Índice

1. Atividades do emissor
1.1 Histórico do emissor 1
1.2 Descrição das principais atividades do emissor e de suas controladas 3
1.3 Informações relacionadas aos segmentos operacionais 5
1.4 Produção/Comercialização/Mercados 7
1.5 Principais clientes 18
1.6 Efeitos relevantes da regulação estatal 19
1.7 Receitas relevantes no país sede do emissor e no exterior 48
1.8 Efeitos relevantes de regulação estrangeira 49
1.9 Informações ambientais sociais e de governança corporativa (ASG) 50
1.10 Informações de sociedade de economia mista 54
1.11 Aquisição ou alienação de ativo relevante 55
1.12 Operações societárias/Aumento ou redução de capital 56
1.13 Acordos de acionistas 57
1.14 Alterações significativas na condução dos negócios 58
1.15 Contratos relevantes celebrados pelo emissor e suas controladas 59
1.16 Outras informações relevantes 60
2. Comentário dos diretores
2.1 Condições financeiras e patrimoniais 61
2.2 Resultados operacional e financeiro 93
2.3 Mudanças nas práticas contábeis/Opiniões modificadas e ênfases 100
2.4 Efeitos relevantes nas DFs 101
2.5 Medições não contábeis 106
2.6 Eventos subsequentes as DFs 112
2.7 Destinação de resultados 114
2.8 Itens relevantes não evidenciados nas DFs 116
2.9 Comentários sobre itens não evidenciados 117
2.10 Planos de negócios 118
2.11 Outros fatores que influenciaram de maneira relevantes o desempenho operacional 126
3. Projeções
3.1 Projeções divulgadas e premissas 127
3.2 Acompanhamento das projeções 129

Índice

4. Fatores de risco
4.1 Descrição dos fatores de risco 131
4.2 Indicação dos 5 (cinco) principais fatores de risco 162
4.3 Descrição dos principais riscos de mercado 163
4.4 Processos não sigilosos relevantes 166
4.5 Valor total provisionado dos processos não sigilosos relevantes 184
4.6 Processos sigilosos relevantes 185
4.7 Outras contingências relevantes 186
5. Política de gerenciamento de riscos e controles internos
5.1 Descrição do gerenciamento de riscos e riscos de mercado 187
5.2 Descrição dos controles internos 190
5.3 Programa de integridade 193
5.4 Alterações significativas 196
5.5 Outras informações relevantes 197
6. Controle e grupo econômico
6.1/2 Posição acionária 198
6.3 Distribuição de capital 208
6.4 Participação em sociedades 209
6.5 Organograma dos acionistas e do grupo econômico 210
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 219
7.2 Informações relacionadas ao conselho de administração 220
7.3 Composição e experiências profissionais da administração e do conselho fiscal 224
7.4 Composição dos comitês 252
7.5 Relações familiares 269
7.6 Relações de subordinação, prestação de serviço ou controle 270
7.7 Acordos/seguros de administradores 278
7.8 Outras informações relevantes 279
8. Remuneração dos administradores
8.1 Política ou prática de remuneração 282

Índice

8.2 Remuneração total por órgão 288
8.3 Remuneração variável 292
8.4 Plano de remuneração baseado em ações 294
8.5 Remuneração baseada em ações (Opções de compra de ações) 296
8.6 Outorga de opções de compra de ações 297
8.7 Opções em aberto 298
8.8 Opções exercidas e ações entregues 299
8.9 Diluição potencial por outorga de ações 300
8.10 Outorga de ações 301
8.11 Ações entregues 302
8.12 Precificação das ações/opções 303
8.13 Participações detidas por órgão 304
8.14 Planos de previdência 305
8.15 Remuneração mínima, média e máxima 306
8.16 Mecanismos de remuneração/indenização 310
8.17 Percentual partes relacionadas na remuneração 311
8.18 Remuneração - Outras funções 312
8.18 Remuneração - Outras funções (Estruturado) 313
8.19 Remuneração reconhecida do controlador/controlada 314
8.19 Remuneração reconhecida do controlador/controlada (Estruturado) 315
8.20 Outras informações relevantes 316
9. Auditores
9.1 / 9.2 Identificação e remuneração 317
9.3 Independência e conflito de interesses dos auditores 319
9.4 Outras informações relevantes 320
10. Recursos humanos
10.1A Descrição dos recursos humanos 321
10.1 Descrição dos recursos humanos 323
10.2 Alterações relevantes 324
10.3 Políticas e práticas de remuneração dos empregados 325
10.3(d) Políticas e práticas de remuneração dos empregados 326
10.4 Relações entre emissor e sindicatos 327

Índice

10.5 Outras informações relevantes 328
11. Transações com partes relacionadas
11.1 Regras, políticas e práticas 329
11.2 Transações com partes relacionadas 332
11.2 Itens 'n.' e 'o.' 349
11.3 Outras informações relevantes 350
12. Capital social e Valores mobiliários
12.1 Informações sobre o capital social 351
12.2 Emissores estrangeiros - Direitos e regras 352
12.3 Outros valores mobiliários emitidos no Brasil 353
12.4 Número de titulares de valores mobiliários 388
12.5 Mercados de negociação no Brasil 389
12.6 Negociação em mercados estrangeiros 390
12.7 Títulos emitidos no exterior 391
12.8 Destinação de recursos de ofertas públicas 392
12.9 Outras informações relevantes 394
13. Responsáveis pelo formulário
13.1 Identificação dos Responsáveis pelo Conteúdo do FRE 395
13.1 Declaração do diretor presidente 396
13.1 Declaração do diretor de relações com investidores 398
13.2 Identificação dos Responsáveis pelo Conteúdo do FRE, em caso de alteração dos Responsáveis após a Entrega Anual 400
13.2 Declaração do diretor de relações com investidores 401

1.1 Histórico do emissor

A ENGIE Brasil Energia S.A. surge em 1998 como resultado da privatização de parte dos ativos da Eletrosul, subsidiária regional da Eletrobras destinada ao abastecimento energético dos Estados do Mato Grosso do Sul, Paraná, de Santa Catarina, e do Rio Grande do Sul, que foram incluídos 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").

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 ENGIE (conforme definido abaixo), 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. ("Tractebel").

Em 16 de novembro de 2005, a Tractebel aderiu ao Novo Mercado, nível mais alto de governança do 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 julho de 2016, a denominação social da Tractebel 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 código anterior "TBLE3". No balcão norte-americano o código passou a ser "EGIEY".

A Companhia e suas controladas, em conjunto com seus controladores diretos e indiretos: (i) ENGIE Brasil Participações Ltda.; (ii) International Power S.A.; (iii) GDF SUEZ IP Luxembourg S.A.R.L; (iv) International Power (Zebra) Limited; (v) International Power Ltd.; (vi) Electrabel S.A.; e (vii) ENGIE S.A. ("Grupo ENGIE"), conforme constam no item 6.5 deste Formulário de Referência, compõem o grupo econômico do qual a Companhia faz parte.

Alinhada à estratégia de negócios do Grupo ENGIE, a Companhia vem, desde 2015, direcionando as suas atividades para a geração de energia renovável, transporte de gás natural e infraestrutura de transmissão de energia elétrica. Em maio de 2023, a Companhia atingiu a descarbonização completa de seu portfólio com a conclusão da operação de venda da Usina Termelétrica Pampa Sul, seu último ativo de geração de energia a carvão, materializando assim a estratégia de se tornar uma geradora de energia vindas de fontes 100% renováveis.

Ao final de 2023, a Companhia realizou um ajuste de posicionamento estratégico, de maneira a ampliar o foco nas atividades do setor de energia elétrica por meio da venda de suas ações na TAG para a Caisse de Dépôt et Placement du Québec ("CDPQ"), permanecendo o Grupo ENGIE com 50% do capital social total da transportadora. Este movimento redirecionou os investimentos em geração e transmissão de energia, sendo uma ótima oportunidade para, simultaneamente, implementar uma rotação de ativos, gerando valor adicional por meio de novos projetos, sem aumentar a pressão sobre a alavancagem, os *ratings* e o *payout* da Companhia.

1.1 Histórico do emissor

Visando as estratégias de expansão do Grupo ENGIE, em março de 2024 a ENGIE Brasil Energias Complementares Participações Ltda. ("EBECP"), controlada direta da Companhia, concluiu a aquisição da totalidade das ações de emissão dos Conjuntos Fotovoltaicos Juazeiro, São Pedro, Sol do Futuro, Sertão Solar Barreiras e Lar do Sol, que passaram a integrar o portfólio da Companhia. Para mais informações sobre as referidas operações, ver item 1.12 deste Formulário de Referência.

A Companhia arrematou o Lote 1 no Leilão de Transmissão 02/2024. Nomeado como Graúna, o referido lote contempla a implantação de seis linhas de transmissão, totalizando cerca de 780 quilômetros de extensão, duas novas subestações e um seccionamento, além da continuidade na prestação de serviços de quatro linhas (totalizando 163 quilômetros) e duas subestações existentes. Para mais informações, ver item 1.4 deste Formulário de Referência.

Em outubro de 2024, a Companhia iniciou as obras de implantação do Sistema de Transmissão Asa Branca, que percorrerá os Estados da Bahia, Minas Gerais e Espírito Santo, com cerca de 1.000 km de linhas de transmissão, incluindo a ampliação de cinco subestações associadas.

A Companhia passou a integrar o S&P *Global Sustainability Yearbook* 2025, figurando entre as seis empresas do setor elétrico líderes em sustentabilidade no mundo - chancelando seu comprometimento e efetividade de suas práticas ambientais, sociais e de governança. Adicionalmente, a Companhia também passou a integrar o *Dow Jones Best in Class Emerging Markets Index*, anteriormente nominado *Dow Jones Sustainability Index Emerging Markets*, que compreende líderes de sustentabilidade em mercado emergentes, identificados pelo S&P Global por meio do questionário *2024 Corporate Sustainability Assessment* ("CSA").

1.2 Descrição das principais atividades do emissor e de 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, transmissão, e *trading* de energia elétrica. Estas atividades são regulamentadas pela Agência Nacional de Energia Elétrica ("Aneel").

- **Geração:** é o principal negócio da Companhia e compreende as atividades de geração e comercialização de energia elétrica do portfólio (hidrelétrica e complementares - centrais eólicas, solares, biomassa e Pequenas Centrais Hidrelétricas ("PCH")). Na área de comercialização, compra e vende energia convencional e incentivada, mantendo clientes em todo o território nacional.
- **Transmissão:** a Companhia é a responsável primária pela construção, instalação e operação das infraestruturas relacionadas à concessão de transmissão de energia elétrica, tais como linhas de transmissão, subestações, transformadores, isoladores e demais equipamentos.
- ***Trading*:** este segmento visa auferir resultados por meio de transações direcionais de compra e venda de energia, que podem ser realizadas no mercado de curto ou médio prazo, respeitando os limites de risco pré-estabelecidos. As atividades deste segmento são realizadas pelas controladas ENGIE Trading Comercializadora de Energia Ltda. ("ENGIE Trading") e ENGIE Brasil Comercializadora de Energia Ltda. ("EBC").

A Companhia possui ainda investimentos no segmento de **transporte de gás**, regulado pela Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis ("ANP"), por meio de participação societária na TAG, empresa que conta com uma infraestrutura de mais 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.

Adicionalmente, para apoiar a descarbonização de clientes do Ambiente de Contratação Livre ("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").

Para conhecer as empresas controladas pela Companhia, consulte o item 6.5 deste Formulário de Referência.

Objeto Social

A Companhia tem por objeto social: (i) realizar estudos, projetos, construção e operação de usinas produtoras e sistemas de transmissão de energia elétrica, bem como a realização de atos de empresa decorrentes dessas atividades, tais como a comercialização de energia elétrica, no atacado e no varejo; (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

Segmentos de atuação e portfólio de ativos

A seguir apresenta-se a abrangência dos segmentos de atuação da Companhia no território brasileiro em 31 de março de 2025:

GERAÇÃO

120 usinas operadas, sendo 11 hidrelétricas e 109 complementares

9.915,7 MW capacidade instalada própria

TRANSMISSÃO

3 sistemas de transmissão

2.709 km de linhas em operação

TRADING

399,7 GWh de energia vendida no 1T25

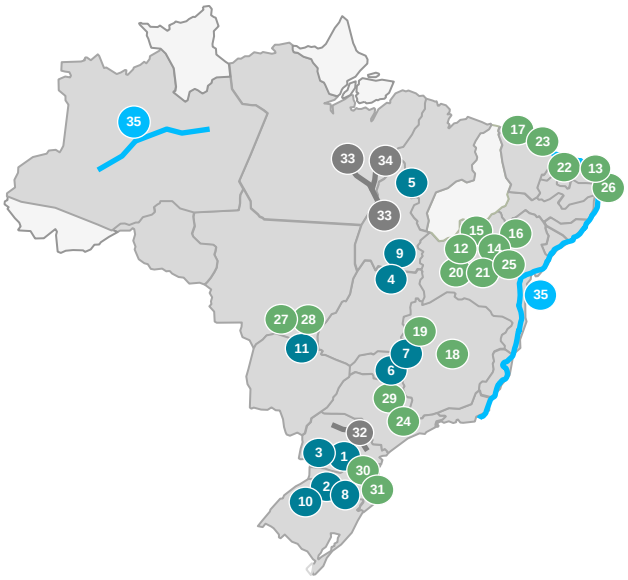
4,0% do total do segmento de geração

TRANSPORTE DE GÁS

17,5% de participação societária na TAG

Mais de 4.500 km de gasodutos em operação

Localização dos ativos em operação



1	Salto Santiago	19	Conjunto Paracatu
2	Itá	20	Conjunto Juazeiro
3	Salto Osório	21	Conjunto Sertão Solar
4	Cana Brava	22	Conjunto Floresta
5	Estreito	23	Conjunto Sol do Futuro
6	Jaguara	24	Ferrari
7	Miranda	25	Conjunto São Pedro
8	Machadinho	26	Assú V
9	São Salvador	27	Rondonópolis
10	Passo Fundo	28	José G. da Rocha
11	Ponte de Pedra	29	Ibitiúva
12	Conjunto Serra do Assuruá	30	Nova Aurora
13	Conjunto Santo Agostinho I	31	Tubarão
14	Conjunto Campo Largo II	32	Gralha Azul
15	Conjunto Umburanas	33	Novo Estado
16	Conjunto Campo Largo I	34	Gavião Real
17	Conjunto Trairi	35	Transportadora Associada de Gás (TAG)
18	Conjunto Lar do Sol		

1.3 Informações relacionadas aos segmentos operacionais

a. Produtos e serviços comercializados

Os segmentos operacionais da Companhia refletem sua gestão e a sua estrutura organizacional e de acompanhamento de resultados. 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 serem alocados ao segmento e avaliar seu desempenho. Contudo, a participação da Companhia na controlada em conjunto é contabilizada nas demonstrações financeiras 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 três meses findo em 31 de março de				Exercício social encerrado em 31 de dezembro de					
	2025		2024		2024		2023		2022	
Segmento	Receita líquida	% do total	Receita líquida	% do total	Receita líquida	% do total	Receita líquida	% do total	Receita líquida	% do total
Geração	2.275	75,5%	2.254	86,4%	9.410	83,8%	9.174	85,4%	9.512	79,9%
Transmissão	691	22,9%	301	11,5%	1.521	13,6%	1.135	10,6%	1.703	14,3%
Trading	47	1,6%	54	2,1%	288	2,6%	439	4,1%	685	5,7%
Painéis solares	-	-	-	-	-	-	-	-	7	0,1%
Transporte de gás[1]	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Receita Operacional Líquida	**3.013**	**100,0%**	**2.609**	**100,0%**	**11.219**	**100,0%**	**10.748**	**100,0%**	**11.907**	**100,0%**

[1] Não foram apresentadas receitas do segmento de transporte de gás uma vez que este é oriundo da controlada em conjunto TAG e o resultado desta é reconhecido nas demonstrações financeiras da Companhia com base no método de equivalência patrimonial.

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

(Em R$ milhões, exceto %)	Período de três meses findo em 31 de março de				Exercício social encerrado em 31 de dezembro de					
	2025		2024		2024		2023		2022	
Segmento[1]	Resultado operacional	% do total	Resultado operacional	% do total	Resultado operacional	% do total	Resultado operacional	% do total	Resultado operacional	% do total
Geração	1.211	70,4%	1.162	39,8%	4.679	60,9%	4.621	72,7%	4.467	77,1%
Transmissão	345	20,0%	249	8,5%	965	12,6%	746	11,7%	571	9,8%
Trading	(1)	-0,1%	(3)	-0,1%	(12)	-0,2%	-	-	10	0,2%
Painéis solares	-	-	-	-	-	-	-	-	26	0,4%
Transporte de gás[2]	167	9,7%	1.512	51,8%	2.050	26,7%	993	15,6%	727	12,5%
Lucro antes do Resultado Financeiro e dos Tributos	**1.722**	**100,0%**	**2.920**	**100,0%**	**7.682**	**100,0%**	**6.360**	**100,0%**	**5.801**	**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 financeiras da Companhia com base no método de equivalência patrimonial.

1.4 Produção/Comercialização/Mercados

a. Características do processo de produção

Geração de energia elétrica

O Parque Gerador da Companhia é composto por usinas hidrelétricas, pequenas centrais hidrelétricas, eólicas, solar fotovoltaicas e termelétricas movidas a biomassa. Estas usinas estão localizadas nos Estados da Bahia, Ceará, Goiás, Maranhão, Mato Grosso, Mato Grosso do Sul, Minas Gerais, Paraná, Santa Catarina, São Paulo, Tocantins, Rio Grande do Norte, e Rio Grande do Sul. Todas as Usinas da Companhia contam com as autorizações e outorgas de concessão para funcionamento em vigência.

Em 31 de março de 2025 o parque gerador em operação da Companhia era composto por 120 usinas, sendo que a totalidade da capacidade instalada de 116 pertencia integralmente à Companhia, de forma direta ou indireta, por meio de suas controladas, enquanto em 4 usinas são comercialmente exploradas pela Companhia por meio de parcerias com outras empresas (Usina Hidrelétrica Itá, Machadinho e Estreito e da Usina Termelétrica Ibitiúva).

