantidas em tesouraria pela Emissora e as de titularidade de empresas Controladas ou coligadas pela Emissora (diretas ou indiretas), Controladoras (ou grupo de Controle) da Emissora, sociedades sob Controle comum, administradores da Emissora, incluindo, mas não se limitando a, pessoas direta ou indiretamente relacionadas a qualquer das pessoas anteriormente mencionadas; (ii) "Debêntures da Segunda Série em Circulação", todas as Debêntures da Segunda Série subscritas, excluídas aquelas mantidas em tesouraria pela Emissora e as de titularidade de empresas Controladas ou coligadas pela Emissora (diretas ou indiretas), Controladoras (ou grupo de Controle) da Emissora, sociedades sob Controle comum, administradores da Emissora, incluindo, mas não se limitando a, pessoas direta ou indiretamente relacionadas a qualquer das pessoas anteriormente mencionadas; e (iii) "Debêntures da Terceira Série em Circulação", todas as Debêntures da Terceira Série subscritas, excluídas aquelas mantidas em tesouraria pela Emissora e as de titularidade de empresas Controladas ou coligadas pela Emissora (diretas ou indiretas), Controladoras (ou grupo de Controle) da Emissora, sociedades sob Controle comum, administradores da Emissora, incluindo, mas não se limitando a, pessoas direta ou indiretamente relacionadas a qualquer das pessoas anteriormente mencionadas. As Debêntures da

12.9 Outras informações relevantes

	Primeira Série em Circulação, em conjunto com as Debêntures da Segunda Série em Circulação e com as Debêntures da Terceira Série em Circulação são denominadas "Debêntures em Circulação". Não obstante ao disposto acima, as deliberações relativas a: (a) alterações relacionadas ao Valor Total da Emissão ou ao respectivo Valor Nominal Unitário, à Remuneração, à não aplicabilidade de atualização monetária às Debêntures, aos Encargos Moratórios e/ou a quaisquer outros valores aplicáveis com relação às Debêntures; (b) alterações de quaisquer datas de pagamento relacionadas às Debêntures, incluindo as Datas de Amortização ou a Data de Vencimento; (c) alterações, liberações ou qualquer forma de renúncia com relação às Garantias e/ou à Fiança Corporativa; (d) alterações de quaisquer quóruns previstos nesta Escritura; (e) alterações de quaisquer Eventos de Inadimplemento; e/ou (f) alterações relacionadas à conversibilidade, espécie, tipo e forma, repactuação ou a quaisquer características da Amortização Extraordinária Facultativa, do Resgate Facultativo ou da Oferta de Resgate Antecipado Obrigatório, deverão contar com aprovação de Debenturistas representando, no mínimo, 90% (noventa por cento) das Debêntures em Circulação da respectiva série, em primeira ou segunda convocação.
Outras informações relevantes	A Transportadora Associada de Gás S.A - TAG é uma sociedade controlada em conjunto pela Companhia, não consolidada nas demonstrações contábeis da Companhia.

Valor mobiliário	**Debêntures**
Identificação do valor mobiliário	**Transportadora Associada de Gás S.A. - TAG. - 1ª Emissão – Série 2**
Data de emissão	13.06.2019
Data de vencimento	13.06.2026
Quantidade (Unidades)	18.000
Pessoas físicas (Unidades)	-
Pessoas jurídicas (Unidades)	3
Investidores institucionais (Unidades)	0
Valor nominal global (Reais)	4.500.000.000,00
Saldo devedor em aberto	2.905.359.835,11
Restrição a circulação	Sim
Descrição da Restrição	90 (noventa) dias da data de cada subscrição ou aquisição pelos Investidores Profissionais, conforme disposto no artigo 13 da Instrução CVM 476. Em 2022 a referida Instrução foi revogada pela Resolução CVM nº 160, de 13 de julho de 2022, contudo esta prevê no seu artigo 100, parágrafo único, que "as ofertas em curso na data de entrada em vigor desta resolução serão regidas, inclusive no que tange às restrições à negociação em mercado secundário dos valores mobiliários ofertados, pelas normas vigentes: I – na data do protocolo do requerimento de registro; ou II – na data em que informado o início da oferta, no caso de ofertas isentas de registro."
Conversibilidade	Não
Possibilidade resgate	Sim
Hipótese e cálculo do valor de resgate	(i) A Transportadora Associada de Gás S.A. - TAG. poderá realizar, a qualquer tempo a partir da primeira data de integralização, a seu exclusivo critério: (a) a amortização extraordinária facultativa, limitada sempre a 98% (noventa e oito por cento) do respectivo Valor Nominal Unitário, que deverá abranger, proporcionalmente, todas as Debêntures ("Amortização Extraordinária Facultativa"); ou (b) o resgate antecipado facultativo da totalidade das Debêntures ("Resgate Facultativo"), em qualquer caso, a partir da obtenção dos recursos líquidos da Emissão, observadas as condições e os prazos das Cláusulas abaixo, mediante pagamento de prêmio incidente sobre o montante do respectivo Valor Nominal Unitário (ou saldo do respectivo valor nominal unitário, conforme o caso) objeto da Amortização Extraordinária Facultativa ou Resgate Facultativo acrescido da Remuneração, correspondente a 0,20% (vinte centésimos por cento) ao ano, base 360 (trezentos e sessenta) dias, considerando o período entre a data do efetivo pagamento e a Data de Vencimento, calculado conforme fórmula abaixo ("Prêmio"): Prêmio= VR * (Taxa)*(duc/360)

12.9 Outras informações relevantes

onde:

VR = valor nominal unitário ou saldo do respectivo valor nominal unitário, conforme o caso, acrescido da remuneração nos termos do item (ii) abaixo.

Taxa = 0,20% a.a. (vinte centésimos por cento ao ano).

duc= quantidade de dias corridos entre a data de pagamento do Resgate Antecipado Facultativo / Amortização Antecipada Facultativa e data de vencimento, considerando um ano de 360 dias corridos.

(ii) O valor da Amortização Extraordinária Facultativa ou do Resgate Facultativo, conforme o caso, devido pela Transportadora Associada de Gás S.A. - TAG. será equivalente ao montante do respectivo valor nominal unitário ou do saldo do respectivo Valor Nominal Unitário, conforme o caso, objeto da amortização ou resgate, conforme o caso, acrescido: (i) da Remuneração, calculada *pro rata temporis*, desde a primeira data de integralização das Debêntures, ou da data de pagamento da Remuneração imediatamente anterior, até a data da Amortização Extraordinária Facultativa ou do Resgate Facultativo, conforme o caso; (ii) do Prêmio, conforme aplicável; e (iii) eventuais encargos moratórios que sejam devidos pela Transportadora Associada de Gás S.A. - TAG.