A capacidade instalada total operada em 31 de março de 2025 – considerando as usinas sob controle direto e indireto da Companhia e a totalidade da energia das usinas em consórcio – totaliza 11.625,5 MW, dos quais 69,9% são oriundos de hidrelétricas e 30,1% de usinas cuja energia é proveniente de fontes complementares.

- **Geração Hidrelétrica:** a geração de energia 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 e à demanda de energia. 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.
- **Geração Eólica:** a energia é gerada por meio de aerogeradores que utilizam a força do vento para a geração de energia. A geração de energia eólica é considerada uma fonte de energia renovável e limpa.
- **Geração Solar Fotovoltaica:** esta geração ocorre por meio de um sistema de placas fotovoltaicas, que captam a luz solar e iniciam o processo de transformação em energia elétrica. Quando as partículas de luz solar (fótons) colidem com o material semicondutor das placas fotovoltaicas, os elétrons desse material entram em movimento, gerando eletricidade.
- **Geração Termelétrica a Biomassa:** as usinas termelétricas produzem energia 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. A Companhia possui apenas usinas termelétricas a biomassa que dispensam o uso de combustíveis fósseis e são abastecidas por bagaço de cana-de-açúcar.
- **Geração Pequena Central Hidrelétrica:** usinas hidrelétricas de pequeno porte com potência superior a 5.000 kW e igual ou inferior a 30.000 kW e com reservatório cuja área seja de até 13 Km^2, excluindo a calha do leito regular do rio.

1.4 Produção/Comercialização/Mercados

Abaixo a Companhia detalha a localização, capacidade instalada, garantia física e início da operação de seu Parque Gerador em 31 de março de 2025:

Usina	Tipo	Localização	Capacidade Instalada (MW)		Garantia Física[1] (MW médios)		Início da operação (ano)
			Total	Parte da Cia.	Total	Parte da Cia.	
Itá [2]	Hidrelétrica	Rio Uruguai (SC e RS)	1.450,0	1.126,9	704,5	528,7	2000
Salto Santiago	Hidrelétrica	Rio Iguaçu (PR)	1.420,0	1.420,0	702,2	702,2	1980
Machadinho [2]	Hidrelétrica	Rio Uruguai (SC e RS)	1.140,0	414,8	519,8	143,7	2002
Salto Osório	Hidrelétrica	Rio Iguaçu (PR)	1.103,7	1.103,7	487,3	487,3	1975
Estreito [2]	Hidrelétrica	Rio Tocantins (TO e MA)	1.087,0	435,6	609,1	244,1	2011
Cana Brava	Hidrelétrica	Rio Tocantins (GO)	450,0	450,0	247,8	247,8	2002
Jaguara	Hidrelétrica	Rio Grande (SP e MG)	424,0	424,0	324,0	324,0	1971
Miranda	Hidrelétrica	Rio Araguari (MG)	408,0	408,0	188,3	188,3	1998
São Salvador	Hidrelétrica	Rio Tocantins (TO)	243,2	243,2	140,8	140,8	2009
Passo Fundo	Hidrelétrica	Rio Passo Fundo (RS)	226,0	226,0	107,5	107,5	1973
Ponte de Pedra	Hidrelétrica	Rio Correntes (MT)	176,1	176,1	127,6	127,6	2005
Subtotal - Hidrelétricas			**8.128,0**	**6.428,3**	**4.158,9**	**3.242,0**	
Conjunto Serra do Assuruá	Eólica	Gentio do Ouro (BA)	666,0	666,0	334,0	334,0	2024
Conjunto Santo Agostinho – Fase I	Eólica	Lajes e Pedro Avelino (RN)	434,0	434,0	224,2	224,2	2023
Conjunto Eólico Campo Largo II	Eólica	Umburanas (BA)	361,2	361,2	192,5	192,5	2021
Conjunto Eólico Umburanas – Fase I	Eólica	Umburanas (BA)	360,0	360,0	213,3	213,3	2019
Conjunto Eólico Campo Largo I	Eólica	Umburanas (BA)	326,7	326,7	166,5	166,5	2018
Conjunto Eólico Trairí	Eólica	Trairi (CE)	212,6	212,6	97,2	97,2	2013
Tubarão P&D 2	Eólica	Tubarão (SC)	4,2	4,2	0,0	0,0	2022
Tubarão P&D	Eólica	Tubarão (SC)	2,1	2,1	0,3	0,3	2015
Conjunto Lar do Sol [3]	Solar	Pirapora (MG)	198,0	198,0	53,0	53,0	2023
Conjunto Assú Sol	Solar	Assú (RN)	171,6	171,6	52,9	52,9	2025
Conjunto Fotovoltaico Paracatu	Solar	Paracatu (MG)	132,0	132,0	34,0	34,0	2019
Conjunto Juazeiro	Solar	Juazeiro (BA)	120,0	120,0	34,8	34,8	2019
Conjunto Sertão Solar	Solar	Barreiras (BA)	94,6	94,6	26,1	26,1	2019
Conjunto Fotovoltaico Floresta	Solar	Areia Branca (RN)	86,0	86,0	25,1	25,1	2017
Conjunto Sol do Futuro	Solar	Aquiraz (CE)	81,0	81,0	16,2	16,2	2019
Conjunto São Pedro	Solar	Bom Jesus da Lapa (BA)	54,0	54,0	16,0	16,0	2018
Assú V	Solar	Assú (RN)	34,0	34,0	9,2	9,2	2017
Nova Aurora	Solar	Tubarão (SC)	3,0	3,0	0,2	0,2	2014
Ferrari Termoelétrica	Biomassa	Pirassununga (SP)	72,5	72,5	25,6	25,6	2009
Ibitiúva Bioenergética [2]	Biomassa	Pitangueiras (SP)	33,0	22,9	16,7	11,6	2010
Rondonópolis	PCH	Ribeirão Ponte de Pedra (MT)	26,6	26,6	14,0	14,0	2007
José Gelázio da Rocha	PCH	Ribeirão Ponte de Pedra (MT)	24,4	24,4	11,9	11,9	2007
Subtotal - Complementares			**3.497,5**	**3.487,4**	**1.563,7**	**1.558,6**	
Total			**11.625,5**	**9.915,7**	**5.722,6**	**4.800,6**	

(1) Participação em consórcio. (2) Para centrais geradoras com potência igual ou inferior a 5 MW o instrumento legal aplicável é o registro. (3) A usina Lar do Sol não possui garantia física declarada, portanto sua capacidade comercial é baseada na geração prevista.

1.4 Produção/Comercialização/Mercados

Para mais informações sobre concessões e autorizações para a geração de energia, vide item 1.6.(a) deste Formulário de Referência.

Cumpre destacar que o montante de geração hidrelétrica da Companhia não resulta necessariamente em alteração do seu desempenho econômico-financeiro. Isso se deve à aplicação do Mecanismo de Realocação de Energia ("MRE"), apresentado no item 1.6 deste Formulário de Referência, que compartilha os riscos hidrológicos inerentes à geração hidrelétrica entre seus participantes. Abaixo a Companhia detalhada a geração bruta de seu Parque Gerador:

Usina	Geração bruta medida (GWh)	
	31.03.2025	31.03.2024
Itá (1)	1.156	2.522
Salto Santiago	2.451	2.325
Machadinho (1)	835	1.871
Salto Osório	1.578	1.533
Estreito (1)	1.365	1.761
Cana Brava	418	662
Jaguara	428	715
Miranda	347	391
São Salvador	266	405
Passo Fundo	330	411
Ponte de Pedra	330	298
Subtotal - Hidrelétricas	**9.504**	**12.894**
Conjunto Eólico Umburanas	283	260
Conjunto Eólico Campo Largo 2	290	247
Conjunto Eólico Campo Largo	231	192
Conjunto Eólico Santo Agostinho	271	110
Conjunto Eólico Trairí	70	110
Conjunto Eólico Serra do Assuruá	432	-
Conjunto Fotovoltaico Lar do Sol	98	-
Conjunto Fotovoltaico Juazeiro	52	-
Conjunto Fotovoltaico Paracatu	61	44
Conjunto Fotovoltaico Floresta	37	44
Conjunto Fotovoltaico Barreiras	41	-
Conjunto Fotovoltaico Sol do Futuro	27	-
Conjunto Fotovoltaico São Pedro	18	-
Conjunto Fotovoltaico Assú V	17	20
Conjunto Fotovoltaico Assú Sol	155	0
Conjunto Fotovoltaico Tubarão P&D 2	1	1
Conjunto Fotovoltaico Nova Aurora	-	1
Ferrari Termoelétrica	-	-
Ibitiúva Bioenergética (1)	10	2
Lages Bioenergética	-	-
PCH Rondonópolis	24	17
PCH José Gelazio da Rocha	23	16
Subtotal - Complementares	**2.141**	**1.064**
Total	**11.645**	**13.958**

(1) Participação em consórcio.

1.4 Produção/Comercialização/Mercados

Em 31 de março de 2025

A geração total de energia da Companhia, no período de 3 (três) meses encerrado em 31 de março de 2025, foi de 11.645 GWh (5.391 MW médios), uma redução de 16,6% em comparação ao mesmo período de 2024. Do total gerado, as usinas hidrelétricas contribuíram com 9.504 GWh (4.400 MW médios), enquanto as usinas complementares geraram 2.141 GWh (991 MW médios). Esses números representam uma queda de 26,3% na geração das hidrelétricas e um aumento de 101,3% nas complementares, em relação ao mesmo período de 2024.

A redução na geração das hidrelétricas no período de 3 (três) meses encerrado em 31 de março de 2025, comparada ao mesmo período do ano anterior, está associada às condições meteorológicas menos favoráveis, com menor volume de chuvas nas principais bacias hidrográficas do país. Esse cenário impactou diretamente na disponibilidade hídrica para operação das usinas da Companhia.

Para a bacia do Rio Tocantins, além do período úmido se apresentar abaixo da média, outro fator relevante que contribuiu para a redução na geração foi o incidente ocorrido com a ponte Juscelino Kubitschek de Oliveira, em dezembro de 2024, localizada a cerca de 3 km a jusante da Usina Hidrelétrica Estreito, que conecta os municípios de Aguiarnópolis (TO) e Estreito (MA). A queda da estrutura interferiu na operação da usina, que teve sua geração limitada no período de 3 (três) meses encerrado em 31 de março de 2025, de modo a viabilizar o acesso e as operações de resgate realizadas pelos bombeiros no local.

O aumento na geração das usinas complementares, no período de 3 (três) meses encerrado em 31 de março de 2025, foi impulsionado pela conclusão da entrada em operação do Conjunto Eólico Santo Agostinho, pela reconstrução da Usina Fotovoltaica Paracatu 4, pela entrada em operação parcial dos conjuntos Eólico Serra do Assuruá e Fotovoltaico Assú Sol, e pela aquisição dos Conjuntos Fotovoltaicos Juazeiro, Sertão Solar, Sol do Futuro, São Pedro e Lar do Sol, em março de 2024.

Outro fator relevante para a geração das usinas complementares, no período de 3 (três) meses encerrado em 31 de março de 2025, foi a queda da linha de transmissão Xingú/Estreito de 800kV, ocorrida entre 22 de janeiro e 13 de fevereiro de 2025, evento que limitou significativamente a geração das usinas complementares localizadas na Região Nordeste, devido à incapacidade do sistema de escoar a energia para outras regiões.

Cumpre destacar que uma redução da geração hidrelétrica da Companhia não resulta necessariamente em deterioração do seu desempenho econômico-financeiro. Da mesma maneira, o aumento desse tipo de geração não implica obrigatoriamente em melhoria 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.

As usinas operadas pela Companhia atingiram índice de disponibilidade de 96,6%, que considera as paradas programadas e forçadas, sendo 96,6% nas usinas hidrelétricas, 91,7% nas usinas eólicas, e 93,8% nas usinas fotovoltaicas.

1.4 Produção/Comercialização/Mercados

Em 31 de março de 2024

A geração total de energia da Companhia, no período de 3 (três) meses encerrado em 31 de março de 2024, foi 13.958 GWh (6.391 MW médios, resultado 53,2% (51,6% em MW médios) superior à produção do 1T23, desconsiderando a geração da Usina Termelétrica Pampa Sul, em razão da sua venda em maio de 2023.

Do total gerado, as usinas hidrelétricas foram responsáveis por 12.894 GWh (5.904 MW médios) e as complementares por 1.064 GWh (487 MW médios). Esses resultados representam elevação de 66,3% na geração das usinas hidrelétricas e redução de 21,6% na geração das complementares, em comparação ao mesmo período de 2023.

Transmissão de energia

A Companhia ingressou no segmento de transmissão em 2017 ao arrematar seu primeiro lote de linhas de transmissão em leilão promovido pela Aneel. O prazo de concessão do serviço inclui o licenciamento, construção, operação e manutenção das instalações de linhas de transmissão. A função das transmissoras é transportar a energia elétrica gerada para grandes centros consumidores. Abaixo a Companhia detalha a localização e extensão de suas concessões e as autorizações para transmissão de energia elétrica:

Linha de Transmissão	Localização	Extensão	Subestações Próprias
Gralha Azul	Paraná	909 km	5
Novo Estado	Pará e Tocantins	1.800 km	1
Gavião Real	Pará	-	-
Asa Branca(1)	Bahia, Espírito Santo e Minas Gerais	1.000 km	-
Graúna(1)	Espírito Santo, Minas Gerais, Paraná, Santa Catarina e São Paulo	780 km	-

(1) Projeto em implantação.

Para mais informações sobre concessões e autorizações para a transmissão de energia, vide item 1.6.(a) deste Formulário de Referência.

A Companhia apresentou alto desempenho operacional dos seus ativos de transmissão Gralha Azul, Novo Estado e Gavião Real, com um índice de disponibilidade total de 99,98% no período de 3 (três) meses encerrado em 31 de março de 2025. Os ativos de transmissão têm apresentado resultados de performance operacional de excelência desde sua entrada em operação comercial.

Arrematado no Leilão de Transmissão 01/2023, promovido pela Aneel, o Lote 5 foi nomeado como Asa Branca e contará com cerca de 1.000 quilômetros de extensão. Localizado nos Estados da Bahia, Minas Gerais e Espírito Santo, o empreendimento prevê a implantação de quatro linhas de transmissão de 500 kV em circuito simples. O prazo de concessão do serviço público de transmissão, incluindo o licenciamento, a construção, a operação e a manutenção das instalações de transmissão, será de 30 anos, contados a partir da data da assinatura do contrato de concessão, que ocorreu em 29 de setembro de 2023.

1.4 Produção/Comercialização/Mercados

A Companhia arrematou o Lote 1 no Leilão de Transmissão 02/2024, promovido pela Aneel, oferecendo um deságio de 48,14% sobre a Receita Anual Permitida ("RAP") máxima. Nomeado como Graúna, o referido lote contempla a implantação de seis linhas de transmissão, totalizando cerca de 780 quilômetros de extensão, duas novas subestações e um seccionamento, além da continuidade na prestação de serviços de quatro linhas (totalizando 163 quilômetros) e duas subestações existentes, nos Estados do Espírito Santo, Minas Gerais, Paraná, Santa Catarina e São Paulo, cruzando 47 municípios.

O prazo de concessão do serviço público de transmissão, incluindo o licenciamento, a construção, a operação e a manutenção das instalações de transmissão, será de 30 anos, contados a partir da data da assinatura do contrato de concessão, que ocorreu em 9 de dezembro de 2024. O prazo máximo para construção é de 60 meses, com possibilidade de antecipação.

Trading

A Companhia atua no mercado de *trading* com o objetivo de auferir resultados por meio de transações direcionais de compra e venda de energia, que podem ser realizadas no mercado de curto ou médio prazo, respeitando os limites de risco pré-estabelecidos. 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.

Transporte de gás

Adicionalmente, a Companhia atua indiretamente no segmento de transporte e armazenagem de gás natural em geral, por meio de participação societária na controlada em conjunto TAG. Em 31 de março de 2025, a TAG possuía infraestrutura de gasodutos de alta pressão com mais de 4.500 km de extensão e 11 estações de compressão de gás (todas próprias).

b. Características do processo de distribuição

A Companhia não atua no elo de distribuição de energia. Portanto não é responsável pela distribuição da energia que gera e comercializa a seus clientes, e nem nos demais segmentos que atua. A distribuição da energia elétrica produzida pelas usinas da Companhia para atendimento de seus clientes é de responsabilidade das empresas de distribuição do Sistema Interligado Nacional ("SIN"), diretamente conectadas pelas empresas de transmissão 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

Geração de energia

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.

O mercado de comercialização de energia elétrica se divide entre:

- Ambiente de Contratação Regulado ("ACR"), também conhecido como mercado regulado ou cativo, cujos clientes são as distribuidoras de energia, e cujo preço da energia é estabelecido pela ANEEL em leilões de longo prazo; e

- Ambiente de Contratação Livre ("ACL"), também conhecido como mercado livre, no qual os clientes são consumidores livres ou outras comercializadoras, e cujo preço da energia e condições comerciais são estabelecidos em negociações bilaterais diretamente com as geradoras ou comercializadoras, e registradas na Câmara de Comercialização de Energia Elétrica ("CCEE").

1.4 Produção/Comercialização/Mercados

A Companhia participa tanto do mercado regulado como do mercado livre, exclusivamente no Brasil, com atuação nacional na comercialização de energia, atendendo distribuidoras em todas as regiões do país, consumidores livres, além de 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.

Preço de Venda da Energia Elétrica

Por força da Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004, todas as novas vendas para distribuidoras são feitas por leilões regulados pelo Governo Federal, buscando-se o menor preço de compra.

O preço de venda da energia elétrica nos contratos bilaterais firmados entre a Companhia e consumidores livres são livremente negociados. A maioria dos contratos bilaterais dispõem de mecanismo que visa proteger a Companhia do não recebimento de fornecimento de energia, como Carta de Fiança Bancária e Seguro Garantia. 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.

O cálculo do preço da energia elétrica comprada ou vendida no mercado de curto prazo – Preço de Liquidação das Diferenças ("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.

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

Benefícios Fiscais

A Companhia possui incentivos fiscais na área da Superintendência do Desenvolvimento da Amazônia ("SUDAM") – UHE Ponte de Pedra (até 2026) e Superintendência do Desenvolvimento do Nordeste ("SUDENE") – Companhia Energética Estreito (até 2026), os quais reduzem o Imposto de Renda de Pessoas Jurídica ("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 chamada 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 SUDENE.

Curtailment

Constrained-Off, também conhecida como *Curtailment*, de acordo com o ONS, pode ser classificado em três eventos de restrição de operação de acordo com sua motivação: (i) Energética, quando há impossibilidade de alocar a geração na carga; (ii) Confiabilidade Elétrica, devido a razões relacionadas à confiabilidade elétrica de equipamentos externos às usinas; e (iii) Indisponibilidade Externa, causada por indisponibilidades de instalações externas às usinas. Destas, apenas a razão de Indisponibilidade Externa permite que o agente seja potencialmente ressarcido pelas limitações de geração, desde que as condições estejam em conformidade com as regras estabelecidas pela Aneel e pelo ONS. As regras de *Constrained-Off* atualmente aplicáveis pela ANEEL estão sendo questionadas judicialmente por agentes e associações do setor, e não há como determinar se as regras serão atualizadas em um futuro próximo.

1.4 Produção/Comercialização/Mercados

Relacionamento com Clientes

A Companhia estabeleceu a diversificação de sua base de clientes como parte de sua estratégia de negócios, com enfoque na venda para consumidores livres. A carteira de clientes da Companhia abrange diversos setores econômicos e tamanhos, desde clientes de grande porte de setores como mineração e metalurgia a clientes de menor porte dos setores de comércio e serviços conectados em alta tensão.

É estratégia da Companhia manter a relevância da participação do segmento de consumidores livres em sua carteira de contratos, para diversificação de receitas. Para tanto, a Companhia 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, patrocínio da Confederação Brasileira de Tênis, os eventos "Energia em Quadra" 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. Além das iniciativas de relacionamento direto com clientes, a Companhia também foca em experiência digital do cliente, como o *Energy Place*, primeira plataforma digital para comercialização de energia no Mercado Livre no Brasil, o qual completou quatro anos de existência em novembro de 2024. Esta iniciativa pioneira para atender pequenas e médias empresas registrou em 2024 mais de 760 operações. 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.

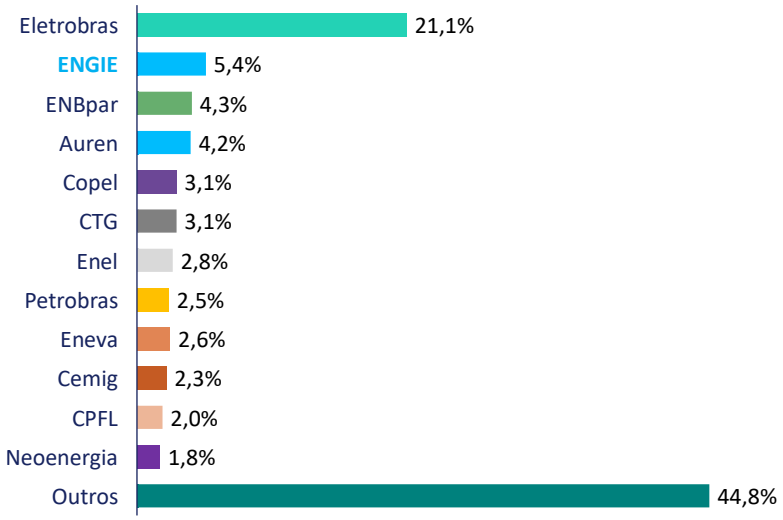
O resultado de referidas ações comerciais da Companhia e de fidelização junto aos clientes, dentre outras, é aferido anualmente mediante realização de "Pesquisa de Satisfação do Cliente", aplicada através de plataforma digital. No exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2024, o índice de clientes satisfeitos e muito satisfeitos foi de 94,9%. Os objetivos buscados pela Companhia na área comercial são: (i) promover a maximização do valor e eficiência da carteira de clientes por meio da flexibilização de preços, prazos e condições comerciais; (ii) manter relacionamentos sólidos 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 de Contratação Regulado ("ACR") como no Ambiente de Contratação Livre ("ACL"); e (iv) captura de eventuais oportunidades de negócios no curto prazo, como forma de maximizar os resultados da Companhia.

No período de 3 (três) meses encerrado em 31 de março de 2025, a Companhia forneceu energia para mais de 3.700 unidades consumidoras no segmento de Consumidores Livres, localizadas em diversos estados do Brasil, conforme já mencionado anteriormente.

1.4 Produção/Comercialização/Mercados

Posicionamento no mercado competitivo

No período de 3 (três) meses encerrado em 31 de março de 2025, os principais concorrentes da Companhia com controle estatal eram ENBpar, Cemig e Petrobras, além das empresas que possuem controle privado como AES, CPFL, Copel, CTG, Eletrobras, ENEL, Eneva, e Neoenergia, dentre outros. A Companhia é uma das maiores geradoras privadas de energia elétrica do país, responsável por aproximadamente 5,4% da capacidade instalada do país no período de 3 (três) meses encerrado em 31 de março de 2025, conforme gráfico a seguir:



Fonte: Aneel, sites das empresas e estudos internos da Companhia.

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. 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, energia solar, biomassa e pequenas centrais hidrelétricas), 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 ENGIE e na larga experiência internacional de seus administradores.

1.4 Produção/Comercialização/Mercados

Transmissão de energia

O mercado de transmissão de energia no Brasil possui redes de linhas de transmissão espalhadas por todo o território nacional, que integram diferentes fontes de geração de energia. A energia elétrica é então transportada pelas transmissoras de energia, das usinas de geração para as distribuidoras, responsáveis pela entrega ao consumidor final.

O conjunto de linhas e subestações de transmissão de energia são conectados pelo SIN, que é constituído por quatro subsistemas: Sul, Sudeste/Centro-Oeste, Nordeste e Norte. O sistema auxilia no monitoramento da geração e das estruturas das linhas de transmissão de acordo com a demanda, promovendo uma gestão eficiente da energia gerada, de acordo com as condições hidrológicas, eólicas, fotovoltaicas, entre outras, e as necessidades de cada subsistema, em horários de menor ou maior demanda do mercado consumidor.

A transmissão de energia é um monopólio natural regulado (não competitivo), remunerado principalmente através da Receita Anual Permitida ("RAP"), estabelecida em leilão. Uma vez em operação comercial, o ativo é remunerado com base na RAP acordada, que é revisada periodicamente, conforme contrato de concessão, garantindo uma receita previsível.

A Companhia é a responsável primária pela construção e instalação de infraestrutura relacionada à concessão dos Sistemas de Transmissão Gralha Azul, Novo Estado, Gavião Real e Asa Branca, e está exposta aos riscos e benefícios dessas construções. Em 2024 a Companhia celebrou a conquista da concessão do Sistema de Transmissão Graúna.

Trading

O mercado de *trading* é caracterizado pela compra e venda de energia elétrica pelas comercializadoras, buscando oportunidades de ganhos com a volatilidade dos preços da energia. A negociação é formalizada mediante contratos bilaterais livremente pactuados, que deverão prever, entre outras disposições, montantes de energia e de potência, prazos, preços e garantias financeiras, e devem ser registrados na CCEE. A comercialização de energia elétrica é regulada pela CCEE e instituída pela Convenção de Comercialização de Energia Elétrica. As diferenças entre as quantidades de energia contratadas e as quantidades efetivamente geradas/consumidas pelos agentes são liquidadas no Mercado de Curto Prazo ("MCP"), ao Preço de Liquidação das Diferenças ("PLD") estabelecido pela CCEE.

Transporte de gás

A Companhia atua indiretamente no segmento de transporte e armazenagem de gás natural em geral, conforme mencionado no item 1.2, por meio de participação societária na controlada em conjunto TAG. O resultado desta participação contribui para o Resultado de Equivalência Patrimonial, apresentado com mais detalhes no item 2.1.h. deste Formulário de Referência.

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 na CCEE.

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.

1.4 Produção/Comercialização/Mercados

Adicionalmente, as usinas hidrelétricas da Companhia fazem parte do MRE, que desempenha um papel fundamental na garantia da segurança e estabilidade do sistema elétrico brasileiro. O MRE foi concebido para compartilhar entre seus integrantes os riscos financeiros associados à comercialização de energia pelas usinas hidrelétricas despachadas de modo centralizado e otimizado pelo ONS.

e. Principais insumos e matérias primas:

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

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 dependem de fornecimento de combustível para sua geração, dentre as quais, destacamos a biomassa (bagaço de cana-de-açúcar). Nas unidades que utilizam este combustível, a Usina Termelétrica Ibitiúva ("UTE Ibitiúva") e Usina Termelétrica Ferrari ("UTE Ferrari"), o suprimento de biomassa é responsabilidade das empresas consorciadas, Consórcio Andrade e Ferrari Termoelétrica, respectivamente, estando a quantidade fornecida associada à geração das Usinas.

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.

ii. eventual dependência de poucos fornecedores

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.

iii. eventual volatilidade em seus preços

A volatilidade dos preços dos insumos e das matérias primas está relacionada principalmente com as variações de índices de inflação e câmbio que reajustam os contratos.

1.5 Principais clientes

a. Montante total de receitas provenientes do cliente

Nenhum cliente foi responsável por mais de 10% da receita líquida total da Companhia no último exercício social.

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 no último exercício social.

1.6 Efeitos relevantes da regulação estatal

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

As empresas ou consórcios que desejam 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.

Concessões, permissões e autorizações governamentais

A Lei nº 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.
- **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

1.6 Efeitos relevantes da regulação estatal

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.

- **prorrogação ou renovação de concessão**

  As condições de prorrogação ou renovação das concessões das usinas hidrelétricas dependem da data e do processo de obtenção de cada outorga:

  - as concessões de geração hidrelétrica outorgadas antes da publicação da Lei nº 8.987/1995 e que não tenham sido objeto de licitação/processo de privatização, são regidas pela Lei nº 12.783/2013 (fruto da conversão da Medida Provisória nº 579/2012). Segundo as alterações e novas disciplinas introduzidas por esta lei, estas concessões podem ser prorrogadas a critério do Poder Concedente, uma única vez, pelo prazo de até 30 anos, no regime de alocação de cotas de garantia física de energia e de potência às distribuidoras do SIN, com remuneração definida pela ANEEL. Caso a prorrogação não seja efetivada, a concessão é relicitada, também no regime de alocação de cotas de garantia física, mas com possibilidade de previsão de percentual para livre comercialização, a ser definido pela ANEEL nos editais. Foi o caso dos contratos de concessão das Usinas Hidrelétricas de Jaguara e Miranda, decorrentes de relicitação e celebrados pela ENGIE em 2017 (70% da garantia física alocada em cotas e 30% disponível para livre comercialização).

  - as concessões de geração hidrelétrica outorgadas entre a data da publicação da Lei nº 8.987/1995 e 11 dezembro de 2003 - data da publicação da Medida Provisória nº 144, convertida na Lei nº 10.848/2004 e que tenham sido objeto de licitação/processo de privatização, poderão ser prorrogadas por 20 anos a critério do Poder Concedente, com enquadramento no Art. 4º da Lei nº 9.074/1995. Resta pendente a definição pelo Poder Concedente das condições financeiras para tal prorrogação. As concessões das Usinas Hidrelétricas de Salto Santiago, Passo Fundo, Salto Osório, Cana Brava, Ponte de Pedra e São Salvador de titularidade da ENGIE, se enquadram neste caso, cuja prerrogativa é explicitada nos próprios contratos, bem como as concessões das Usinas Hidrelétricas de Itá, Estreito, e Machadinho das quais a ENGIE participa.

  - as concessões de geração hidrelétrica outorgadas a partir da Lei 10.848/2004, pelo critério de menor tarifa de energia elétrica não possuem previsão de prorrogação na legislação vigente. Nenhuma das concessões da ENGIE se enquadram neste caso.

1.6 Efeitos relevantes da regulação estatal

a.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 (Imposto sobre Operações relativas à Circulação de Mercadorias e Serviços) e o ISSQN (Imposto Sobre Serviços de Qualquer Natureza) - 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.

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 RAP da concessionária de transmissão por meio da aplicação da Parcela Variável por Atraso (“PVA").

1.6 Efeitos relevantes da regulação estatal

a.2) Concessões e Autorizações

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

Concessões para a geração de energia hidrelétrica

Usina Hidrelétrica	Detentor da Concessão	Capacidade Instalada (MW)	Data do Ato	Vencimento Concessão
Salto Santiago	ENGIE Brasil Energia S.A.	1.420	09.1998	11.2030
Itá	ENGIE Brasil Energia S.A.	1.127	12.1995	12.2032
Salto Osório	ENGIE Brasil Energia S.A.	1.104	09.1998	04.2031
Cana Brava	ENGIE Brasil Energia S.A.	450	08.1998	12.2035
Estreito	Companhia Energética Estreito	436	11.2002	02.2047
Jaguara	Companhia Energética Jaguara	424	11.2017	06.2048
Machadinho	ENGIE Brasil Energia S.A.	415	07.1997	10.2035
Miranda	Companhia Energética Miranda	408	11.2017	06.2048
São Salvador	ENGIE Brasil Energia S.A.	243	04.2002	11.2041
Passo Fundo	ENGIE Brasil Energia S.A.	226	09.1998	04.2031
Ponte de Pedra	ENGIE Brasil Energia S.A.	176	10.1999	07.2037

A Companhia possui participação em consórcios (operação em conjunto em entidades sem personalidade jurídica), indiretamente, nas Usinas Hidrelétricas Itá e Estreito e, diretamente, na Usina Hidrelétrica Machadinho, cujas capacidades instaladas indicadas acima correspondem às suas participações acionárias e/ou no consórcio. Para mais informações sobre capacidade instalada e garantia física das usinas, vide item 1.4.(a) deste Formulário de Referência.

1.6 Efeitos relevantes da regulação estatal

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 nº 14.052, publicada em 09 de setembro de 2020, e reguladas pela Resolução Normativa Aneel nº 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 nº 14.052/2020.

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 nº 12.783/2013, às compensações calculadas nos termos da Lei nº 14.052/2020.

Adicionalmente, em 12 de julho de 2021, foi publicada a Lei nº 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 nº 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 CCEE publicou a revisão final dos cálculos de compensação.

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 nº 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 nº 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.

1.6 Efeitos relevantes da regulação estatal

Autorizações para geração de eólicas, solar fotovoltaicas e pequenas centrais hidrelétricas

Usina	Detentor da Autorização	Capacidade Instalada (MW)	Data do Ato	Vencimento Concessão
Eólica				
Conjunto Serra do Assuruá	SPEs[1] do Conjunto	490,51	11.2021	11.2056
Conjunto Santo Agostinho	SPEs[1] do Conjunto	434,0	05.2021	05.2056
Conjunto Campo Largo II	SPEs[1] do Conjunto			
Campo Largo VIII a XIV, XVII, XIX, XX, XXII		361,0	12.2019	12.2054
Conjunto Campo Largo I	SPEs[1] do Conjunto			
Campo Largo III, IV, VI e VII		118,8	07.2015	07.2050
Campo Largo V e XXI		59,4	08.2015	08.2050
Campo Largo I, II, XV, XVI e XVIII		148,5	05.2017	05.2052
Conjunto Umburanas	SPEs[1] do Conjunto			
Umburanas 1-3,5-6,9-11,13,15-16,18		234,0	08.2014	08.2049
Umburanas 8		25,0	10.2014	10.2049
Umburanas 17		22,0	07.2015	07.2050
Umburanas 19, 21, 23 e 25		80,0	08.2015	08.2050
Conjunto Trairí	SPEs[1] do Conjunto			
Santa Mônica I, Cacimbas I, Estrela e Ouro Verde		97,2	09.2021	09.2041
Trairí, Fleixeiras I, Mundaú e Guajirú		115,4	01.2015	01.2045
Tubarão P&D	ENGIE	2,1	05.2015	N/A[3]
Tubarão 2 P&D	ENGIE	4,0	02.2021	N/A[3]
Solar Fotovoltaica				
Conjunto Assu Sol	SPEs[1] do Conjunto	752,0	02.2022	02.2057
Conjunto Lar do Sol	SPEs[1] do Conjunto	198,0	04.2019	04.2054
Conjunto Paracatu				
Paracatu I	SPEs[1] do Conjunto	33,0	04.2016	04.2051
Paracatu II e III	SPEs[1] do Conjunto	66,0	05.2016	05.2051
Paracatu IV	SPEs[1] do Conjunto	33,0	06.2016	06.2051
Conjunto Juazeiro	SPEs[1] do Conjunto	120,0	06.2016	06.2051
Conjunto Sertão Solar	SPEs[1] do Conjunto	95,0	07.2018	07.2053
Conjunto Floresta				
Floresta I	SPEs[1] do Conjunto	32,0	05.2016	04.2051
Floresta II e III	SPEs[1] do Conjunto	54,0	06.2016	06.2051
Conjunto Sol do Futuro	SPEs[1] do Conjunto	81,0	06.2016	06.2051
Conjunto São Pedro	SPEs[1] do Conjunto	54,0	03.2016	03.2051
Assú V	Assú V	34,0	06.2016	06.2051
Nova Aurora	ENGIE	3,0	04.2014	N/A[3]
Cogeração Biomassa				
Ferrari[5]	Ferrari Termoelétrica	72,5	07.2007	07.2042
Ibitiúva Bioenergética[5]	Consórcio Andrade[4]	33,0	04.2000	04.2030
Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCH)				
Rondonópolis	Tupan	26,6	12.2002	02.2037
José Gelazio da Rocha	Hidropower	24,4	12.2002	12.2037

[1] Sociedades de Propósito Específico.
[2] Há um processo de revisão de característica técnica junto à ANEEL para atualizar a capacidade instalada da usina.
[3] Para centrais geradoras com potência igual ou inferior a 5 MW o instrumento legal aplicável é o registro.
[4] As consorciadas são a Ibitiúva Bioenergética S.A. (72,9%) e a Tereos Açúcar e Energia Brasil S.A. (27,1%).
[5] A Companhia possui participação acionária e no consórcio da Usina Termelétrica Ibitiúva, cuja capacidade instalada corresponde à essa participação. Para mais informações sobre capacidade instalada e garantia física da usina, vide item 1.4.(a) deste Formulário de Referência. Ao término da autorização, os ativos serão transferidos para os parceiros, por meio de cessão não onerosa e os consórcios serão encerrados. Para Ibitiúva, o prazo inicial de transferência dos ativos, incluindo a autorização, para os parceiros é 02.2025, podendo ser estendido conforme previsões contratuais. Para Ferrari, o prazo de transferência dos ativos, incluindo a autorização, para o parceiro é 02.2033, sem a possibilidade de extensão.