(iii) A Transportadora Associada de Gás S.A. - TAG. deverá comunicar, via notificação individual à totalidade dos Debenturistas, com cópia para o Agente Fiduciário e a B3, ou publicação de aviso aos Debenturistas, nos termos da Escritura, sobre a realização da Amortização Extraordinária Facultativa ou do Resgate Facultativo, conforme o caso, com, no mínimo, 3 (três) dias úteis de antecedência da data estipulada para o pagamento da Amortização Extraordinária Facultativa ou do Resgate Facultativo, conforme o caso. O pagamento das Debêntures amortizadas ou resgatadas será realizado de acordo com os procedimentos adotados pela B3, para as Debêntures custodiadas eletronicamente na B3 ou mediante depósito em conta corrente, conforme indicada por cada Debenturista, no caso de Debêntures que não estejam custodiadas eletronicamente na B3.

(iv) A comunicação mencionada no item (iii) acima deverá conter ao menos: (i) a data para realização da Amortização Extraordinária Facultativa ou do Resgate Facultativo, conforme o caso; (ii) o valor prévio da Amortização Extraordinária Facultativa ou do Resgate Facultativo, conforme o caso, apurado no dia anterior à data da publicação ou envio da notificação; (iii) o percentual do respectivo Valor Nominal Unitário ou do saldo do respectivo Valor Nominal Unitário das Debêntures que será amortizado, na hipótese de Amortização Extraordinária Facultativa, considerando a limitação do item (i) acima; e (iv) quaisquer outras informações necessárias à operacionalização da Amortização Extraordinária Facultativa ou do Resgate Facultativo, conforme o caso.

(v) O pagamento da Amortização Extraordinária Facultativa ou do Resgate Facultativo deverá ser realizado na data indicada na comunicação da Amortização Extraordinária Facultativa ou do Resgate Facultativo e deverá abranger proporcionalmente todas as Debêntures, utilizando-se os procedimentos adotados pela B3 para as Debêntures custodiadas eletronicamente na B3.

(vi) Em caso de Resgate Facultativo, as Debêntures deverão ser canceladas.

(vii) Não será permitido o resgate facultativo parcial das Debêntures.

Características dos valores mobiliários

a) Vencimento: As Debêntures vencem em 13.06.2026.

b) Oferta de Resgate Antecipado: A Emissora deverá realizar uma oferta de resgate antecipado das Debêntures, total ou parcial, endereçada a todos os Debenturistas, sem distinção, inclusive em relação às séries ("Oferta de Resgate Obrigatório"), sendo assegurada a todos os Debenturistas igualdade de condições para aceitar o resgate antecipado das Debêntures de que forem titulares, de acordo com os termos e condições previstos nesta Cláusula 5.3 e caso ocorra qualquer uma das seguintes hipóteses:

- recebimento, pela Emissora e/ou pela Companhia, de recursos líquidos decorrentes do produto de prêmio de seguros, ressarcimento de danos ou qualquer outra forma de compensação de prejuízos decorrentes de perda, destruição e/ou dano de qualquer ativo da Emissora e/ou da Companhia, sem que tais recursos sejam utilizados (a) no curso dos negócios das Emissora e/ou da Companhia no prazo de até 1 (um) ano contado do respectivo recebimento ou (b) para restabelecer operações da Companhia no âmbito do "Contrato de Serviço de Transporte Firme de Gás Natural, referente ao Sistema de Transporte GASENE", celebrado, em 10 de novembro de 2008, entre Petrobras, na qualidade de carregadora, e a Companhia, na qualidade de transportadora, conforme aditado ("Contrato de Transporte de

12.9 Outras informações relevantes

Gás Gasene"). Nesse caso, a Oferta de Resgate Obrigatório deverá corresponder ao valor dos recursos líquidos recebidos e não utilizados dividido proporcionalmente de forma pro rata entre o saldo devedor total da dívida decorrente das Debêntures, conforme apurado na data de divulgação do Edital da Oferta de Resgate Obrigatório (conforme definido abaixo), e o saldo devedor dívida decorrente do USD Facility (conforme definido na Escritura), conforme convertido para valores em Reais com base na cotação PTAX do "Dólar dos Estados Unidos" (código 220), divulgada por meio da página da internet do Banco Central do Brasil ("BACEN") sobre taxas de câmbio na opção "Conversão de moeda", utilizando como base a data correspondente ao 2º (segundo) Dia Útil anterior à data de divulgação do Edital da Oferta de Resgate Obrigatório ("Valor de Conversão");