1.6 Efeitos relevantes da regulação estatal

Concessões para a transmissão de energia

Linha de Transmissão	Detentor da Concessão	Concessão	Data do Ato	Vencimento Concessão
Gralha Azul	Gralha Azul Transmissão de Energia S.A.	Lote 01 Leilão nº 2/2017	08.03.2018	08.03.2048
Novo Estado	Novo Estado Transmissora de Energia S.A.	Lote 03 Leilão nº 2/2017	08.03.2018	08.03.2048
Gavião Real	Gavião Real Transmissora de Energia S.A.	Lote 07 Leilão nº 1/2022	30.09.2022	30.09.2052
Asa Branca	Asa Branca Transmissora de Energia S.A.	Lote 05 Leilão nº 1/2023	29.09.2023	29.09.2053
Graúna	Graúna Transmissora de Energia S.A.	Lote 01 Leilão nº 2/2024	09.12.2024	09.12.2054

Metas de qualidade do serviço público de transmissão de energia elétrica

A Resolução Normativa Aneel nº 906/2020, conforme revisada pela Resolução Normativa Aneel nº 1.020/2022 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 operativa temporária existente na FT, de responsabilidade da concessionária de transmissão, que resulte na redução da capacidade operativa da própria FT.

1.6 Efeitos relevantes da regulação estatal

a.3) Estrutura do Setor Elétrico Brasileiro



Fonte: Câmara de Comercialização de Energia Elétrica

a.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.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.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 um órgão de assessoramento do Presidente da República para formulação de políticas e diretrizes de energia e presidido pelo Ministro de Estado de Minas e Energia, 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.

[1] A Lei n° 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

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

a.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 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 oito membros e seus respectivos suplentes, quatro nomeados pelos agentes das categorias de geração, de distribuição, de comercialização e de consumo, sendo um membro por categoria, três membros indicados pelo MME, e o Presidente do Conselho de Administração, também indicado pelo MME. A governança da CCEE foi alterada pelo Decreto nº 11.835/2023, o qual incluiu que a administração da CCEE será realizada pela sua Diretoria, órgão com função deliberativa para exercício da gestão e representação da CCEE. A Diretoria será composta por 6 (seis) Diretores, com mandatos de dois anos, cujo Diretor-Presidente é indicado pelo MME.

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.

1.6 Efeitos relevantes da regulação estatal

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 nº 13.360, de 17 de novembro de 2016, que determinou a CCEE como gestora das referidas contas setoriais.

a.3.6) Empresa de Pesquisa Energética ("EPE")

A EPE, cuja criação foi autorizada pela Lei nº 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.3.7) Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico ("CMSE")

Em 09 de agosto de 2004, o Governo Federal promulgou o Decreto nº 5.175 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.

a.3.8) Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico (Lei nº 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.

1.6 Efeitos relevantes da regulação estatal

a.4) Comercialização de Energia

A comercialização de energia como atividade autônoma está prevista na Lei nº 9.648/1998 ("Lei do Setor Elétrico") e no Decreto nº 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.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 de energia pela CCEE, na modalidade de energia de reserva, ou 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.

A energia elétrica gerada pela UHE Itaipu é comercializada pela ENBPar, conforme Decreto nº 11.027 de 2022, 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 ENBPar, são indexados ao dólar norte-americano e estabelecidos em conformidade com um tratado firmado entre o Brasil e o Paraguai. A Medida Provisória nº 579, de 11 de setembro de 2012, convertida na Lei nº 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.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 nº 13.360, de 17 de novembro de 2016, as contratações entre as distribuidoras e geradoras, referentes a empreendimentos existentes, preveem a entrega da energia iniciando no mesmo ano da respectiva licitação ou até o quinto ano subsequente à licitação e terão prazos de duração de, no mínimo 1 ano e no máximo 15 anos. As contratações entre as distribuidoras e geradoras, referentes a novos empreendimentos, preveem a entrega da energia a partir do 3º até o 7º 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.

1.6 Efeitos relevantes da regulação estatal

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 e, para isso, se utilizam dos Leilões de Energia. 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. Para mais informações sobre os leilões de energia, vide item 1.6.(a.5) deste Formulário de Referência.

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 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.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. Desde janeiro de 2024, de acordo com a Portaria 50/2022, qualquer consumidor atendido em alta tensão (nível de tensão > 2,3kV) ou atendido em conexão menor que 2,3 kV a partir de sistema subterrâneo de distribuição, será elegível, no entanto, caso a carga individual seja inferior a 500 kW, o consumidor precisará ser representado por um agente varejista perante a CCEE.

1.6 Efeitos relevantes da regulação estatal

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.5) 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 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 são 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 nº 13.360, de 17 de novembro de 2016, resultante da Medida Provisória nº 735, de 2016.

Há 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 deve firmar 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 1 ano 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 financeiras em benefício das geradoras, por meio da dação de recebíveis em um montante especificamente delimitado no âmbito de cada leilão de energia promovido pela ANEEL.

1.6 Efeitos relevantes da regulação estatal

a.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.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 contratação de energia de reserva é formalizada mediante a celebração de Contrato de Energia de Reserva ("CER") entre os agentes vencedores e a CCEE, com prazo máximo de 35 anos. Os custos com a aquisição de energia de reserva serão pagos mensalmente no âmbito da liquidação financeira específica a ser realizada pela CCEE, por intermédio de Encargo de Energia de Reserva (EER). O EER pago pelos agentes de distribuição são repassados aos consumidores finais via tarifa.

a.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.5.4) Leilões de Reserva de Capacidade de Potência

Os leilões de reserva de capacidade de potência, regulamentados por meio da Lei n° 14.120/2021 que alterou os arts. 3° e 3°-A da Lei n° 10.848/2004, são destinados ao atendimento à necessidade de potência requerida pelo SIN com o objetivo de garantir a continuidade do fornecimento de energia elétrica. Os leilões de reserva de capacidade de potência podem ser realizados na forma de energia de reserva ou na forma de potência, essa última é regulamentada pelo Decreto n° 10.707/2021.

a.5.5) 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.

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.

1.6 Efeitos relevantes da regulação estatal

a.5.6) 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-6", "A-5", "A-4" e "A-3".

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 no Decreto 5.163/2004.

a.5.7) 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.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 nº 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
- 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.

1.6 Efeitos relevantes da regulação estatal

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.7) Dação como Garantia Financeira de Financiamento

A Lei nº 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 nº 948/2021, determinou que delegatárias de geração, transmissão e distribuição poderão oferecer os seus direitos decorrentes de autorização ou contrato de concessão ou permissão, compreendendo os creditórios e os indenizatórios, em garantia, desde que a operação seja vinculada ao objeto da sua delegação e não coloque em risco a continuidade e operacionalização do serviço. Referidas garantias somente são permitidas para delegatárias em regime de produtor independente de energia elétrica ou autoprodutor ou se forem constituídas para lastrear financiamento dos bens e serviços destinados à implantação dos empreendimentos, participação em leilões regulados, captação de recursos, entre outras condições especificamente delimitadas pela resolução.

A Resolução Normativa Aneel nº 948/2021 também delimita as hipóteses e condições para o oferecimento em garantia de bem vinculado a concessão, permissão ou autorização, bem como o oferecimento de aval ou fiança por agentes do setor.

a.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.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.

As geradoras podem vender sua energia: (i) para as distribuidoras ou CCEE, 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.

1.6 Efeitos relevantes da regulação estatal

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.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.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.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.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;
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

1.6 Efeitos relevantes da regulação estatal

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.12.2) 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.12.3) 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 menor do que a garantia física alocada e, como tal, as empresas de energia hidrelétrica estariam expostas ao Mercado de Curto Prazo ("MCP"). A repactuação do risco hidrológico possibilitou mitigar o efeito do GSF para diferentes níveis de risco.

a.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%; e (iii) Sistema de Compensação de Energia Elétrica (*net meetering*) para micro e minigeradores conectados aos sistemas de distribuição.

1.6 Efeitos relevantes da regulação estatal

A Lei nº 14.120 de 2021, oriunda da conversão da Medida Provisória nº 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 solicitassem outorga até fevereiro de 2022 e que em 48 meses contados da data da outorga 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 Medida Provisória 1.212/2024, a qual não foi convertida em lei, criou um mecanismo excepcional que possibilitou os agentes interessados a estenderem em 36 meses no prazo para entrada em operação comercial disposto na Lei nº 14.120/2021, para fazer jus ao recebimento no desconto da tarifa de uso do sistema de distribuição e/ou transmissão, mediante a apresentação de garantia financeira.

Ainda, a Lei nº 15.097 de 10 de janeiro de 2025 estabeleceu que, após a entrada em operação de todas as unidades geradoras dos empreendimentos que faça, jus ao desconto, a referida tarifa será contabilizada de forma retroativa, considerando a data de entrada em operação comercial da cada unidade geradora.

Por fim, a Lei nº 15.103, de 22 de janeiro de 2025 instituiu o Programa de Aceleração da Transição Energética (PATEN), o qual tem como principais objetivos a promoção da geração e o uso de energia de baixo carbono, o fomento à eficiência energética e o incentivo à sustentabilidade no desenvolvimento econômico no Brasil. O PATEN é composto de dois principais instrumentos: (i) Fundo de Garantias para o Desenvolvimento Sustentável; e a (ii) transação tributária condicionada ao investimento em desenvolvimento sustentável.

a.14) Encargos Setoriais

a.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.

1.6 Efeitos relevantes da regulação estatal

a.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 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.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.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.14.5) Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia (TFSEE)

A TFSEE foi instituída pela Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996, e regulamentada pelo Decreto nº 2.410, de 28 de novembro de 1997. Em 2013, foi modificada pela Lei nº 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.14.6) Reserva Global de Reversão (RGR)

A RGR foi criada em 1957, por meio do Decreto nº 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 nº 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.

1.6 Efeitos relevantes da regulação estatal

a.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 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.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.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.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.

1.6 Efeitos relevantes da regulação estatal

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. A regra foi alterada com a promulgação da Lei nº 13.360/2016, a qual alterou a Lei nº 10.848/2004 para prever que o pagamento do ESS-SE é devido apenas por consumidores.

a.14.11) Encargo de Energia de Reserva (EER)

O EER tem como objetivo cobrir os custos decorrentes da contratação de energia de reserva, incluindo custos administrativos, financeiros e tributários, nos termos do Decreto 6.353/2008 e seu valor é rateado por todos os consumidores do SIN. O pagamento do EER é administrado pela CCEE com a manutenção de uma conta específica criada para esse fim – a Conta de Energia de Reserva ("CONER").

a.14.12) Encargo de Potência para Reserva de Capacidade (ERCAP)

O ERCAP tem como objetivo remunerar a receita fixa dos geradores que se sagrem vencedores dos leilões de reserva de capacidade. A Resolução Normativa nº 1.103/2024 estipulou que o ERCAP será rateado pelos agentes de distribuição, consumidor livre, consumidor especial, autoprodutor na parcela da energia adquirida, agente de geração com perfil de consumo ou agente de exportação que seja agente da CCEE.

a.14.13) 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.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 TAG. Mais informações estão divulgadas a seguir no item 6.5 deste Formulário de Referência.

1.6 Efeitos relevantes da regulação estatal

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

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.

As Políticas de Gestão Sustentável e Política Ambiental estão disponíveis na página de Relações com Investidores da Companhia (www.engie.com.br/investidores/ > Investidores > Estatuto Social, Códigos e Políticas).

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 ENGIE 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.

Emissões de Gases de Efeito Estufa

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

- destinação para a agricultura e silvicultura das cinzas resultantes da combustão de biomassa (bagaço de cana-de-açúcar) retidas nos equipamentos; e
- elaboração, desde 2010, do Inventário de Emissões de Gases de Efeito Estufa da Companhia conforme as diretrizes do GHG Protocol Brasileiro e asseguração das informações contidas no documento por terceira parte. O inventário é publicado anualmente, na íntegra, no site da Companhia como um anexo do Relatório de Sustentabilidade.

1.6 Efeitos relevantes da regulação estatal

A Companhia está comprometida em aperfeiçoar ações e estratégias corporativas para reduzir suas emissões de GEE através de seu Programa estruturado Jornada pelo Clima, 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, aos Objetivos do Desenvolvimento Sustentável (ODS) e, principalmente, ao compromisso ambicioso do Grupo ENGIE de atingir o NetZero Carbon até 2045.

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, sendo estes: Créditos de Carbono (MDL), Contratos de Energia Renovável (ENGIE-REC) e Certificados de Energia Renovável (I-RECs), que servem para neutralizar e/ou compensar as emissões de GEE dos Escopos I, II e III dos Inventários de Emissões Corporativos.

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 Mecanismos de Desenvolvimento Limpo (MDL) que compõem os ativos de geração de energias renováveis, eólicas e solares. Assim, esses projetos estão aptos a gerar créditos de carbono (Redução Certificada de Emissões – RCE).

Em 2024 a Companhia realizou a emissão de créditos de carbono dos projetos eólicos e solares da ENGIE, totalizando mais de 4 milhões toneladas de CO2e evitados, correspondendo ao período de 2013 a 2020.

Consumo de Energia Direta

O processo produtivo da Companhia consome energia elétrica gerada em parte pelo próprio empreendimento e em parte proveniente do SIN. O consumo de energia direta proveniente de combustíveis fósseis, por sua vez, se dá apenas em ativos que possuem geradores movidos a diesel.

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 o consumo de energia proveniente de fonte renovável e 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 GEE.

Água

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.

1.6 Efeitos relevantes da regulação estatal

Resíduos Perigosos e Não Perigosos

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 dos tratados internacionais 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.

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.

Combustíveis

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 portfólio, a Companhia conta com parques eólicos, usinas fotovoltaicas e usinas termelétricas de biomassa. As usinas termelétricas de biomassa dispensam o uso de combustíveis fósseis e são abastecidas por bagaço de cana-de-açúcar (UTE Ibitiúva 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.

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.

Destaca-se a iniciativa da Companhia de identificar as áreas circunvizinhas de seus empreendimentos em busca de oportunidades para a conservação da biodiversidade.

(i) Fauna

Durante a construção de ativos, a Companhia realiza, orientada por licenças de implantação, o processo de afugentamento e/ou resgate e salvamento dos animais e, para o caso de usinas hidrelétricas, mantém faixas de preservação em suas bordas para o desenvolvimento da flora e fauna local.

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.

1.6 Efeitos relevantes da regulação estatal

(ii) 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 degradadas em geral, além de serem locais para promoção da Educação Ambiental aos visitantes.

(iii) 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.

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), mantém um banco in vivo e in vitro das espécies de grandes migradores do alto rio Uruguai, o que reforça o compromisso da Companhia na garantia da variabilidade genética de espécies.

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.

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. 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

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.

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, conforme apresentados a seguir:

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.

1.6 Efeitos relevantes da regulação estatal

Certificações e conformidade legal

Em 2024, a ENGIE 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). Em 2024, a Companhia assegurou a continuidade da certificação, em 11 dos seus ativos, além da sede da Companhia, — o que corresponde a 72,0% da capacidade instalada operada no segmento de geração.

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

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.

Questões sociais

A Resolução do Conselho Nacional de Direitos Humanos nº 5/2020 oferece subsídios para a postura a ser assumida pelas empresas com relação ao tratamento dos direitos humanos, indicando que as empresas são responsáveis pelas violações de direitos humanos por suas atividades, o que se estende por toda sua cadeia de produção.

Embora a regulação específica sobre direitos humanos e empresas no Brasil não possua caráter vinculante, há uma tendência cada vez mais forte de proliferação de novos instrumentos normativos para prever obrigações a serem cumpridas por empresas no que tange à incorporação do respeito aos direitos humanos em toda a estratégia de negócios.

A responsabilidade social e o desenvolvimento sustentável alicerçam a atuação da ENGIE e sua forma de se relacionar, especialmente nas comunidades das quais faz parte, próximas aos ativos que implanta e opera. Nesse sentido, a Companhia busca se posicionar como uma agente de transformação social, impulsionando ações e projetos que tragam qualidade de vida e progresso a esses territórios. Esse é um dos compromissos assumidos pela Companhia em sua Política de Gestão Sustentável.

Além de projetos estruturantes, de abrangência nacional, o direcionamento de recursos também leva em conta demandas previamente mapeadas junto às comunidades locais, a partir da escuta ativa desse público. Dessa forma, o planejamento de programas e apoio financeiro tem viés participativo, baseado em princípios como transparência, ética e cooperação

A Norma de Investimento Social Privado veda doações ou engajamento em iniciativas de cunho político-partidário, iniciativas de natureza sectária, religiosa, sexista, racista ou xenófoba, que violam o respeito aos Direitos Humanos. Da mesma forma, veda projetos que não atendam ao Código de Conduta Ética e outras Políticas de Compliance do Grupo ENGIE, notadamente a Política de *Due Diligence* Ética.

1.6 Efeitos relevantes da regulação estatal

Ao conduzir suas iniciativas de responsabilidade social, a ENGIE também fomenta o associativismo e o cooperativismo, de modo a construir ações com bases duradouras e sustentáveis e melhorar as condições socioeconômicas de grupos sociais mais vulneráveis. As áreas prioritárias para investimento social na ENGIE são: Bem-Estar, Educação, Cultura e Geração de Renda

A ENGIE atua orientada pelas melhores práticas quanto ao tema, tendo como norteadores os Princípios Orientadores sobre Direitos Humanos e Empresas da ONU. Seus compromissos e as diretrizes para atuação no tocante ao respeito aos direitos humanos em seus projetos, operações e em sua cadeia produtiva são regulamentados por sua Política de Direitos Humanos.

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) deste Formulário de Referência.

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

i) Em favor de ocupantes ou candidatos a cargos políticos

A Companhia, seus administradores ou controladores não realizaram nenhuma contribuição financeira em favor de ocupantes ou candidatos a cargos políticos no período de 3 (três) meses encerrado em 31 de março de 2025.

A Companhia informa ainda que as doações por pessoas jurídicas a candidatos ou partidos políticos estão proibidas pela legislação eleitoral e por seu Código de Conduta Ética.

ii) Em favor de partidos políticos

A Companhia, seus administradores ou controladores não realizaram nenhuma contribuição financeira em favor de partidos políticos no período de 3 (três) meses encerrado em 31 de março de 2025.

A Companhia informa ainda que as doações por pessoas jurídicas a candidatos ou partidos políticos estão proibidas pela legislação eleitoral e por seu Código de Conduta Ética.

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

A Companhia, seus administradores ou controladores não realizaram nenhuma contribuição financeira para custear o exercício de atividade de influência em decisões de políticas públicas, notadamente no conteúdo de atos normativos no período de 3 (três) meses encerrado em 31 de março de 2025.

1.7 Receitas relevantes no país sede do emissor e no exterior

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

No período de 3 (três) meses encerrado em 31 de março de 2025, 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

No período de 3 (três) meses encerrado em 31 de março de 2025, a totalidade da receita líquida da Companhia foi proveniente do Brasil, país sede da Companhia.

1.8 Efeitos relevantes de regulação estrangeira

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

1.9 Informações ambientais sociais e de governança corporativa (ASG)

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. Outros instrumentos de divulgação de informações ASG são também utilizados, focados em públicos ou eventos específicos, a citar: Apresentações e *releases* de resultados trimestrais, Relatórios da Administração, Programa de Visitas, site da Companhia, 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 *Standard*, e da *Sustainability Accounting Standards Board* (SASB), desde 2019, para elaboração do relatório de sustentabilidade. Para reportar os temas de mudanças climáticas, a Companhia segue as recomendações do *Task Force on Climate Related Financial Disclosures* (TCFD), desde 2022.

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 2024, 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 da Companhia referente ao exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2024 está disponível na página de Relações com Investidores da Companhia (www.engie.com.br/investidores/ > Investidores > ESG > Relatórios de Sustentabilidade).

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

Para definição dos temas materiais tanto para gestão e reporte, a ENGIE avaliou temas prioritários em ESG sob a perspectiva da dupla materialidade: materialidade de impacto e materialidade financeira, considerando a interdependência entre essas duas dimensões.

Alinhada às orientações de *frameworks* globais de reporte, a Companhia considera que um impacto de sustentabilidade pode ser financeiramente relevante desde o início ou se tornar financeiramente relevante, quando se espera que afete a posição financeira, o desempenho financeiro, os fluxos de caixa, o acesso ao financiamento ou o custo de capital da empresa no curto, médio ou longo prazo.

Neste ciclo, foi avaliada a conexão entre temas materiais e grupos de risco monitorados, grau de impacto já identificado, possíveis impactos não financeiros, efeitos financeiros potenciais e métricas de desempenho relacionadas.

O exercício de dupla materialidade realizado considerou riscos e oportunidades monitorados pela Companhia em 2024, incluindo grau de impacto previstos na versão atualizada de sua Matriz de Riscos. Dessa forma, buscou relacionar temas materiais à influência na criação ou proteção de valor. Assim, a dupla materialidade resultou de uma avaliação integrada dos seguintes elementos:

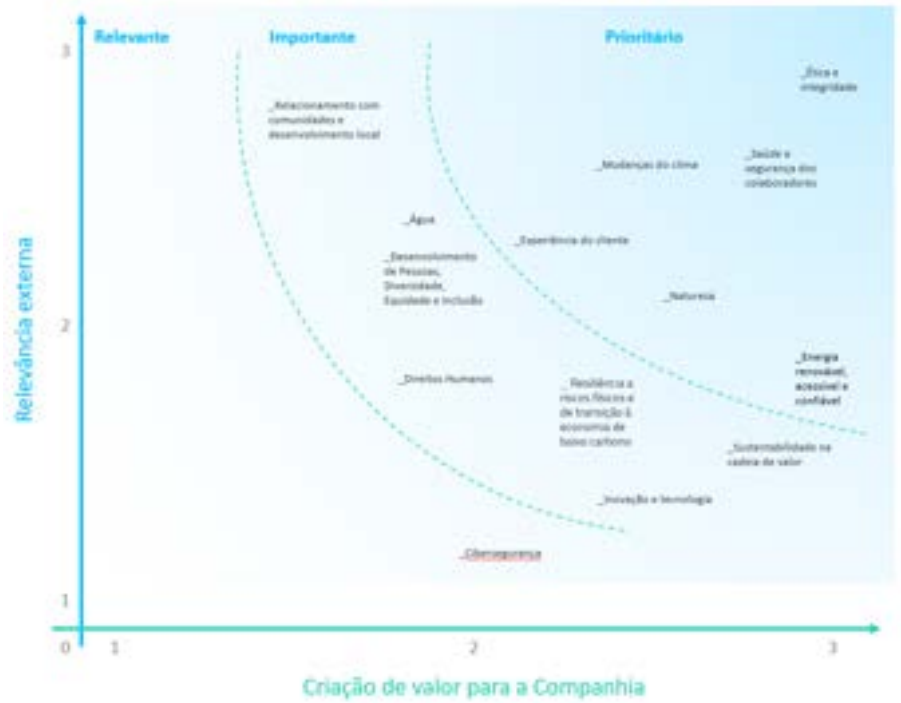
- Aspectos ambientais, sociais e de governança mais relevantes à Companhia e a seus principais *stakeholders*, identificados a partir do contexto interno e externo – incluindo o resultado dos processos de engajamento;
- Os riscos e oportunidades relacionados a esses temas, já monitorados pela ENGIE, os quais podem impactar a capacidade de criar ou proteger valor a longo prazo;
- O grau de impacto desses temas ao desempenho financeiro da Companhia – classificado como severo, moderado e baixo, conforme categorização adotada pela Matriz de Riscos e Oportunidades. Cabe destacar que, nessa avaliação, foi considerado o mais alto grau de impacto, registrado na Matriz, relacionado ao grupo de risco conectado ao tema material.
- A classificação do tema na Matriz de Materialidade do Grupo ENGIE 2024; e
- A extensão do impacto – se apenas dentro, fora ou dentro e fora da organização.

1.9 Informações ambientais sociais e de governança corporativa (ASG)

A partir dessas análises, foram propostos os tópicos materiais e seus respectivos indicadores de desempenho, avaliados pela Companhia quanto à viabilidade do monitoramento e do reporte, considerando a gestão efetiva sobre esses temas, bem como questões operacionais e estratégicas envolvidas.

A seguir está a lista dos 14 temas materiais vigentes ENGIE, considerando a relevância externa e criação de valor para a Companhia.

Matriz de materialidade ENGIE Brasil Energia 2024



Tema	Indicador GRI
Ética e integridade	2-9; 2-10; 2-11; 2-12; 2-13; 2-14; 2-15; 2-23; 2-24; 2-26; 2-27; 205-1; 205-2; 205-3; 406-1; 415-1; 418-1
Inovação e tecnologia	G4-EU8
Sustentabilidade na cadeia de valor	2-6; 2-8; 204-1; 308-1; 308-2; 414-1; 414-2
Cibersegurança	418-1
Energia renovável, acessível e confiável	G4-EU1; G4-EU2; G4-EU4; G4-EU30;
Saúde, segurança e bem-estar dos colaboradores	403-1; 403-2; 403-3; 403-4; 403-5; 403-6; 403-7; 403-8; 403-9; 403-10
Desenvolvimento de pessoas, diversidade, equidade, inclusão	2-7; 2-30; 401-1; 401-2; 401-3; 404-1; 404-2; 403-3; 405-1; 405-2
Comunidades e desenvolvimento local	2-29; 413-1; 413-2
Promoção dos Direitos Humanos	408-1; 409-1
Natureza	304-1; 304-2; 304-3; 304-4
Água	303-1; 303-2; 303-3; 303-4; 303-5
Mudanças do clima	302-1; 302-3; 305-1; 305-2; 305-3; 305-4; 305-6
Resiliência a riscos físicos e de transição à uma economia de baixo carbono	2-25
Experiência do cliente	G4-EU3

O engajamento de *stakeholders* realizado pela ENGIE constitui uma das bases fundamentais à definição dos temas materiais, considerados os mais relevantes à sustentabilidade da Companhia. Além de se manter atenta aos interesses de informação apresentados por diferentes públicos nos diversos canais de relacionamento, a Companhia realiza, desde 2019, um processo sistemático de diálogo com as comunidades da qual faz parte.

1.9 Informações ambientais sociais e de governança corporativa (ASG)

Desse processo, liderado pelo Comitê de Sustentabilidade, participa uma amostra de *stakeholders* estratégicos para a ENGIE nos diferentes territórios em que atua: colaboradores (diretos e indiretos), fornecedores, entidades sociais e de terceiro setor, órgãos públicos, empresas e outros agentes de desenvolvimento local. Reunida em um evento denominado "Painel de Sustentabilidade", essa amostra é convidada a dialogar sobre os impactos positivos e negativos da atuação da Companhia, além dos desafios que se apresentam ao desenvolvimento sustentável, local e globalmente.

Em 2024, os Painéis foram realizados entre os meses de abril e setembro, em 21 municípios, envolvendo comunidades próximas ativos de geração e de transmissão de energia, além da sede. Somados, os diálogos reuniram cerca de 800 pessoas. Em paralelo aos painéis, entrevistas individuais com outros membros dessas comunidades - em especial gestores públicos, foram realizadas para ampliar a escuta. O processo foi coordenado por uma consultoria especializada – a fim de assegurar a isenção e o equilíbrio da coleta de opiniões.

Conforme orienta o GRI, o grau do impacto nos *stakeholders* constituiu o parâmetro para o grau de engajamento de outros públicos, além de comunidades, colaboradores e fornecedores locais, que formaram a amostra presente nos painéis. Assim, a ENGIE priorizou a consulta a outros dois grupos sociais potencialmente afetados por suas atividades: investidores e clientes, que contribuíram com 19 e 6 respostas, respectivamente. Por fim, a Companhia também considerou, para a materialidade, os temas indicados como de maior interesse pelos 780 respondentes da "Pesquisa ESG" aplicada junto a fornecedores.

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

Os ODS considerados materiais no Relatório de Sustentabilidade, que engloba a atividade de todas as suas controladas, inclusive da Companhia, estão indicados abaixo:

Tema	ODS Materiais
Ética e integridade	16
Inovação e tecnologia	9
Sustentabilidade na cadeia de valor	8, 12, 13, 16, 17
Cibersegurança	-
Energia renovável, acessível e confiável	7, 13
Saúde, segurança e bem-estar dos colaboradores	3, 8
Desenvolvimento de pessoas, diversidade, equidade, inclusão	3, 5, 8, 10
Comunidades e desenvolvimento local	4, 5, 6, 10, 11, 17
Direitos Humanos	8, 16
Natureza	6, 13, 15
Água	6
Mudanças do clima	13
Resiliência a riscos físicos e de transição a uma economia de baixo carbono	7, 13, 16
Experiência do cliente	9, 11

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

Sim, para o Relatório de Sustentabilidade referente ao exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2024 a Companhia considerou recomendações da Força-Tarefa para Divulgações Financeiras Relacionadas às Mudanças Climáticas (TCFD).

1.9 Informações ambientais sociais e de governança corporativa (ASG)

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

A Companhia realiza um inventário consolidado de todas as suas controladas, que 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 14.064:2022 - Sistema de Gestão de Gases do Efeito Estufa – Organização Internacional de Normatização. As emissões totais de GEE do Grupo ENGIE foram calculadas e classificadas em Escopo 1 (emissões diretas), Escopo 2 (emissões indiretas por energia adquirida e perdas dos sistemas) 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 e consolidados da Companhia e de suas controladas estão disponíveis na página de Relações com Investidores da Companhia (www.engie.com.br/investidores/ > Investidores > Demonstrações Financeiras > Relatórios de Sustentabilidade > Inventário de Emissões de Gases de Efeito Estufa).

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

i.1) A não divulgação de informações ASG

Não aplicável. A divulgação de informações ASG é realizada conforme mencionado no item 1.9.a. anteriormente apresentado.

i.2) A não adoção de matriz de materialidade

Não aplicável. 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

Não aplicável. A divulgação de indicadores-chave de desempenho ASG é realizada conforme mencionado no item 1.9.e. anteriormente apresentado.

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

Não aplicável. A auditoria ou revisão sobre as informações ASG divulgadas é realizada 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

Não aplicável. As informações referentes aos ODS estão apresentadas nos itens 1.9.f. Com relação as recomendações emanadas pela TCFD, a Companhia tem empreendido esforços para atendimento, cada vez em maior nível de profundidade, para Divulgações Financeiras Relacionadas às Mudanças Climáticas. Mais 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

Não aplicável. A divulgação sobre a realização de inventários de emissão de Gases do Efeito Estufa é realizada conforme mencionado no item 1.9.h. anteriormente apresentado.

1.10 Informações de 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

Não aplicável, considerando que no período de 3 (três) meses encerrado em 31 de março de 2025 não houve aquisição ou alienação de qualquer ativo relevante que não se enquadre como operação normal nos negócios da Companhia.

1.12 Operações societárias/Aumento ou redução de capital

No exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2024, a Companhia não realizou nenhuma operação societária ou aumentou/reduziu seu capital social.

Incorporação da Companhia Energética Estreito

Em 07 de maio de 2025, o Conselho de Administração da Companhia aprovou a proposta de incorporação, pela Companhia, de sua controlada Companhia Energética Estreito ("CEE"), detentora do Contrato de Concessão n.º 094/2002-ANEEL, através do Consórcio Estreito Energia – CESTE a qual é líder e consorciada. A Companhia ressalta que a referida operação será submetida para aprovação dos acionistas em sede de assembleia geral, após serem obtidas as aprovações das autoridades competentes.

Em 22 de setembro de 2025, a Assembleia Geral Extraordinária aprovou a incorporação total da CEE pela Companhia, nos termos do referido Instrumento de Protocolo e Justificação de Incorporação. A operação foi efetivada com a consequente extinção da CEE e a sucessão, pela Companhia, de todos os seus direitos e obrigações, na forma da legislação aplicável. A ata está disponível na página de Relações com Investidores da Companhia (www.engie.com.br/investidores/ > Investidores > Assembleias e Reuniões do Conselho) e no site da CVM (sistemas.cvm.gov.br/).

Aumento do Capital Social

Em 05 de novembro de 2025, o Conselho de Administração aprovou o aumento do capital social da Companhia, dentro do limite do capital autorizado, no valor de R$ 1.961.059.084,15 (um bilhão, novecentos e sessenta e um milhões, cinquenta e nove mil e oitenta e quatro reais e quinze centavos), por meio da capitalização de parte do saldo constante na conta de Reserva de Retenção de Lucros ("Aumento de Capital").

O Aumento de Capital será efetivado mediante emissão e entrega aos acionistas da Companhia de 326.371.096 (trezentas e vinte e seis milhões, trezentos e setenta e um mil e noventa e seis) novas ações ordinárias, escriturais e sem valor nominal de emissão da Companhia, a título de bonificação, na proporção de 1 nova ação para cada 2,5 ações ordinárias de sua titularidade na data-base de 26 de novembro de 2025.

Em razão do Aumento de Capital, o capital social da Companhia passará a ser de R$ 6.863.706.794,52 (seis bilhões, oitocentos e sessenta e três milhões, setecentos e seis mil, setecentos e noventa e quatro reais e cinquenta e dois centavos), dividido em 1.142.298.836 (um bilhão, cento e quarenta e dois milhões, duzentas e noventa e oito mil, oitocentas e trinta e seis) ações ordinárias, escriturais e sem valor nominal de emissão da Companhia.

O Fato Relevante e Aviso aos Acionistas relacionados ao aumento de capital estão disponíveis na página de Relações com Investidores da Companhia (www.engie.com.br/investidores/ > Investidores > Fatos Relevantes e Comunicados) e no site da CVM (sistemas.cvm.gov.br/).

1.13 Acordos de acionistas

Não há acordo de acionistas na Companhia.

1.14 Alterações significativas na condução dos negócios

Não houve alterações significativas na forma de condução dos negócios da Companhia, no exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2024 e no período de 3 (três) meses encerrado em 31 de março de 2025.

1.15 Contratos relevantes celebrados pelo emissor e suas controladas

Não foram celebrados contratos relevantes pela Companhia ou por suas controladas que não sejam diretamente relacionados às atividades operacionais no exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2024 e no período de 3 (três) meses encerrado em 31 de março de 2025.

1.16 Outras informações relevantes

Não há outras informações que a Companhia julgue relevantes com relação a esta Seção do Formulário de Referência.

2.1 Condições financeiras e patrimoniais

As informações contábeis contidas neste item 2 do Formulário de Referência devem ser lidas em conjunto com as informações trimestrais referentes aos períodos de três meses findos em 31 de março de 2025 e 2024 e com as demonstrações financeiras individuais e consolidadas da Companhia para os exercícios sociais encerrados em 31 de dezembro de 2024, 2023 e 2022, 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 Comissão de Valores Mobiliários ("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 financeiras e nas informações trimestrais 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 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 financeiras e as informações trimestrais da Companhia para: **(i)** os exercícios sociais encerrados em 31 de dezembro de 2024, 2023 e 2022 e aos períodos de três meses findos em 31 de março de 2025 e 2024; **(ii)** as mudanças nas linhas principais dessas demonstrações financeiras de período para período; e **(iii)** os principais fatores que explicam tais alterações.