- qualquer venda de ativos, pela Emissora e/ou pela Companhia, cujos recursos líquidos: (a) não sejam usados ou reservados para substituir ativos vendidos ou para investimento em ativos no curso dos negócios da Emissora e/ou da Companhia dentro de até 1 (um) ano, após o recebimento dos recursos; e (b) (x) cujo valor, no mesmo exercício fiscal, individual ou em conjunto, seja igual ou superior a R$ 384.370.000,00 (trezentos e oitenta e quatro milhões e trezentos e setenta mil reais), o qual deverá ser corrigido pela variação acumulada do IPCA anualmente, a partir da Data de Integralização, ou seu equivalente em outras moedas, ou (y) cujo valor, em qualquer período, individual ou em conjunto, seja igual ou superior a R$ 960.925.000,00 (novecentos e sessenta milhões e novecentos e vinte cinco mil reais) o qual deverá ser corrigido pela variação acumulada do IPCA anualmente, a partir da Data de Integralização, ou seu equivalente em outras moedas. Nesse caso, o montante da Oferta de Resgate Obrigatório deverá corresponder ao valor dos recursos líquidos recebidos e não utilizados dividido proporcionalmente de forma pro rata entre o saldo devedor total da dívida decorrente das Debêntures, conforme apurado na data de divulgação do Edital da Oferta de Resgate Obrigatório, e o saldo devedor dívida decorrente do USD Facility (conforme definido na Escritura), conforme convertido para valores em Reais com base no Valor de Conversão;
- caso a Companhia não realize a transferência de recursos da Conta Reserva de Distribuição (conforme definida no Contrato de Cessão Fiduciária Companhia) para a Conta Operacional e/ou para a Conta Movimento (conforme definidas no Contrato de Cessão Fiduciária Companhia) por 3 (três) Datas de Amortização consecutivas em razão da Emissora e/ou a Companhia não ter(em) cumprido as condições para a distribuição de dividendos estabelecidas na Escritura. Nesse caso, o montante da Oferta de Resgate Obrigatório deverá corresponder ao valor do saldo da Conta Reserva de Distribuição dividido proporcionalmente de forma pro rata entre o saldo devedor total da dívida decorrente das Debêntures, conforme apurado na data de divulgação do Edital da Oferta de Resgate Obrigatório, e o saldo devedor dívida decorrente do USD Facility (conforme definido na Escritura), conforme convertido para valores em Reais com base no Valor de Conversão;
- recebimento de recursos decorrentes da rescisão de qualquer Contrato Relevante do Projeto (exceto se o Contrato Relevante do Projeto rescindido tenha sido substituído por outro contrato que, considerado em sua integralidade, não seja materialmente menos favorável à Emissora e/ou à Companhia). Nesse caso, a Oferta de Resgate Obrigatório deverá corresponder ao valor dos recursos líquidos recebidos e não utilizados dividido proporcionalmente de forma pro rata entre o saldo devedor total da dívida decorrente das Debêntures, conforme apurado na data de divulgação do Edital da Oferta de Resgate Obrigatório, e o saldo devedor dívida decorrente do USD Facility (conforme definido na Escritura), conforme convertido para valores em Reais com base no Valor de Conversão;
- caso a Emissora e/ou a Companhia contrate novas dívidas que não aquelas permitidas nos termos da Escritura. Nesse caso, a Oferta de Resgate Obrigatório deverá corresponder ao valor do novo endividamento dividido proporcionalmente de forma pro rata entre o saldo devedor total da dívida decorrente das Debêntures, conforme apurado na data de divulgação do Edital da Oferta de Resgate Obrigatório, e o saldo devedor dívida decorrente do USD Facility (conforme definido na Escritura), conforme convertido para valores em Reais com base no Valor de Conversão.

c) Juros: As Debêntures farão jus a juros remuneratórios correspondentes a 100% (cem por cento) da variação acumulada das taxas médias diárias das Taxas DI – Depósitos Interfinanceiros de um dia, Over Extra-Grupo ("Taxas DI"), expressas na forma percentual ao ano, base 252 (duzentos e cinquenta e dois) dias úteis, calculada e divulgada diariamente pela B3 no informativo diário, disponível em sua página na Internet (http://www.b3.com.br), acrescida de spread (sobretaxa) de 1,80% (um inteiro e oitenta centésimos por cento) ao ano, base 252 (duzentos e cinquenta e dois) dias úteis, calculado de forma exponencial e cumulativa pro rata temporis por dias úteis decorridos, incidentes sobre o respectivo Valor Nominal Unitário ou saldo do respectivo Valor Nominal Unitário das Debêntures,

12.9 Outras informações relevantes

conforme o caso, desde a primeira Data de Integralização das Debêntures, ou da data de pagamento da Remuneração imediatamente anterior, até a data de pagamento da Remuneração subsequente

d) Garantia: As Debêntures são da espécie quirografária com garantia real adicional, que inclui:

- alienação fiduciária de 100% (cem por cento) das ações de emissão da Emissora, representativas de 100% (cem por cento) do capital social votante e total da Emissora;

- alienação fiduciária de 90% (noventa por cento) das ações de emissão da TAG, representativas de 90% (noventa por cento) do capital social votante e total da TAG;

- cessão fiduciária, pela Emissora, dos direitos creditórios de sua titularidade emergentes de intercompany loan, bem como de conta corrente de movimentação livre de sua titularidade;

- cessão fiduciária, pela TAG, de todos os direitos creditórios, atuais e futuros, de sua titularidade decorrentes das autorizações para exploração do transporte e armazenamento de gás natural, bem como dos contratos de transporte de gás e de outros direitos e/ou receitas que sejam de sua titularidade, incluindo de contas correntes de movimentação restrita de sua titularidade, e, pela Emissora, de conta corrente de movimentação restrita de sua titularidade;

- cessão condicional, pela TAG, dos seus direitos contratuais decorrentes do Contrato de Administração de Contas e Outras Avenças, celebrado em 25 de maio de 2018, entre a Petrobras, a Companhia e o Banco Santander (Brasil) S.A.; e

- pledge, pela Emissora, de direitos e/ou receitas que sejam de sua titularidade, incluindo contas correntes estrangeiras de movimentação restrita de sua titularidade.

- Fiança corporativa, para a totalidade da dívida, prestada pela TAG.

Para maiores informações sobre as garantias, vide item 7.9 deste formulário.e) eventuais restrições impostas ao emissor em relação:

- à distribuição de dividendos: a Emissora só poderá distribuir dividendos caso cumpra com as "Condições de Distribuição" presentes na escritura, que incluem:

- ter adimplido com suas obrigações de pagamento no âmbito da Escritura;

- não ter ocorrido qualquer Evento de Inadimplemento previsto na Escritura;

- ter cumprido com o Índice de Cobertura do Serviço da Dívida conforme comprovação da Emissora e/ou da Companhia;

- não terem sido realizadas quaisquer Contribuições de Cura durante os últimos 12 (doze) meses contados do último pagamento do respectivo Valor Nominal Unitário e da Remuneração;

- à alienação de determinados ativos: A Emissora não poderá alienar ativos, exceto aqueles expressamente permitidos pela Escritura.

- à contratação de novas dívidas: Não poderão ser contratadas novas dívidas que não sejam necessárias para o curso normal dos negócios da Emissora, conforme as exceções listadas na escritura.

- à emissão de novos valores mobiliários: Não se aplica.