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 31 de março de	Exercício social encerrado em 31 de dezembro de		
(Em R$ milhões, exceto %)	**2025**	**2024**	**2023**	**2022**
(+) Empréstimos e Financiamentos (Circulante e Não circulante)	13.836	13.843	12.420	11.910
(+) Debêntures (Circulante e Não Circulante)	12.005	9.805	7.686	5.446
(+) Ações Preferenciais Resgatáveis (Circulante e Não Circulante)	504	487	571	584
(+) Resultado de operações com derivativos - *hedges* (Circulante e Não Circulante)	292	307	228	210
Dívida Bruta[1]	**26.637**	**24.442**	**20.905**	**18.150**
(+) Caixa e equivalentes de caixa e depósitos vinculados	(5.965)	(4.316)	(5.570)	(2.465)
Dívida líquida[2]	**20.672**	**20.126**	**15.335**	**15.685**
Patrimônio líquido	13.153	12.280	9.816	8.440
Grau de alavancagem[3]	**61,1%**	**62,1%**	**61,0%**	**65,0%**

(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).

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

2.1 Condições financeiras e patrimoniais

- Em 31 de março de 2025, a dívida bruta total consolidada, representada, principalmente, por empréstimos, financiamentos, debêntures e ações preferenciais resgatáveis, líquidos dos efeitos de operações de hedge, totalizava R$ 26.636 milhões — aumento de 9,0% (R$ 2.194 milhões) comparativamente à posição de 31 de dezembro de 2024. O prazo médio de vencimento da dívida no fim do 1T25 era de 7,1 anos. A variação no endividamento da Companhia está relacionada, principalmente, à combinação dos seguintes fatores, ocorridos no 1T25: (i) R$ 1.956 milhões de ingresso pela 14ª emissão de debêntures da Companhia; (ii) geração de R$ 655 milhões em encargos incorridos a serem pagos e variação monetária; e (iii) R$ 417 milhões em amortizações de empréstimos, financiamentos e debêntures.

- Em 31 de dezembro de 2024, a dívida bruta total consolidada, representada, principalmente, por empréstimos, financiamentos, debêntures e ações preferenciais resgatáveis, líquidos dos efeitos de operações de hedge, totalizava R$ 24.442 milhões — aumento de 16,9% (R$ 3.537 milhões) comparativamente à posição de 31 de dezembro de 2023. O prazo médio de vencimento da dívida no fim do ano era de 7,6 anos. A variação no endividamento da Companhia está relacionada, principalmente, à combinação dos seguintes fatores, ocorridos no ano de 2024: (i) R$ 1.209 milhões de ingresso por aquisição de subsidiárias; (ii) R$ 1.089 milhões de saques junto ao Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES), Banco do Nordeste do Brasil (BNB) e Banco da Amazônia (BASA), para a construção de novos projetos; (iii) R$ 2.928 milhões da 12ª e 13ª emissões de debêntures da Companhia; (iv) geração de R$ 2.151 milhões em encargos incorridos a serem pagos e variação monetária; e (v) R$ 3.840 milhões em amortizações de empréstimos, financiamentos, debêntures e ações preferenciais.

- Em 31 de dezembro de 2023, a Dívida Bruta total consolidada, representada, principalmente, por empréstimos, financiamentos, debêntures e ações preferenciais resgatáveis, líquidos dos efeitos de operações de *hedge*, totalizava R$ 20.905 milhões — aumento de 15,2% (R$ 2.755 milhões) comparativamente à posição de 31 de dezembro de 2022. O prazo médio de vencimento da dívida no fim de 2023 era de 7,4 anos. O Grau de Alavancagem representava 61,0%. A variação no endividamento da Companhia está relacionada, principalmente, à combinação dos seguintes fatores, ocorridos no ano de 2023: (i) R$ 2.447 milhões da 11ª emissão de debêntures da Companhia; (ii) R$ 1.003 milhões de saques junto ao Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES) para a construção dos Conjuntos Eólicos Santo Agostinho e Assuruá; (iii) geração de R$ 1.934 milhões em encargos incorridos a serem pagos e variação monetária; (iv) R$ 2.618 milhões em amortizações de empréstimos, financiamentos, debêntures e ações preferenciais; e (v) R$ 11 milhões de transferência de financiamentos e debêntures de subsidiárias reclassificadas para Ativo Mantido para Venda.

- 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.

2.1 Condições financeiras e patrimoniais

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:

	Em 31 de março de	Exercício social encerrado em 31 de dezembro de		
(Em R$ milhões, exceto %)	**2025**	**2024**	**2023**	**2022**
Capital de Terceiros (Passivo Circulante + Passivo Não Circulante)	39.609	37.832	32.408	29.747
Capital Próprio (Patrimônio Líquido)	13.153	12.280	9.816	8.440
Capitalização Total (Capital de Terceiros + Capital Próprio)	**52.762**	**50.112**	**42.224**	**38.187**
Parcela de capital de terceiros (% da Capitalização Total)	75,1%	75,5%	76,8%	77,9%
Parcela de capital próprio (% da Capitalização Total)	24,9%	24,5%	23,2%	22,1%

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 31 de março de 2025, o total de passivos circulantes e não circulantes somavam R$ 39.609 milhões, enquanto em 31 de dezembro de 2024, o total de passivos circulantes e não circulantes eram de R$ 37.832 milhões, não representando, portanto, variação significativa entre ambos os períodos.
- Em 31 de dezembro de 2024, o total de passivos circulantes e não circulantes somavam R$ 37.832 milhões, enquanto em 31 de dezembro de 2023, o total de passivos circulantes e não circulantes somavam R$ 32.408 milhões, aumento decorrente, principalmente, de novas captações de empréstimos e emissões de debêntures para a construção de novos projetos e para formação de capital de giro para financiar a implementação do plano de negócios da Companhia.
- Em 31 de dezembro de 2023, o total de passivos circulantes e não circulantes somavam R$ 32.408 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.

2.1 Condições financeiras e patrimoniais

Capital Próprio

- Em 31 de março de 2025, o patrimônio líquido da Companhia totalizava um saldo de R$ 13.153 milhões, enquanto em 31 de dezembro de 2024, o patrimônio líquido da Companhia totalizava um saldo de R$ 12.280 milhões, não representando, portanto, variação significativa entre ambos os exercícios.
- Em 31 de dezembro de 2024, o patrimônio líquido da Companhia totalizava um saldo de R$ 12.280 milhões, enquanto em 31 de dezembro de 2023, o patrimônio líquido da Companhia totalizava um saldo de R$ 9.816 milhões, variação oriunda, substancialmente, da constituição de reserva de retenção de lucros proveniente do lucro líquido de 2024.
- Em 31 de dezembro de 2023, o patrimônio líquido da Companhia totalizava um saldo de R$ 9.816 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.

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.

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

	LTM[1]: em 31 de março de	Período de três meses findo em 31 de março de		Exercício social encerrado em 31 de dezembro de		
(Em R$ milhões, exceto %)	**2025**	**2025**	**2024**	**2024**	**2023**	**2022**
EBITDA Ajustado	7.592	2.040	1.815	7.367	7.270	6.941
Despesa financeira	(1.837)	(554)	(560)	(1.843)	(1.813)	(2.373)
Resultado financeiro	(2.074)	(623)	(525)	(1.976)	(1.963)	(2.515)
Dívida Bruta	**26.637**	**26.637**	**21.995**	24.442	20.905	18.150
Dívida Líquida	20.672	20.672	16.357	20.126	15.335	15.685
Dívida Líquida/ EBITDA Ajustado	2,7	N.A	N.A	2,7	2,1	2,3
Dívida Bruta/ EBITDA Ajustado	3,5	N.A	N.A	3,3	2,9	2,6
EBITDA Ajustado / Despesa financeira	(4,1)	(3,7)	(3,2)	(4,0)	(4,0)	(2,9)
Caixa líquido gerado pelas atividades operacionais	4.125	870	899	4.154	4.586	3.338

(1) LTM: *Last Twelve Months*, ou últimos doze meses, mais detalhes vide item 2.5 deste Formulário de Referência.

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

2.1 Condições financeiras e patrimoniais

No último exercício social 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 31 de março de 2025 é de R$ 20.672 milhões e corresponde a 2,7 vezes o EBITDA ajustado pela reversão de *Impairment*, alienação de subsidiária, alienação de participação societária em controlada em conjunto e custos de aquisição de subsidiárias, apurado nos últimos dozes meses findos em 31 de março de 2025, de R$ 7.592 milhões. Adicionalmente, a Companhia gerou um caixa líquido pelas atividades operacionais de R$ 4.125 milhões nos últimos dozes meses findos em 31 de março de 2025.

- A Dívida Líquida da Companhia em 31 de dezembro de 2024 era de R$ 20.126 milhões e corresponde a 2,7 vezes o EBITDA ajustado pelos custos de aquisição de subsidiárias, reversão de *Impairment* líquido, alienação de subsidiária, alienação de participação societária em controlada em conjunto (TAG) e indenização de seguros apurado no exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2024, de R$ 7.367 milhões. Adicionalmente, a Companhia gerou um caixa líquido pelas atividades operacionais de R$ 4.154 milhões no exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2024.

- A Dívida Líquida da Companhia em 31 de dezembro de 2023 era de R$ 15.335 milhões e corresponde a 2,1 vezes o EBITDA ajustado pela reversão de *Impairment* líquida, alienação de subsidiária e indenização de seguros apurado no exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2023, de R$ 7.270 milhões. Adicionalmente, a Companhia gerou um caixa líquido pelas atividades operacionais de R$ 4.586 milhões no exercício social encerrado em 31 de dezembro 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 pelo *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.

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.

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, são utilizados os recursos disponíveis por bancos de fomento, como o Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social ("BNDES"), diretamente e/ou por meio de seus Bancos Repassadores, o Banco da Amazônia ("BASA") e o Banco do Nordeste do Brasil ("BNB"). Estas instituições financeiras usualmente oferecem taxa de juros e prazos de pagamento compatíveis com o retorno dos projetos da Companhia.

2.1 Condições financeiras e patrimoniais

Caso o projeto de investimento não seja elegível para financiamento por algum dos bancos de fomento, por questões de custo do financiamento ou por questões de limites na disponibilidade dos créditos, a Companhia pode recorrer a outras fontes de financiamento, como 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 2024 e no primeiro trimestre de 2025, a Companhia utilizou como principais fontes de financiamento recursos do BNDES, BASA e BNB, 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, ou emissões de debêntures. Para fins de financiamento de ativos não circulantes, a Companhia pretende utilizar prioritariamente recursos de financiamentos de longo prazo diretamente junto aos bancos de fomento ou por meio de emissão de debêntures.

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.

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 31 de março de 2025, estão descritas a seguir:

(i) Contratos de empréstimo e financiamento relevantes

		Condições de Pagamento			
	Remuneração	Encargos	Principal	Vencimento	Saldos em 31.03.2025 (R$ milhões)
Companhia					
Empréstimos e financiamentos					
Moeda nacional					
BNDES - Assuruá	IPCA + 6,70% a.a.	Mensais a partir de 01.2026	Mensais a partir de 01.2026	12.2046	1.686
Moeda estrangeira (dólar)					
MUFG V	1,89% a.a. até 10.2021 e 2,01% 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	266
Scotiabank IV	2,00% a.a. com swap para CDI + 1,35% a.a.	Semestrais	07.2026	07.2026	548

2.1 Condições financeiras e patrimoniais

	Condições de Pagamento				
	Remuneração	Encargos	Principal	Vencimento	Saldos em 31.03.2025 (R$ milhões)
Controladas					
Empréstimos e financiamentos					
Ferrari					
BNDES Ampliação	TJLP + 1,76% a.a.[1]	Mensais a partir de 02.2017	Mensais a partir de 02.2017	07.2032	35
Assú V					
BNB	IPCA + 1,76% a.a.[2]	Trimestrais a partir de 01.2019; Mensais a partir de 08.2023	Mensais a partir de 08.2023	07.2038	78
BNB Aplicação	IPCA médio 12 meses + 4,41% a.a.[2]	Trimestrais a partir de 08.2022; 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.[1]	Mensais a partir de 07.2019	Mensais a partir de 07.2019	06.2035	331
BNDES	TJLP + 1,82% a.a.[1]	Mensais a partir de 07.2019	Mensais a partir de 07.2019	06.2035	386
Conjunto Eólico Umburanas - Fase I					
BNDES	IPCA + 3,91% a.a.	Mensais a partir de 12.2019	Mensais a partir de 12.2019	12.2038	1.223
Gralha Azul					
BNDES	IPCA + 3,83% a.a.	Mensais a partir de 10.2023	Mensais a partir de 10.2023	03.2044	1.960
Conjunto Eólico Campo Largo II					
BNDES	IPCA + 4,23% a.a.	Mensais a partir de 09.2021	Mensais a partir de 09.2021	12.2039	1.340
Novo Estado					
BNDES	IPCA + 4,67% a.a.	Mensais a partir de 11.2022	Mensais a partir de 11.2022	05.2044	2.198

2.1 Condições financeiras e patrimoniais

BASA	IPCA + 1,45% a.a.[2]	Mensais a partir de 11.2022	Mensais a partir de 11.2022	08.2044	730
Santo Agostinho					
BNDES	IPCA + 6,16% a.a.	Mensais a partir de 01.2024	Mensais a partir de 01.2024	11.2045	1.046
Floresta					
BNDES	TJLP + 2,15% a.a.	Mensais a partir de 06.2019	Mensais a partir de 06.2019	10.2036	223
Paracatu					
BNDES	IPCA + 4,98% a.a.	Mensais a partir de 11.2018	Mensais a partir de 11.2018	10.2038	493
Gavião Real					
BASA	IPCA médio 12 meses + 4,91% a.a.[2]	Mensais a partir de 03.2024	Mensais a partir de 05.2027	10.2047	58
Juazeiro					
BNB	IPCA + 1,85% a.a.[2]	Trimestrais a partir de 03.2018; Mensais a partir de 04.2020	Mensais a partir de 04.2020	03.2038	231
Solar Barreiras					
BNB	IPCA + 1,85% a.a.[2]	Trimestrais a partir de 12.2018; Mensais a partir de 01.2021	Mensais a partir de 01.2021	12.2038	180
Sol do Futuro					
BNB	IPCA + 1,77% a.a.[2]	Trimestrais a partir de 06.2018; Mensais a partir de 08.2020	Mensais a partir de 08.2020	07.2038	128
Lar do Sol					
BNB	IPCA + 2,68% a.a.[2]	Mensais a partir de 12.2023	Mensais a partir de 12.2023	11.2045	410
Assu Sol					

2.1 Condições financeiras e patrimoniais

BNB - Assu Sol 01 – FNE	IPCA médio 12 meses + 4,27% a.a.[2]	Trimestrais a partir de 09.2024; Mensais a partir de 07.2027	Mensais a partir de 07.2027	06.2044	50
BNB - Assu Sol 01 - AFD	IPCA + 11,00% a.a.	Semestrais a partir de 04.2025	Semestrais a partir de 10.2026	04.2034	4
BNB - Assu Sol 02 – FNE	IPCA médio 12 meses + 4,27% a.a.[2]	Trimestrais a partir de 09.2024; Mensais a partir de 07.2027	Mensais a partir de 07.2027	06.2044	50
BNB - Assu Sol 02 - AFD	IPCA + 11,00% a.a.	Semestrais a partir de 04.2025	Semestrais a partir de 10.2026	04.2034	4
BNB - Assu Sol 03 – FNE	IPCA médio 12 meses + 4,27% a.a.[2]	Trimestrais a partir de 10.2024; Mensais a partir de 08.2027	Mensais a partir de 08.2027	07.2044	51
BNB - Assu Sol 03 - AFD	IPCA + 11,00% a.a.	Semestrais a partir de 04.2025	Semestrais a partir de 10.2026	04.2034	4
BNB - Assu Sol 05 – FNE	IPCA médio 12 meses + 4,27% a.a.[2]	Trimestrais a partir de 10.2024; Mensais a partir de 08.2027	Mensais a partir de 08.2027	07.2044	51
BNB - Assu Sol 05 - AFD	IPCA + 11,00% a.a.	Semestrais a partir de 04.2025	Semestrais a partir de 10.2026	04.2034	4
BNB - Assu Sol 08 – FNE	IPCA médio 12 meses + 4,40% a.a.[2]	Trimestrais a partir de 01.2025; Mensais a partir de 11.2027	Mensais a partir de 11.2027	10.2040	44
BNB - Assu Sol 08 - AFD	IPCA + 11,00% a.a.	Semestrais a partir de 04.2025	Semestrais a partir de 10.2026	04.2034	4

[1] O montante correspondente à parcela da TJLP que exceder 6% a.a. é incorporado ao principal.
[2] Taxa resultante da aplicação do Bônus de Adimplemento, que é a condição de redução pelo fator 0,85 aplicada aos juros incorridos nas parcelas do serviço da dívida pagas em dia. Condição prevista para os financiamos por receberem recursos do Fundo Constitucional.

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 31 de março de 2025, a Companhia havia contratado empréstimos em moeda estrangeira com os bancos Scotiabank e 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 derivativos 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
MUFG V	95	500	1,89% a.a. até 10.2021 e 2,01% a.a. até 10.2025	CDI + 1,32% a.a.	10.2025
Scotiabank IV	102	530	2,00% a.a.	CDI + 1,35% a.a.	07.2026

2.1 Condições financeiras e patrimoniais

Garantias dos empréstimos e financiamentos

As garantias dos empréstimos e financiamento visam assegurar ao credor o pagamento dos serviços das dívidas, emitidas pela Companhia e por suas controladas, conforme previsto nos instrumentos contratuais. A Companhia e suas Controladas mantêm garantias para os empréstimos e financiamentos a seguir descritos.

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

  (i) Financiamento de empreendimentos de geração eólica: (a) cessão dos direitos emergentes das autorizações; (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) contas reserva em montante equivalente a 3 meses do serviço da dívida; (f) contas reserva em montante equivalente a 3 meses das despesas contratuais de operação e manutenção; e (g) fiança corporativa.

  (ii) Financiamento de empreendimentos de geração fotovoltaica: (a) cessão dos direitos emergentes das autorizações; (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) contas reserva em montante equivalente a 3 meses do serviço da dívida; e (f) contas reserva em montante equivalente a 3 meses das despesas contratuais de operação e manutenção.

  (iii) Financiamento de empreendimentos de transmissão: (a) cessão dos direitos emergentes das concessões; (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.

- **Banco da Amazônia (BASA)**

  (i) Financiamento de empreendimentos de transmissão: (a) cessão dos direitos emergentes das concessões; (b) cessão de direitos creditórios; (c) penhor da totalidade das ações representativas do capital social das controladas; (d) contas reserva em montante equivalente a 6 meses do serviço da dívida; e (e) fiança corporativa ou fiança bancária.

- **Banco do Nordeste do Brasil (BNB)**

  (i) Financiamento de empreendimentos de geração fotovoltaica: (a) cessão dos direitos emergentes das autorizações; (b) cessão de direitos creditórios; (c) penhor de bens e equipamentos relativos aos projetos; (d) contas reserva em valor mínimo entre 2,50% no período pré baixa das fianças bancárias e até 8,18% no período pós baixa das fianças bancárias, do saldo devedor total do financiamento; (e) contas reserva em valor mínimo equivalente a 25% das despesas contratuais anuais de operação e manutenção (em alguns financiamentos está previsto um valor fixo); e (f) fiança corporativa ou fiança bancária .

2.1 Condições financeiras e patrimoniais

(ii) Outras relações de longo prazo com instituições financeiras

Debêntures

São representadas pelas debêntures emitidas pela Companhia e pelas controladas Jaguara, Miranda, São Pedro II e São Pedro IV. Em 31 de março de 2025, a Companhia e suas Controladas possuíam as seguintes emissões vigentes:

				Condições de Pagamento			Em R$ milhões
	Quantidade	Remuneração	Garantia	Encargos	Principal	Vencimento	31.03.2025
Companhia							
6ª Emissão - Série 2	353.400	IPCA + 6,2515% a.a.	Sem garantia	Anuais a partir de 07.2017	3 Parcelas anuais a partir de 07.2024	07.2026	377
7ª Emissão - Série 1	515.353	IPCA + 5,6579% a.a.	Sem garantia	Anuais a partir de 07.2019	2 parcelas anuais a partir de 07.2024	07.2025	383
7ª Emissão - Série 2	231.257	IPCA + 5,9033% a.a.	Sem garantia	Anuais a partir de 07.2019	3 parcelas anuais a partir de 07.2026	07.2028	343
9ª Emissão – Série 1	576.095	IPCA + 3,7000% a.a.	Sem garantia	Anuais a partir de 07.2021	2 parcelas anuais a partir de 07.2025	07.2026	816
9ª Emissão – Série 2	539.678	IPCA + 3,9000% a.a.	Sem garantia	Anuais a partir de 07.2021	3 parcelas anuais a partir de 07.2027	07.2029	764
9ª Emissão – Série 3	378.827	IPCA + 3,6000% a.a.	Sem garantia	Semestrais a partir de 07.2021	2 parcelas anuais a partir de 07.2025	07.2026	527
9ª Emissão – Série 4	105.400	IPCA + 3,7000% a.a.	Sem garantia	Semestrais a partir de 07.2021	3 parcelas anuais a partir de 07.2027	07.2029	146
10ª Emissão – Série Única	400.000	IPCA + 5,7158% a.a.	Sem garantia	Anuais a partir de 09.2022	Anuais a partir de 09.2023	09.2046	457
11ª Emissão – Série 1	1.085.600	IPCA + 5,9325 % a.a.	Sem garantia	Anuais a partir de 11.2024	3 parcelas anuais a partir de 11.2031	11.2033	1.158
11ª Emissão – Série 2	96.278	IPCA + 6,0691 % a.a.	Sem garantia	Anuais a partir de 11.2024	3 parcelas anuais a partir de 11.2036	11.2038	101
11ª Emissão – Série 3	318.122	10,90% a.a. com swap para CDI + 0,378% a.a.	Sem garantia	11.2028	11.2028	11.2028	358
11ª Emissão – Série 4	900.000	CDI + 1,0000% a.a.	Sem garantia	Semestrais a partir de 05.2024	2 parcelas anuais a partir de 11.2027	11.2028	938
11ª Emissão – Série 5	100.000	CDI + 1,1000% a.a.	Sem garantia	Semestrais a partir de 05.2024	2 parcelas anuais a partir de 11.2029	11.2030	104
12ª Emissão – Série 1	863.239	12,4974% a.a. com swap para CDI + 0,155% a.a.	Sem garantia	Semestrais a partir de 12.2024	Na data de vencimento	08.2029	862
12ª Emissão – Série 2	636.761	IPCA + 6,7766% a.a. com swap para CDI + 0,43% a.a.	Sem garantia	Anuais a partir de 06.2025	3 parcelas anuais a partir de 2032	06.2034	661
12ª Emissão – Série 4	500.000	CDI +0,55% a.a.	Sem garantia	Na data de vencimento	Na data de vencimento	06.2026	544
13ª Emissão – Série Única	1.500.000	12,2372% a.a. com swap para CDI - 0,11% a.a.	Sem garantia	Semestrais a partir de 03.2025	Na data de vencimento	09.2030	1.421

2.1 Condições financeiras e patrimoniais

				Condições de Pagamento			Em R$ milhões
	Quantidade	Remuneração	Garantia	Encargos	Principal	Vencimento	31.03.2025
14ª Emissão – Série 1	1.000.000	14,3509% a.a. com swap para CDI - 0,29% a.a.	Sem garantia	Anuais a partir de 01.2027	2 parcelas anuais a partir de 01.2031	01.2032	936
14ª Emissão – Série 2	1.000.000	IPCA + 7,5568% a.a. com swap para CDI - 0,23% a.a.	Sem garantia	Anuais a partir de 01.2027	2 parcelas anuais a partir de 01.2031	01.2032	938
Controladas							
Jaguara							
1ª Emissão - Série 2	634.000	IPCA + 6,4962% a.a.	Garantia real	Semestrais a partir de 12.2018	Semestrais a partir de 06.2020	06.2027	482
Miranda							
1ª Emissão - Série 2	386.000	IPCA + 6,4962% a.a.	Garantia real	Semestrais a partir de 12.2018	Semestrais a partir de 06.2020	06.2027	332
São Pedro II							
1ª Emissão - Série Única	113.205	IPCA + 4,4000% a.a.	Garantia real	Semestrais a partir de 06.2020	Semestrais a partir de 06.2020	12.2034	112
São Pedro IV							
1ª Emissão - Série Única	95.518	IPCA + 4,4000% a.a.	Garantia real	Semestrais a partir de 06.2020	Semestrais a partir de 06.2020	12.2034	96

Garantias das debêntures

(i) **Debêntures das controladas Jaguara e Miranda:** (a) cessão dos direitos emergentes das autorizações; (b) cessão de direitos creditórios; (c) penhor da totalidade das ações representativas do capital social; e (d) fiança corporativa.

(ii) **Debêntures das controladas São Pedro II e IV:** (a) cessão dos direitos emergentes das autorizações; (b) cessão de direitos creditórios; (c) penhor de bens e equipamentos relativos aos projetos; (d) penhor da totalidade das ações representativas do capital social; (d) contas reserva em montante equivalente ao próximo pagamento do serviço da dívida; e (e) fiança corporativa.

2.1 Condições financeiras e patrimoniais

Ações preferenciais resgatáveis

O Conselho de Administração da Companhia, em reunião realizada em 21 de agosto de 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 de setembro de 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 de outubro de 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 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.

	Condições de Pagamento					Em R$ milhões
	Remuneração	Garantia	Encargos	Principal	Vencimento	31.03.2025
Novo Estado						
APR Itaú	CDI + 1,05% a.a.	Sem garantia	Semestrais a partir de 10.2023	Anuais a partir de 10.2023	10.2034	504

(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 nº 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

Empréstimos e financiamentos

A Companhia e suas controladas, em 31 de março de 2025, estavam sujeitas aos seguintes compromissos contratuais (*covenants*) – índices e limites financeiros – estabelecidos em seus contratos de empréstimos e financiamentos:

Dívida	*Covenants*	Medição em 31.03.2025
Companhia		
Scotiabank e MUFG	(i) Consolidado: Ebitda / Despesas Financeiras ≥ 2,0 (ii) Consolidado: Dívida Bruta / Ebitda ≤ 4,5	(i) 4,13 (ii) 3,51
Controladas[1]		
BNDES, BASA e Bancos Fiadores	ICSD[2] ≥ 1,1 ou ≥ 1,25 ou ≥ 1,3 dependendo da controlada	Nenhum *covenant* gerou inadimplemento nos respectivos contratos.
BNB	Comprometimento da capacidade de pagamento[3] ≤ 70%	Nenhum *covenant* gerou inadimplemento nos respectivos contratos.

(1) *Covenants* referentes as dívidas das controladas da Companhia são medidos anualmente em 31 de dezembro.

(2) Índice de Cobertura do Serviço da Dívida: Geração de caixa da atividade / Serviço da dívida.

(3) Comprometimento da Capacidade de Pagamento: Geração de caixa da atividade / Amortizações de principal.

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.

2.1 Condições financeiras e patrimoniais

Debêntures

Dívida	*Covenants*	Medição em 31.03.2025
Companhia		
6ª, 7ª e 9ª emissões	(i) Consolidado: Ebitda / Despesas Financeiras ≥ 2,0 (ii) Consolidado: Dívida bruta /Ebitda ≤ 4,5	(i) 4,13 (ii) 3,51
Controladas[1]		
Jaguara 1ª emissão	ICSD[2] ≥ 1,10	1,51
Miranda 1ª emissão	ICSD[2] ≥ 1,10	1,18
São Pedro II 1ª emissão	ICSD[2] ≥ 1,20	0,78[3]
São Pedro IV 1ª emissão	ICSD[2] ≥ 1,20	1,52

(1) *Covenants* referentes as dívidas das controladas da Companhia são medidos anualmente em 31 de dezembro

(2) Índice de Cobertura do Serviço da Dívida: Geração de caixa da atividade / Serviço da dívida.

(3) A Escritura de Emissão de Debêntures prevê que o descumprimento do ICSD por 2 anos seguidos ou 3 alternados, num intervalo de 5 anos, é caracterizado como inadimplemento contratual. 2024 foi o 1º ano com medição do ICSD abaixo do mínimo.

Além dos *covenants* usuais utilizados em operações de mercado de capitais, as dívidas da Companhia e de suas Controladas possuem os seguintes *covenants* que poderão dar causa à declaração de vencimento antecipado das dívidas mencionadas acima:

Não pagamento, vencimento antecipado de dívidas e/ou protesto de títulos	Não pagamento de quaisquer obrigações pecuniárias que não sejam decorrente das escrituras de emissão, e/ou vencimento antecipado de dívidas e/ou protesto de títulos da Companhia ou qualquer de suas controladas relevante (conforme definido nas escrituras de emissão) cujo valor, individual ou em conjunto, seja superior a R$ 120 milhões para a Companhia e R$ 50 milhões para as controladas Jaguara e Miranda, observados os *carve-outs* e prazos de curas aplicáveis, conforme descritos nas respectivas escrituras de emissão.
Liquidação, extinção e/ou dissolução	liquidação, extinção ou dissolução da Companhia e/ou das controladas relevantes (conforme definido nas escrituras de emissão) (ou qualquer forma de reorganização societária dessas controladas relevantes), 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.
Reorganização societária	Cisão, fusão, incorporação ou qualquer tipo de reorganização societária da Companhia, exceto se: (i) a alteração for aprovada em Assembleia Geral de Debenturistas; (ii) for garantido o direito de resgate aos debenturistas que não concordarem com a reorganização; ou (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.

2.1 Condições financeiras e patrimoniais

Medidas constritivas e/ou protetivas	(i) alienação, inoperância ou paralisação prolongada ou qualquer outra forma de disposição, pela Companhia, de ativos permanentes que representem, de forma individual ou agregada, desde a data de emissão até a data de vencimento das debêntures, de mais de 25% da capacidade de geração de energia elétrica da Companhia, que comprovadamente afete a capacidade econômico-financeira da Companhia, e que não acarrete em redução da classificação de risco abaixo de AA (duplo A), em escala local, pela *Standard & Poor´s*, *Fitch*, ou nota equivalente pela *Moodys*; (ii) intervenção ou perda da concessão/autorização da Companhia que represente mais de 25% de sua capacidade instalada, tomando-se por base a capacidade instalada da Emissora na data de emissão da 6ª Emissão de Debêntures da EBE, e que comprovadamente afete a capacidade econômico financeira da Companhia para as emissões da Companhia e perda de Contratos de Concessão, observados os *carve-outs* e prazos aplicáveis, conforme descritos nas respectivas escrituras de emissão; (iii) não renovação, cancelamento, revogação ou suspensão das autorização, concessões, subvenções, alvarás ou licenças necessárias 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 das escrituras de emissão das debêntures, observados os *carve-outs* e prazos aplicáveis, conforme descritos nas respectivas escrituras de emissão; e/ou (iv) caso a Companhia sofra arresto, sequestro ou penhora de bens de seu ativo que representem, de forma individual ou agregada, 25% ou mais de sua capacidade de geração de energia elétrica, observados os *carve-outs* e prazos aplicáveis, conforme descritos nas respectivas escrituras de emissão.
Decisões Judiciais	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$ 120 milhões para a Companhia e R$ 50 milhões para as controladas Jaguara e Miranda.
Rating	Não manutenção de classificação de risco corporativo da Companhia, igual ou superior a AA, em escala local, pela *Standard & Poor's*, *Fitch* ou nota equivalente pela *Moody's*.
Contratos de Mútuos e/ou Empréstimos	Concessão, pela Companhia, a partir da data de emissão da dívida, de mútuos e/ou empréstimos para quaisquer sociedades, observados os *carve-outs* aplicáveis, conforme descritos nas respectivas escrituras de emissão.
Objeto Social	Alteração do objeto social da Companhia, exceto se (i) previamente autorizado em Assembleia Geral de Debenturista; ou (ii) permanecer no objeto social da Companhia, atividades relacionadas à geração, transmissão ou comercialização de energia elétrica; ou (iii) decorrente de determinação da Aneel ou outra autoridade governamental competente.
Controle Acionário	Alteração no controle acionário direto ou indireto da Companhia, exceto se o controle indireto final for mantido pela ENGIE S.A. e tal alteração não acarretar 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.

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

2.1 Condições financeiras e patrimoniais

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

Tipo		Emissor	Credor	Contrato	*Threshold*	Observações	Tal sujeição se aplica também a eventual descumprimento de *covenants*
Debêntures	Companhia	ENGIE Brasil Energia S.A.	Debenturistas	6ª Emissão	R$ 120 milhões	*Cross-default* acionado em caso de inadimplemento de obrigação pecuniária da Companhia ou de suas Controladas Relevantes e *cross-acceleration* acionado em caso de vencimento antecipado.	Sim
Debêntures	Companhia	ENGIE Brasil Energia S.A.	Debenturistas	7ª Emissão	R$ 120 milhões	*Cross-default* acionado em caso de inadimplemento de obrigação pecuniária da Companhia ou de suas Controladas Relevantes e *cross-acceleration* acionado em caso de vencimento antecipado.	Sim
Debêntures	Companhia	ENGIE Brasil Energia S.A.	Debenturistas	9ª Emissão	R$ 120 milhões	*Cross-default* acionado em caso de inadimplemento de obrigação pecuniária da Companhia ou de suas Controladas Relevantes e *cross-acceleration* acionado em caso de vencimento antecipado.	Sim
Debêntures	Companhia	ENGIE Brasil Energia S.A.	Debenturistas	10ª Emissão	R$ 250 milhões	*Threshold* atualizado pelo IPCA a partir de set/21. Cross-default acionado em caso de inadimplemento de obrigação pecuniária da Companhia ou de suas Controladas Relevantes e *cross-acceleration* acionado em caso de vencimento antecipado.	Não
Debêntures	Companhia	ENGIE Brasil Energia S.A.	Debenturistas	11ª Emissão	R$ 290 milhões	*Threshold* atualizado pelo IPCA a partir de nov/23. Cross-default acionado em caso de inadimplemento de obrigação pecuniária da Companhia ou de suas Controladas Relevantes e *cross-acceleration* acionado em caso de vencimento antecipado.	Não
Debêntures	Companhia	ENGIE Brasil Energia S.A.	Debenturistas	12ª Emissão	R$ 300 milhões	*Threshold* atualizado pelo IPCA a partir de jun/24. Cross-default acionado em caso de inadimplemento de obrigação pecuniária da Companhia ou de suas Controladas Relevantes e *cross-acceleration* acionado em caso de vencimento antecipado.	Não
Debêntures	Companhia	ENGIE Brasil Energia S.A.	Debenturistas	13ª Emissão	R$ 300 milhões	*Threshold* atualizado pelo IPCA a partir de set/24. Cross-default acionado em caso de inadimplemento de obrigação pecuniária da Companhia ou de suas Controladas Relevantes e *cross-acceleration* acionado em caso de vencimento antecipado.	Não
Debêntures	Companhia	ENGIE Brasil Energia S.A.	Debenturistas	14ª Emissão	R$ 310 milhões	*Threshold* atualizado pelo IPCA a partir de fev/25. Cross-default acionado em caso de inadimplemento de obrigação pecuniária da Companhia ou de suas Controladas Relevantes e *cross-acceleration* acionado em caso de vencimento antecipado.	Não

2.1 Condições financeiras e patrimoniais

Debêntures	Controlada	Jaguara	Debenturistas	1ª Emissão	R$ 50 milhões	*Cross-default* e *cross acceleration* acionado em caso de inadimplemento.	Sim
Debêntures	Controlada	Miranda	Debenturistas	1ª Emissão	R$ 50 milhões	*Cross-default* e *cross acceleration* acionado em caso de inadimplemento.	Sim
Empréstimo	Companhia	ENGIE Brasil Energia S.A.	MUFG	4131 - MUFG - 2020.10 (5y) - Loan	US$ 100 milhões	*Cross-default* acionado em caso de inadimplemento pela Companhia ou suas controladas. Em caso de vencimento antecipado de obrigação pecuniária não há *threshold*.	Sim
Empréstimo	Companhia	ENGIE Brasil Energia S.A.	Scotiabank	4131 - Scotia - 2021.07 (5y) - Loan	US$ 100 milhões	*Cross-default* acionado em caso de inadimplemento pela Companhia ou suas controladas. Em caso de vencimento antecipado de obrigação pecuniária não há *threshold*.	Sim
Financiamento	Companhia	ENGIE Brasil Energia S.A.	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	N/A	Qualquer valor	*Cross-default* acionado em caso de inadimplemento nas dívidas do Grupo Econômico junto ao BNDES.	Sim
Financiamento	Controlada	CLWP Fase 2	BNDES	N/A	Qualquer valor	*Cross-default* acionado em caso de inadimplemento nas dívidas do Grupo Econômico junto ao BNDES.	Sim
Financiamento	Controlada	Floresta	BNDES	N/A	Qualquer valor	*Cross-default* acionado em caso de inadimplemento nas dívidas do Grupo Econômico junto ao BNDES.	Sim
Financiamento	Controlada	Gralha Azul	BNDES	N/A	Qualquer valor	*Cross-default* acionado em caso de inadimplemento nas dívidas do Grupo Econômico junto ao BNDES.	Sim
Financiamento	Controlada	Novo Estado	BNDES	N/A	Qualquer valor	*Cross-default* acionado em caso de inadimplemento nas dívidas do Grupo Econômico junto ao BNDES.	Sim
Financiamento	Controlada	Novo Estado	BASA	N/A	Qualquer valor	*Cross-default* acionado em caso de inadimplemento nas dívidas do Grupo Econômico junto ao BASA.	Sim
Financiamento	Controlada	Paracatu	BNDES	N/A	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	N/A	Qualquer valor	*Cross-default* acionado em caso de inadimplemento nas dívidas do Grupo Econômico junto ao BNDES.	Sim
Financiamento	Controlada	Umburanas Fase 1	BNDES	N/A	Qualquer valor	*Cross-default* acionado em caso de inadimplemento nas dívidas do Grupo Econômico junto ao BNDES.	Sim
Financiamento	Controlada	Lar do Sol	BNB	N/A	Qualquer valor	*Cross-default* acionado em caso de inadimplemento nas dívidas das SPEs junto ao BNB.	Sim

Adicionalmente, vale ressaltar que, considerando os respectivos *thresholds* e especificações previstas nos contratos 93,4% do endividamento consolidado da Companhia está sujeito a vencimento antecipado cruzado (*cross-default ou cross acceleration*).