- à realização de operações societárias envolvendo o emissor, seus controladores ou controladas: (i) liquidação, dissolução, extinção ou qualquer forma de reorganização societária da Emissora; (ii) liquidação, dissolução, extinção da Emissora; (iii) pedido de recuperação judicial, extrajudicial ou autofalência formulado pela Emissor, independentemente de deferimento do processamento da recuperação ou de sua concessão pelo juiz competente; (iv) requerimento ou decretação de falência contra a Emissora, salvo se o requerimento tiver sido contestado e houver comprovação de depósito elisivo no prazo legal, se aplicável; (v) cisão, fusão, incorporação (inclusive incorporação de ações), ou qualquer tipo de reorganização societária da Emissora por outra sociedade; (viii) redução do capital social da Emissora nos termos do artigo 174 da Lei das Sociedades por ações.

f) Os recursos obtidos por meio da emissão das Debêntures destinam-se a: (i) pagamento do valor referente à aquisição pela Emissora de ações ordinárias nominativas e sem valor nominal de emissão da Transportadora Associada de Gás S.A. ("TAG"), representativas de 90% do capital votante e total da TAG, de acordo com os termos e condições previstos no Contrato de Compra e Venda de Ações e Outras Avenças, datado de 25.04.2019, celebrado entre a Petrobras, a Emissora e, na qualidade de intervenientes anuentes, a TAG, as Acionistas Diretas e a ENGIE Brasil Participações Ltda; (ii) pagamento antecipado integral de todo o saldo em aberto do endividamento contraído pela TAG junto ao BNDES, por meio da realização de um empréstimo subordinado da Emissora para a Companhia; e (iii) pagamento de gastos e despesas relacionados à Oferta Restrita, incluindo os tributos aplicáveis.

12.9 Outras informações relevantes

	g) Agente fiduciário: Simplific Pavarini Distribuidora de Títulos e Valores Mobiliários Ltda. Principais termos do contrato firmado com o agente fiduciário: (i) Tipo de Emissão: distribuição pública com esforços restritos; (ii) Prazo: 7 anos; (iii) Volume: 14 bilhões; (iv) Condições do serviço: Após a assinatura da escritura da emissão, a Simplific Pavarini compromete-se a exercer a função de agente fiduciário, em conformidade com as disposições constantes na escritura da emissão; (v) Remuneração: Serão devidas parcelas anuais de R$ 32.000,00 (trinta e dois mil reais), sendo o pagamento da primeira delas devido até o 5º (quinto) dia útil após a data de assinatura da escritura de emissão, e as seguintes no dia 15 do mesmo mês, nos anos subsequentes, calculadas pro-rata die, se necessário. Os valores são reajustados anualmente pelo IGPM. i) As Assembleias Gerais de Debenturistas poderão ser convocadas pelo Agente Fiduciário, pela Emissora, por Debenturistas que representem, no mínimo, 10% (dez por cento), das Debêntures em Circulação da respectiva série, conforme o caso, ou pela CVM.
Condições para alteração dos direitos assegurados por tais valores mobiliários	Os Debenturistas de cada uma das 3 (três) séries poderão, a qualquer tempo, reunir-se em assembleia geral de Debenturistas ("Assembleia Geral de Debenturistas"), a fim de deliberarem sobre matéria de interesse da comunhão de Debenturistas da respectiva série, sendo que poderá ser realizada Assembleia Geral de Debenturistas comum a todas as séries caso possuam a mesma ordem do dia, observado o disposto nesta Escritura de Emissão. A Assembleia Geral de Debenturistas de cada uma das séries pode ser convocada pelo Agente Fiduciário, pela Emissora, por Debenturistas que representem 10% (dez por cento), no mínimo, das Debêntures em Circulação da respectiva série, ou pela CVM. As Assembleias Gerais de Debenturistas serão convocadas com antecedência mínima de 8 (oito) dias, em primeira convocação. A Assembleia Geral de Debenturistas em segunda convocação somente poderá ser realizada em, no mínimo, 5 (cinco) dias após a data marcada para a instalação da Assembleia em primeira convocação. A Assembleia Geral de Debenturistas de cada uma das séries instalar-se-á, em primeira convocação, com a presença de Debenturistas que representem a maioria absoluta, no mínimo, das Debêntures em Circulação da respectiva série, e, em segunda convocação, com qualquer número de Debenturistas. Para efeito da constituição de todos e quaisquer dos quóruns de instalação e/ou deliberação da Assembleia Geral de Debenturistas previstos nesta Escritura, consideram-se: (i) "Debêntures da Primeira Série em Circulação", todas as Debêntures da Primeira Série subscritas, excluídas aquelas mantidas em tesouraria pela Emissora e as de titularidade de empresas Controladas ou coligadas pela Emissora (diretas ou indiretas), Controladoras (ou grupo de Controle) da Emissora, sociedades sob Controle comum, administradores da Emissora, incluindo, mas não se limitando a, pessoas direta ou indiretamente relacionadas a qualquer das pessoas anteriormente mencionadas; (ii) "Debêntures da Segunda Série em Circulação", todas as Debêntures da Segunda Série subscritas, excluídas aquelas mantidas em tesouraria pela Emissora e as de titularidade de empresas Controladas ou coligadas pela Emissora (diretas ou indiretas), Controladoras (ou grupo de Controle) da Emissora, sociedades sob Controle comum, administradores da Emissora, incluindo, mas não se limitando a, pessoas direta ou indiretamente relacionadas a qualquer das pessoas anteriormente mencionadas; e (iii) "Debêntures da Terceira Série em Circulação", todas as Debêntures da Terceira Série subscritas, excluídas aquelas mantidas em tesouraria pela Emissora e as de titularidade de empresas Controladas ou coligadas pela Emissora (diretas ou indiretas), Controladoras (ou grupo de Controle) da Emissora, sociedades sob Controle comum, administradores da Emissora, incluindo, mas não se limitando a, pessoas direta ou indiretamente relacionadas a qualquer das pessoas anteriormente mencionadas. As Debêntures da Primeira Série em Circulação, em conjunto com as Debêntures da Segunda Série em Circulação e com as Debêntures da Terceira Série em Circulação são denominadas "Debêntures em Circulação". Não obstante ao disposto acima, as deliberações relativas a: (a) alterações relacionadas ao Valor Total da Emissão ou ao respectivo Valor Nominal Unitário, à Remuneração, à não aplicabilidade de atualização monetária às Debêntures, aos Encargos Moratórios e/ou a quaisquer outros valores aplicáveis com relação às Debêntures; (b) alterações de quaisquer datas de pagamento relacionadas às Debêntures, incluindo as Datas de Amortização ou a Data de Vencimento; (c) alterações, liberações ou qualquer forma de renúncia com relação às Garantias e/ou à Fiança Corporativa; (d) alterações de quaisquer quóruns previstos nesta Escritura; (e) alterações de quaisquer Eventos de Inadimplemento; e/ou (f) alterações relacionadas à conversibilidade, espécie, tipo e forma, repactuação ou a quaisquer características da Amortização Extraordinária Facultativa, do Resgate Facultativo ou da Oferta de Resgate Antecipado Obrigatório, deverão contar com aprovação de Debenturistas representando, no mínimo, 90% (noventa por cento) das Debêntures em Circulação da respectiva série, em primeira ou segunda convocação.
Outras informações relevantes	A Transportadora Associada de Gás S.A - TAG é uma sociedade controlada em conjunto pela Companhia, não consolidada nas demonstrações contábeis da Companhia.

12.9 Outras informações relevantes

Valor mobiliário	Debêntures
Identificação do valor mobiliário	**Transportadora Associada de Gás S.A. - TAG. - 1ª Emissão – Série 3**
Data de emissão	13.06.2019
Data de vencimento	13.06.2026
Quantidade (Unidades)	6.000
Pessoas físicas (Unidades)	-
Pessoas jurídicas (Unidades)	3
Investidores institucionais (Unidades)	0
Valor nominal global (Reais)	6.000.000.000,00
Saldo devedor em aberto	3.873.813.113,48
Restrição a circulação	Sim
Descrição da Restrição	90 (noventa) dias da data de cada subscrição ou aquisição pelos Investidores Profissionais, conforme disposto no artigo 13 da Instrução CVM 476. Em 2022 a referida Instrução foi revogada pela Resolução CVM nº 160, de 13 de julho de 2022, contudo esta prevê no seu artigo 100, parágrafo único, que "as ofertas em curso na data de entrada em vigor desta resolução serão regidas, inclusive no que tange às restrições à negociação em mercado secundário dos valores mobiliários ofertados, pelas normas vigentes: I – na data do protocolo do requerimento de registro; ou II – na data em que informado o início da oferta, no caso de ofertas isentas de registro."
Conversibilidade	Não
Possibilidade resgate	Sim
Hipótese e cálculo do valor de resgate	(i) A Transportadora Associada de Gás S.A. - TAG. poderá realizar, a qualquer tempo a partir da primeira data de integralização, a seu exclusivo critério: (a) a amortização extraordinária facultativa, limitada sempre a 98% (noventa e oito por cento) do respectivo Valor Nominal Unitário, que deverá abranger, proporcionalmente, todas as Debêntures ("Amortização Extraordinária Facultativa"); ou (b) o resgate antecipado facultativo da totalidade das Debêntures ("Resgate Facultativo"), em qualquer caso, a partir da obtenção dos recursos líquidos da Emissão, observadas as condições e os prazos das Cláusulas abaixo, mediante pagamento de prêmio incidente sobre o montante do respectivo Valor Nominal Unitário (ou saldo do respectivo valor nominal unitário, conforme o caso) objeto da Amortização Extraordinária Facultativa ou Resgate Facultativo acrescido da Remuneração, correspondente a 0,20% (vinte centésimos por cento) ao ano, base 360 (trezentos e sessenta) dias, considerando o período entre a data do efetivo pagamento e a Data de Vencimento, calculado conforme fórmula abaixo ("Prêmio"): Prêmio= VR * (Taxa)*(duc/360) onde: VR = valor nominal unitário ou saldo do respectivo valor nominal unitário, conforme o caso, acrescido da remuneração nos termos do item (ii) abaixo. Taxa = 0,20% a.a. (vinte centésimos por cento ao ano). duc= quantidade de dias corridos entre a data de pagamento do Resgate Antecipado Facultativo / Amortização Antecipada Facultativa e data de vencimento, considerando um ano de 360 dias corridos. (ii) O valor da Amortização Extraordinária Facultativa ou do Resgate Facultativo, conforme o caso, devido pela Transportadora Associada de Gás S.A. - TAG. será equivalente ao montante do respectivo valor nominal unitário ou do saldo do respectivo Valor Nominal Unitário, conforme o caso, objeto da amortização ou resgate, conforme o caso, acrescido: (i) da Remuneração, calculada *pro rata temporis*, desde a primeira data de integralização das Debêntures, ou da data de pagamento da Remuneração imediatamente anterior, até a data da Amortização Extraordinária Facultativa ou do Resgate Facultativo, conforme o caso; (ii) do Prêmio, conforme aplicável; e (iii) eventuais encargos moratórios que sejam devidos pela Transportadora Associada de Gás S.A. - TAG. (iii) A Transportadora Associada de Gás S.A. - TAG. deverá comunicar, via notificação individual à totalidade dos Debenturistas, com cópia para o Agente Fiduciário e a B3, ou publicação de

12.9 Outras informações relevantes

aviso aos Debenturistas, nos termos da Escritura, sobre a realização da Amortização Extraordinária Facultativa ou do Resgate Facultativo, conforme o caso, com, no mínimo, 3 (três) dias úteis de antecedência da data estipulada para o pagamento da Amortização Extraordinária Facultativa ou do Resgate Facultativo, conforme o caso. O pagamento das Debêntures amortizadas ou resgatadas será realizado de acordo com os procedimentos adotados pela B3, para as Debêntures custodiadas eletronicamente na B3 ou mediante depósito em conta corrente, conforme indicada por cada Debenturista, no caso de Debêntures que não estejam custodiadas eletronicamente na B3.

(iv) A comunicação mencionada no item (iii) acima deverá conter ao menos: (i) a data para realização da Amortização Extraordinária Facultativa ou do Resgate Facultativo, conforme o caso; (ii) o valor prévio da Amortização Extraordinária Facultativa ou do Resgate Facultativo, conforme o caso, apurado no dia anterior à data da publicação ou envio da notificação; (iii) o percentual do respectivo Valor Nominal Unitário ou do saldo do respectivo Valor Nominal Unitário das Debêntures que será amortizado, na hipótese de Amortização Extraordinária Facultativa, considerando a limitação do item (i) acima; e (iv) quaisquer outras informações necessárias à operacionalização da Amortização Extraordinária Facultativa ou do Resgate Facultativo, conforme o caso.

(v) O pagamento da Amortização Extraordinária Facultativa ou do Resgate Facultativo deverá ser realizado na data indicada na comunicação da Amortização Extraordinária Facultativa ou do Resgate Facultativo e deverá abranger proporcionalmente todas as Debêntures, utilizando-se os procedimentos adotados pela B3 para as Debêntures custodiadas eletronicamente na B3.

(vi) Em caso de Resgate Facultativo, as Debêntures deverão ser canceladas.

(vii) Não será permitido o resgate facultativo parcial das Debêntures.

Características dos valores mobiliários

a) Vencimento: As Debêntures vencem em 13.06.2026.

b) Oferta de Resgate Antecipado: A Emissora deverá realizar uma oferta de resgate antecipado das Debêntures, total ou parcial, endereçada a todos os Debenturistas, sem distinção, inclusive em relação às séries ("Oferta de Resgate Obrigatório"), sendo assegurada a todos os Debenturistas igualdade de condições para aceitar o resgate antecipado das Debêntures de que forem titulares, de acordo com os termos e condições previstos nesta Cláusula 5.3 e caso ocorra qualquer uma das seguintes hipóteses:

- recebimento, pela Emissora e/ou pela Companhia, de recursos líquidos decorrentes do produto de prêmio de seguros, ressarcimento de danos ou qualquer outra forma de compensação de prejuízos decorrentes de perda, destruição e/ou dano de qualquer ativo da Emissora e/ou da Companhia, sem que tais recursos sejam utilizados (a) no curso dos negócios das Emissora e/ou da Companhia no prazo de até 1 (um) ano contado do respectivo recebimento ou (b) para restabelecer operações da Companhia no âmbito do "Contrato de Serviço de Transporte Firme de Gás Natural, referente ao Sistema de Transporte GASENE", celebrado, em 10 de novembro de 2008, entre Petrobras, na qualidade de carregadora, e a Companhia, na qualidade de transportadora, conforme aditado ("Contrato de Transporte de Gás Gasene"). Nesse caso, a Oferta de Resgate Obrigatório deverá corresponder ao valor dos recursos líquidos recebidos e não utilizados dividido proporcionalmente de forma pro rata entre o saldo devedor total da dívida decorrente das Debêntures, conforme apurado na data de divulgação do Edital da Oferta de Resgate Obrigatório (conforme definido abaixo), e o saldo devedor dívida decorrente do USD Facility (conforme definido na Escritura), conforme convertido para valores em Reais com base na cotação PTAX do "Dólar dos Estados Unidos" (código 220), divulgada por meio da página da internet do Banco Central do Brasil ("BACEN") sobre taxas de câmbio na opção "Conversão de moeda", utilizando como base a data correspondente ao 2º (segundo) Dia Útil anterior à data de divulgação do Edital da Oferta de Resgate Obrigatório ("Valor de Conversão");
- qualquer venda de ativos, pela Emissora e/ou pela Companhia, cujos recursos líquidos: (a) não sejam usados ou reservados para substituir ativos vendidos ou para investimento em ativos no curso dos negócios da Emissora e/ou da Companhia dentro de até 1 (um) ano, após o recebimento dos recursos; e (b) (x) cujo valor, no mesmo exercício fiscal, individual ou em conjunto, seja igual ou superior a R$ 384.370.000,00 (trezentos e oitenta e quatro milhões e trezentos e setenta mil reais), o qual deverá ser corrigido pela variação acumulada do IPCA anualmente, a partir da Data de Integralização, ou seu equivalente em outras moedas, ou (y) cujo valor, em qualquer período, individual ou em conjunto, seja igual ou superior a R$ 960.925.000,00 (novecentos e sessenta milhões e novecentos e vinte cinco mil reais) o qual deverá ser corrigido pela variação acumulada do IPCA anualmente, a partir da Data de Integralização, ou seu equivalente em outras moedas. Nesse caso, o montante da Oferta de

12.9 Outras informações relevantes

Resgate Obrigatório deverá corresponder ao valor dos recursos líquidos recebidos e não utilizados dividido proporcionalmente de forma pro rata entre o saldo devedor total da dívida decorrente das Debêntures, conforme apurado na data de divulgação do Edital da Oferta de Resgate Obrigatório, e o saldo devedor dívida decorrente do USD Facility (conforme definido na Escritura), conforme convertido para valores em Reais com base no Valor de Conversão;

- caso a Companhia não realize a transferência de recursos da Conta Reserva de Distribuição (conforme definida no Contrato de Cessão Fiduciária Companhia) para a Conta Operacional e/ou para a Conta Movimento (conforme definidas no Contrato de Cessão Fiduciária Companhia) por 3 (três) Datas de Amortização consecutivas em razão da Emissora e/ou a Companhia não ter(em) cumprido as condições para a distribuição de dividendos estabelecidas na Escritura. Nesse caso, o montante da Oferta de Resgate Obrigatório deverá corresponder ao valor do saldo da Conta Reserva de Distribuição dividido proporcionalmente de forma pro rata entre o saldo devedor total da dívida decorrente das Debêntures, conforme apurado na data de divulgação do Edital da Oferta de Resgate Obrigatório, e o saldo devedor dívida decorrente do USD Facility (conforme definido na Escritura), conforme convertido para valores em Reais com base no Valor de Conversão;

- recebimento de recursos decorrentes da rescisão de qualquer Contrato Relevante do Projeto (exceto se o Contrato Relevante do Projeto rescindido tenha sido substituído por outro contrato que, considerado em sua integralidade, não seja materialmente menos favorável à Emissora e/ou à Companhia). Nesse caso, a Oferta de Resgate Obrigatório deverá corresponder ao valor dos recursos líquidos recebidos e não utilizados dividido proporcionalmente de forma pro rata entre o saldo devedor total da dívida decorrente das Debêntures, conforme apurado na data de divulgação do Edital da Oferta de Resgate Obrigatório, e o saldo devedor dívida decorrente do USD Facility (conforme definido na Escritura), conforme convertido para valores em Reais com base no Valor de Conversão;

- caso a Emissora e/ou a Companhia contrate novas dívidas que não aquelas permitidas nos termos da Escritura. Nesse caso, a Oferta de Resgate Obrigatório deverá corresponder ao valor do novo endividamento dividido proporcionalmente de forma pro rata entre o saldo devedor total da dívida decorrente das Debêntures, conforme apurado na data de divulgação do Edital da Oferta de Resgate Obrigatório, e o saldo devedor dívida decorrente do USD Facility (conforme definido na Escritura), conforme convertido para valores em Reais com base no Valor de Conversão;

c) Juros: As Debêntures farão jus a juros remuneratórios correspondentes a 100% (cem por cento) da variação acumulada das taxas médias diárias das Taxas DI – Depósitos Interfinanceiros de um dia, Over Extra-Grupo ("Taxas DI"), expressas na forma percentual ao ano, base 252 (duzentos e cinquenta e dois) dias úteis, calculada e divulgada diariamente pela B3 no informativo diário, disponível em sua página na Internet (http://www.b3.com.br), acrescida de spread (sobretaxa) de 1,80% (um inteiro e oitenta centésimos por cento) ao ano, base 252 (duzentos e cinquenta e dois) dias úteis, calculado de forma exponencial e cumulativa pro rata temporis por dias úteis decorridos, incidentes sobre o respectivo Valor Nominal Unitário ou saldo do respectivo Valor Nominal Unitário das Debêntures, conforme o caso, desde a primeira Data de Integralização das Debêntures, ou da data de pagamento da Remuneração imediatamente anterior, até a data de pagamento da Remuneração subsequente.

d) Garantia: As Debêntures são da espécie quirografária com garantia real adicional, que inclui:

- alienação fiduciária de 100% (cem por cento) das ações de emissão da Emissora, representativas de 100% (cem por cento) do capital social votante e total da Emissora;

- alienação fiduciária de 90% (noventa por cento) das ações de emissão da TAG, representativas de 90% (noventa por cento) do capital social votante e total da TAG;

- cessão fiduciária, pela Emissora, dos direitos creditórios de sua titularidade emergentes de intercompany loan, bem como de conta corrente de movimentação livre de sua titularidade;

- cessão fiduciária, pela TAG, de todos os direitos creditórios, atuais e futuros, de sua titularidade decorrentes das autorizações para exploração do transporte e armazenamento de gás natural, bem como dos contratos de transporte de gás e de outros direitos e/ou receitas que sejam de sua titularidade, incluindo de contas correntes de movimentação restrita de sua titularidade, e, pela Emissora, de conta corrente de movimentação restrita de sua titularidade;

- cessão condicional, pela TAG, dos seus direitos contratuais decorrentes do Contrato de Administração de Contas e Outras Avenças, celebrado em 25 de maio de 2018, entre a Petrobras, a Companhia e o Banco Santander (Brasil) S.A.; e

12.9 Outras informações relevantes

- pledge, pela Emissora, de direitos e/ou receitas que sejam de sua titularidade, incluindo contas correntes estrangeiras de movimentação restrita de sua titularidade.

- Fiança corporativa, para a totalidade da dívida, prestada pela TAG.

Para maiores informações sobre as garantias, vide item 7.9 deste formulário.

e) eventuais restrições impostas ao emissor em relação:

- à distribuição de dividendos: a Emissora só poderá distribuir dividendos caso cumpra com as "Condições de Distribuição" presentes na escritura, que incluem:

- ter adimplido com suas obrigações de pagamento no âmbito da Escritura;

- não ter ocorrido qualquer Evento de Inadimplemento previsto na Escritura;

- ter cumprido com o Índice de Cobertura do Serviço da Dívida conforme comprovação da Emissora e/ou da Companhia;

- não terem sido realizadas quaisquer Contribuições de Cura durante os últimos 12 (doze) meses contados do último pagamento do respectivo Valor Nominal Unitário e da Remuneração;

- à alienação de determinados ativos: A Emissora não poderá alienar ativos, exceto aqueles expressamente permitidos pela Escritura.

- à contratação de novas dívidas: Não poderão ser contratadas novas dívidas que não sejam necessárias para o curso normal dos negócios da Emissora, conforme as exceções listadas na escritura.

- à emissão de novos valores mobiliários: Não se aplica.

- à realização de operações societárias envolvendo o emissor, seus controladores ou controladas: (i) liquidação, dissolução, extinção ou qualquer forma de reorganização societária da Emissora; (ii) liquidação, dissolução, extinção da Emissora; (iii) pedido de recuperação judicial, extrajudicial ou autofalência formulado pela Emissor, independentemente de deferimento do processamento da recuperação ou de sua concessão pelo juiz competente; (iv) requerimento ou decretação de falência contra a Emissora, salvo se o requerimento tiver sido contestado e houver comprovação de depósito elisivo no prazo legal, se aplicável; (v) cisão, fusão, incorporação (inclusive incorporação de ações), ou qualquer tipo de reorganização societária da Emissora por outra sociedade; (viii) redução do capital social da Emissora nos termos do artigo 174 da Lei das Sociedades por ações.

f) Os recursos obtidos por meio da emissão das Debêntures destinam-se a: (i) pagamento do valor referente à aquisição pela Emissora de ações ordinárias nominativas e sem valor nominal de emissão da Transportadora Associada de Gás S.A. ("TAG"), representativas de 90% do capital votante e total da TAG, de acordo com os termos e condições previstos no Contrato de Compra e Venda de Ações e Outras Avenças, datado de 25.04.2019, celebrado entre a Petrobras, a Emissora e, na qualidade de intervenientes anuentes, a TAG, as Acionistas Diretas e a ENGIE Brasil Participações Ltda; (ii) pagamento antecipado integral de todo o saldo em aberto do endividamento contraído pela TAG junto ao BNDES, por meio da realização de um empréstimo subordinado da Emissora para a Companhia; e (iii) pagamento de gastos e despesas relacionados à Oferta Restrita, incluindo os tributos aplicáveis.

g) Agente fiduciário: Simplific Pavarini Distribuidora de Títulos e Valores Mobiliários Ltda.

Principais termos do contrato firmado com o agente fiduciário: (i) Tipo de Emissão: distribuição pública com esforços restritos; (ii) Prazo: 7 anos; (iii) Volume: 14 bilhões; (iv) Condições do serviço: Após a assinatura da escritura da emissão, a Simplific Pavarini compromete-se a exercer a função de agente fiduciário, em conformidade com as disposições constantes na escritura da emissão; (v) Remuneração: Serão devidas parcelas anuais de R$ 32.000,00 (trinta e dois mil reais), sendo o pagamento da primeira delas devido até o 5º (quinto) dia útil após a data de assinatura da escritura de emissão, e as seguintes no dia 15 do mesmo mês, nos anos subsequentes, e os seguintes no mesmo dia dos anos subsequentes, calculadas pro-rata die, se necessário. Os valores são reajustados anualmente pelo IGPM.

i) As Assembleias Gerais de Debenturistas poderão ser convocadas pelo Agente Fiduciário, pela Emissora, por Debenturistas que representem, no mínimo, 10% (dez por cento), das Debêntures em Circulação da respectiva série, conforme o caso, ou pela CVM.

Condições para alteração dos direitos assegurados por tais valores mobiliários

Os Debenturistas de cada uma das 3 (três) séries poderão, a qualquer tempo, reunir-se em assembleia geral de Debenturistas ("Assembleia Geral de Debenturistas"), a fim de deliberarem sobre matéria de interesse da comunhão de Debenturistas da respectiva série, sendo que poderá ser realizada Assembleia Geral de Debenturistas comum a todas as séries caso possuam a mesma ordem do dia, observado o disposto nesta Escritura de Emissão. A Assembleia Geral de Debenturistas de cada uma das séries pode ser convocada pelo Agente Fiduciário, pela Emissora, por Debenturistas que

12.9 Outras informações relevantes

	representem 10% (dez por cento), no mínimo, das Debêntures em Circulação da respectiva série, ou pela CVM. As Assembleias Gerais de Debenturistas serão convocadas com antecedência mínima de 8 (oito) dias, em primeira convocação. A Assembleia Geral de Debenturistas em segunda convocação somente poderá ser realizada em, no mínimo, 5 (cinco) dias após a data marcada para a instalação da Assembleia em primeira convocação. A Assembleia Geral de Debenturistas de cada uma das séries instalar-se-á, em primeira convocação, com a presença de Debenturistas que representem a maioria absoluta, no mínimo, das Debêntures em Circulação da respectiva série, e, em segunda convocação, com qualquer número de Debenturistas. Para efeito da constituição de todos e quaisquer dos quóruns de instalação e/ou deliberação da Assembleia Geral de Debenturistas previstos nesta Escritura, consideram-se: (i) "Debêntures da Primeira Série em Circulação", todas as Debêntures da Primeira Série subscritas, excluídas aquelas mantidas em tesouraria pela Emissora e as de titularidade de empresas Controladas ou coligadas pela Emissora (diretas ou indiretas), Controladoras (ou grupo de Controle) da Emissora, sociedades sob Controle comum, administradores da Emissora, incluindo, mas não se limitando a, pessoas direta ou indiretamente relacionadas a qualquer das pessoas anteriormente mencionadas; (ii) "Debêntures da Segunda Série em Circulação", todas as Debêntures da Segunda Série subscritas, excluídas aquelas mantidas em tesouraria pela Emissora e as de titularidade de empresas Controladas ou coligadas pela Emissora (diretas ou indiretas), Controladoras (ou grupo de Controle) da Emissora, sociedades sob Controle comum, administradores da Emissora, incluindo, mas não se limitando a, pessoas direta ou indiretamente relacionadas a qualquer das pessoas anteriormente mencionadas; e (iii) "Debêntures da Terceira Série em Circulação", todas as Debêntures da Terceira Série subscritas, excluídas aquelas mantidas em tesouraria pela Emissora e as de titularidade de empresas Controladas ou coligadas pela Emissora (diretas ou indiretas), Controladoras (ou grupo de Controle) da Emissora, sociedades sob Controle comum, administradores da Emissora, incluindo, mas não se limitando a, pessoas direta ou indiretamente relacionadas a qualquer das pessoas anteriormente mencionadas. As Debêntures da Primeira Série em Circulação, em conjunto com as Debêntures da Segunda Série em Circulação e com as Debêntures da Terceira Série em Circulação são denominadas "Debêntures em Circulação". Não obstante ao disposto acima, as deliberações relativas a: (a) alterações relacionadas ao Valor Total da Emissão ou ao respectivo Valor Nominal Unitário, à Remuneração, à não aplicabilidade de atualização monetária às Debêntures, aos Encargos Moratórios e/ou a quaisquer outros valores aplicáveis com relação às Debêntures; (b) alterações de quaisquer datas de pagamento relacionadas às Debêntures, incluindo as Datas de Amortização ou a Data de Vencimento; (c) alterações, liberações ou qualquer forma de renúncia com relação às Garantias e/ou à Fiança Corporativa; (d) alterações de quaisquer quóruns previstos nesta Escritura; (e) alterações de quaisquer Eventos de Inadimplemento; e/ou (f) alterações relacionadas à conversibilidade, espécie, tipo e forma, repactuação ou a quaisquer características da Amortização Extraordinária Facultativa, do Resgate Facultativo ou da Oferta de Resgate Antecipado Obrigatório, deverão contar com aprovação de Debenturistas representando, no mínimo, 90% (noventa por cento) das Debêntures em Circulação da respectiva série, em primeira ou segunda convocação.
Outras informações relevantes	A Transportadora Associada de Gás S.A - TAG é uma sociedade controlada em conjunto pela Companhia, não consolidada nas demonstrações contábeis da Companhia.

- **Informações complementares ao item 12.4 "*Número de titulares de cada tipo de valor mobiliário descrito no item 12.3, conforme apurado no final do exercício anterior*"**

Número de titulares de debêntures de emissão da Companhia em 30 de setembro de 2023:

Valor mobiliário	Pessoas Físicas	Pessoas Jurídicas	Investidores Institucionais
Debêntures	31.055	440	0

13.1 Identificação dos Responsáveis pelo Conteúdo do FRE

Nome do responsável pelo conteúdo do formulário	Cargo do responsável	Status	Justificativa
Eduardo Antonio Gori Sattamini	Diretor Presidente/Relações com Investidores	Registrado	

13.1 Declaração do diretor presidente

Eu, **EDUARDO ANTONIO GORI SATTAMINI**, brasileiro, casado, economista, portador da carteira de identidade nº 04748820-0-IFP/RJ, inscrito no CPF/MF sob nº 821.111.117-91, na condição de Diretor Presidente da **ENGIE BRASIL ENERGIA S.A.**, declaro que para fins de atendimento ao disposto no item 13.1 do Anexo C da Resolução CVM nº 80, de 29 de março de 2022 e suas alterações, que:

a. revi o formulário de referência;
b. todas as informações contidas no formulário atendem ao disposto na Resolução CVM nº 80, em especial aos arts. 15 a 20; e
c. as informações nele contidas retratam de modo verdadeiro, preciso e completo as atividades do emissor e dos riscos inerentes às suas atividades.

Diretor Presidente

13.1 Declaração do diretor presidente/relações com investidores

As declarações do Diretor Presidente e Diretor de Relações com Investidores foram contempladas nos itens 13.1 e 13.2, respectivamente.