2.1 Condições financeiras e patrimoniais

g. Limites dos financiamentos contratados e percentuais já utilizados

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. 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% do volume total do crédito. Os recursos foram destinados ao financiamento da construção das centrais geradoras eólicas do conjunto. O prazo para a liberação do saldo remanescente dos recursos é junho de 2025.

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, em janeiro de 2024 foi liberado o montante de R$ 200 milhões, e em julho de 2024 foi liberado o montante de R$ 587 milhões, totalizando 99,7% do volume total do crédito. 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.

Em junho de 2024, a Companhia, por meio das controladas indiretas Assú Sol 1, 2, 3 e 5, contratou financiamentos com o BNB, no valor total de R$ 308.000. Em agosto de 2024 foi liberado o montante de R$ 215.600, totalizando 70,0% do volume total do crédito. Os recursos serão destinados ao financiamento da construção das usinas do Conjunto Fotovoltaico Assú Sol. O prazo para liberação da totalidade dos recursos é março de 2025.

Em setembro de 2024, a Companhia, por meio da controlada indireta Assú Sol 8, contratou financiamento com o BNB, no valor total de R$ 67.000. Em novembro de 2024 foi liberado o montante de R$ 46.900, totalizando 70,0% do volume total do crédito. Os recursos serão destinados ao financiamento da construção das usinas do Conjunto Fotovoltaico Assú Sol. O prazo para liberação da totalidade dos recursos é julho de 2025.

Em novembro de 2024, a Companhia, contratou financiamento com o BNDES no valor total de R$ 700.000, porém nenhum recurso foi liberado até 31.03.2025. Os recursos serão destinados ao financiamento da construção das usinas do Conjunto Fotovoltaico Assú Sol. O prazo para liberação da totalidade dos recursos é maio de 2026.

2.1 Condições financeiras e patrimoniais

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

Demonstrações de Resultado

Período de três meses findo em 31 de março de 2025 comparado ao período de três meses findo em 31 de março de 2024

(Em R$ milhões, exceto %)	Exercício social encerrado em 31 de dezembro de				31.03.2025 x 31.03.2024
	2025	AV(%)	2024	AV(%)[1]	AH(%)[2]
RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA	3.013	100,0%	2.609	100,0%	15,5%
CUSTOS OPERACIONAIS	(1.372)	-45,5%	(1.094)	-41,9%	25,4%
LUCRO BRUTO	1.641	54,5%	1.515	58,1%	8,3%
Receitas (despesas) operacionais					
Despesas com vendas	(15)	-0,5%	(12)	-0,5%	25,0%
Despesas gerais e administrativas	(85)	-2,8%	(97)	-3,7%	-12,4%
Alienação de subsidiária	4	0,1%	-	-	100,0%
Alienação de participação societária em controlada em conjunto	-	0,0%	1.350	51,7%	-100,0%
Outras receitas operacionais, líquidas	10	0,3%	2	0,1%	400,0%
	(86)	-2,9%	1.243	47,6%	-106,9%
Resultado de Participações Societárias					
Equivalência patrimonial	167	5,5%	162	6,2%	3,1%
LUCRO ANTES DO RESULTADO FINANCEIRO E DOS TRIBUTOS	1.722	57,2%	2.920	111,9%	-41,0%
Resultado financeiro					
Receitas financeiras	143	4,7%	212	8,1%	-32,5%
Despesas financeiras	(554)	-18,4%	(560)	-21,5%	-1,1%
Despesas de concessões a pagar (Uso de Bem Público)	(212)	-7,0%	(177)	-6,8%	19,8%
	(623)	-20,7%	(525)	-20,1%	18,7%
LUCRO ANTES DOS TRIBUTOS SOBRE O LUCRO	1.099	36,5%	2.395	91,8%	-54,1%
Imposto de renda e contribuição social (corrente e diferido)	(273)	-9,1%	(711)	-27,3%	-61,6%
LUCRO LÍQUIDO DO EXERCÍCIO	826	27,4%	1.684	64,5%	-51,0%

(1) Análise Vertical (AV): representa o percentual ou item de uma linha em relação às receitas líquidas para os períodos aplicáveis para os resultados das operações da Companhia.
(2) Análise Horizontal (AH): índices ou itens de linha nas demonstrações financeiras da Companhia ao longo de um período.

Receita operacional líquida

No período de três meses findo em 31 de março de 2025, a receita operacional líquida aumentou 15,5% (R$ 404 milhões) quando comparada ao período de três meses findo em 31 de março de 2024, passando de R$ 2.609 milhões para R$ 3.013 milhões. Essa variação decorre, principalmente, dos seguintes efeitos: (i) elevação de R$ 390 milhões (129,6%), ocasionada, substancialmente, pela evolução da construção do Sistema de Transmissão Asa Branca, a qual impactou no crescimento da receita operacional líquida do segmento de transmissão; (ii) acréscimo de R$ 21 milhões (0,9%) na receita operacional líquida de geração e venda de energia do portfólio; e (iii) redução de R$ 7 milhões (13,0%) no segmento de *trading*.

Custos operacionais

Os custos operacionais aumentaram em R$ 278 milhões (25,4%) entre os trimestres comparados, passando de R$ 1.094 milhões no período de três meses findo em 31 de março de 2024 para R$ 1.372 milhões no período de três meses findo em 31 de março de 2025. Esta variação foi reflexo, principalmente, da combinação dos seguintes fatores: (i) acréscimo de R$ 300 milhões (714,3%) nos custos do segmento de transmissão, principalmente pelo aumento dos custos de construção do Sistema de Transmissão Asa Branca; (ii) redução de R$ 12 milhões (1,2%) nos custos do segmento de geração e venda de energia do portfólio da Companhia; e (iii) queda de R$ 10 milhões (17,9%) nos custos de operações de *trading* de energia.

2.1 Condições financeiras e patrimoniais

Receitas (despesas) operacionais

- **Alienação de Participação Societária em Controlada em Conjunto:** O Conselho de Administração da Companhia, em reunião realizada em 28 de dezembro de 2023, aprovou a celebração do contrato de compra e venda de ações e outras avenças entre, de um lado, a Companhia, e de outro lado, o Caisse de Dépôt et Placement du Québec ("CDPQ"), por meio de sua subsidiária integral CDP Groupe Infrastructures Inc., com interveniência e anuência da TAG, por meio do qual foram estabelecidos os termos e condições para alienação, pela Companhia à CDPQ, de ações de emissão da TAG de titularidade da Companhia representativas de 15% do capital social total da TAG. O preço base de venda foi de R$ 3.113 milhões, em uma estrutura de porteira fechada (*locked box*), com as devidas correções monetárias até a data de fechamento, em linha com termos usuais em operações do mesmo porte e natureza e conforme previsto no contrato de compra e venda. Em 10 de janeiro de 2024, após o cumprimento de todas as condições precedentes, foi concluída a operação de alienação de 15% da participação societária detida pela Companhia na TAG, mediante transferência das ações e liquidação do preço, nos termos do contrato de compra e venda de ações e outras avenças celebrado em 28 de dezembro de 2023, entre a Companhia, na qualidade de vendedora, pela TAG, na qualidade de interveniente anuente, e pelo CDPQ, por meio de sua subsidiária integral CDP Groupe Infrastructure Inc., na qualidade de compradora. O preço de fechamento de venda foi de R$ 2.780 milhões, montante apurado após os ajustes de preço previstos no contrato de compra e venda. A Companhia permanece acionista da TAG, sendo titular de ações representativas de 17,5% do capital social total da TAG, permanecendo o Grupo ENGIE com 50% capital social total da TAG, ambos vinculados ao acordo de acionistas da TAG, mantendo o grupo de controle atual. O resultado no 1T24 com a alienação, líquido dos custos de venda, foi positivo em R$ 1.350 milhões.

Resultado de Equivalência Patrimonial

Entre os períodos comparados, o resultado de equivalência patrimonial aumentou R$ 5 milhões (3,1%), passando de R$ 162 milhões para R$ 167 milhões, respectivamente. A variação foi consequência, substancialmente, do aumento do lucro líquido da TAG, atenuado pela redução do percentual de participação da Companhia, ocorrida durante em 10 de janeiro de 2024.

Resultado financeiro

- **Receitas financeiras:** no período de três meses findo em 31 de março de 2025, as receitas financeiras atingiram R$ 143 milhões, R$ 69 milhões ou 32,5% abaixo dos R$ 212 milhões auferidos no período de três meses findo em 31 de março de 2024, substancialmente, pela redução de R$ 76 milhões na receita com aplicações financeiras. O decréscimo foi motivado, principalmente, pela redução da média dos saldos de aplicações financeiras nos períodos em questão, suavizada pelo crescimento do CDI.

- **Despesas financeiras:** as despesas financeiras no período de três meses findo em 31 de março de 2025 foram de R$ 554 milhões, isto é, R$ 6 milhões ou 1,1% abaixo das registradas no período de três meses findo em 31 de março de 2024, que foram de R$ 560 milhões. As principais variações observadas foram decorrentes (i) da variação positiva de R$ 95 milhões no ajuste a valor de mercado dos instrumentos de dívidas, líquido de hedge, registrados na rubrica de outras receitas (despesas) financeiras, líquidas; suavizada (ii) pelo aumento de R$ 72 milhões sobre a dívida, entre os trimestres analisados, em virtude dos acréscimos de (ii.i) R$ 48 milhões relativos à atualização monetária, em decorrência da elevação dos índices inflacionários e do aumento do saldo da dívida entre os períodos analisados, em decorrência, principalmente, das 12ª, 13ª e 14ª emissões de debêntures da Companhia, ocorridas em julho de 2024, outubro de 2024 e março de 2025, respectivamente; e (ii.ii) R$ 24 milhões de juros sobre a dívida, em virtude das emissões anteriormente citadas e do crescimento do CDI e da TJLP entre os períodos.

2.1 Condições financeiras e patrimoniais

- **Despesas de concessões a pagar (Uso de Bem Público):** as despesas de concessões a pagar aumentaram em R$ 35 milhões (19,8%), atingindo R$ 212 milhões no período de três meses findo em 31 de março de 2025 em contrapartida aos R$ 177 milhões no período de três meses findo em 31 de março de 2024, em virtude, principalmente, do acréscimo de R$ 38 milhões de atualização monetária, em decorrência, principalmente, do aumento do IPCA e do IGPM.

Imposto de Renda e Contribuição Social (corrente e diferido)

O valor apurado de IR e CSLL no período de três meses findo em 31 de março de 2025 foi R$ 273 milhões, variação de R$ 438 milhões (61,6%) quando comparado ao mesmo período de 2024, o qual foi R$ 711 milhões. A variação foi motivada, principalmente, pela redução do resultado antes dos tributos sobre o lucro.

Lucro Líquido Ajustado

O lucro líquido ajustado do período de três meses findo em 31 de março de 2025 foi de R$ 823 milhões, R$ 30 milhões ou 3,8% maior do que os R$ 793 milhões apresentados no mesmo período do ano anterior. A variação é consequência do aumento de R$ 225 milhões no Ebitda ajustado, o qual foi atenuado pelos seguintes efeitos: (i) efeito negativo de R$ 98 milhões do resultado financeiro líquido; (ii) aumento de R$ 77 milhões da depreciação e amortização; e (iii) aumento de R$ 20 milhões do imposto de renda e da contribuição social, considerando as transações recorrentes. Considerando os efeitos não recorrentes, de alienação de subsidiária e de alienação de participação societária em controlada em conjunto, o lucro líquido do período de três meses findo em 31 de março de 2025 foi de R$ 826 milhões, R$ 858 milhões ou 51,0% menor do que os R$ 1.684 milhões apresentados no mesmo período do ano anterior.

Exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2024 comparado com o exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2023

(Em R$ milhões, exceto %)	Exercício social encerrado em 31 de dezembro de				31.12.2024 x 31.12.2023
	2024	AV	2023	AV	AH
RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA	**11.219**	**100,0%**	**10.748**	**100,0%**	**4,4%**
CUSTOS OPERACIONAIS	**(5.112)**	**-45,6%**	**(4.841)**	**-45,0%**	**5,6%**
LUCRO BRUTO	**6.107**	**54,4%**	**5.907**	**55,0%**	**3,4%**
Receitas (despesas) operacionais					
Despesas com vendas	(65)	-0,6%	(58)	-0,5%	12,1%
Despesas gerais e administrativas	(443)	-3,9%	(374)	-3,5%	18,4%
Reversão de provisão para redução ao valor recuperável de ativos, líquida	45	0,4%	1.198	11,1%	-96,2%
Alienação de participação societária em controlada em conjunto	1.336	11,9%	-	0,0%	100,0%
Alienação de subsidiária	16	0,1%	(1.287)	-12,0%	-101,2%
Outras despesas operacionais, líquidas	(28)	-0,2%	(19)	-0,2%	47,4%
	861	**7,7%**	**(540)**	**-5,0%**	**-259,4%**
Resultado de Participações Societárias					
Equivalência patrimonial	714	6,4%	993	9,2%	**-28,1%**
LUCRO ANTES DO RESULTADO FINANCEIRO E DOS TRIBUTOS	**7.682**	**68,5%**	**6.360**	**59,2%**	**20,8%**
Resultado financeiro					
Receitas financeiras	622	5,5%	449	4,2%	38,5%
Despesas financeiras	(1.843)	-16,4%	(1.813)	-16,9%	1,7%
Despesas de concessões a pagar (Uso de Bem Público)	(755)	-6,7%	(599)	-5,6%	26,0%
	(1.976)	**-17,6%**	**(1.963)**	**-18,3%**	**0,7%**
LUCRO ANTES DOS TRIBUTOS SOBRE O LUCRO	**5.706**	**50,9%**	**4.397**	**40,9%**	**29,8%**
Imposto de renda e contribuição social (corrente e diferido)	(1.403)	-12,5%	(968)	-9,0%	44,9%
LUCRO LÍQUIDO DO EXERCÍCIO	**4.303**	**38,4%**	**3.429**	**31,9%**	**25,5%**

2.1 Condições financeiras e patrimoniais

Receita operacional líquida

A receita operacional líquida passou de R$ 10.748 milhões no exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2023, para R$ 11.219 milhões no exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2024, ou seja, aumento de R$ 471 milhões (4,4%). Essa variação foi reflexo, principalmente, dos seguintes fatores: (i) aumento de R$ 386 milhões (34,0%) no segmento de transmissão;(ii) acréscimo na geração e venda de energia do portfólio de R$ 236 milhões (2,6%), motivado, substancialmente, pelos seguintes efeitos positivos: (ii.i) aumento de R$ 250 milhões nas indenizações; (ii.ii) acréscimo de R$ 96 milhões nas transações realizadas no mercado de curto prazo, principalmente na Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE); e (ii.iii) crescimento de R$ 31 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), pelo aumento da inflação entre os anos analisados. Esses efeitos foram parcialmente atenuados pela (ii.iv) queda de R$ 146 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. Adicionalmente, ocorreu (iii) redução de R$ 151 milhões (34,4%) no segmento de *trading* oriundo, principalmente, das reduções da receita das operações realizadas.

Custos operacionais

No exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2024, os custos operacionais atingiram R$ 5.112 milhões, superiores em R$ 271 milhões (5,6%) aos custos do exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2023, de R$ 4.841 milhões. Esta variação foi reflexo da combinação dos seguintes fatores: (i) acréscimo de R$ 236 milhões (76,1%) nos custos do segmento de transmissão, substancialmente pelo aumento dos custos de construção dos Sistemas de Transmissão Asa Branca e Gavião Real; (ii) acréscimo de R$ 175 milhões (4,3%) no segmento de geração e venda de energia do portfólio; e (iii) redução de R$ 140 milhões (32,2%) nos custos de operações de *trading* de energia.

- **Receitas (despesas) operacionais Despesas com vendas, gerais e administrativas:** A Companhia apresentou acréscimo nas despesas com vendas, gerais e administrativas, no montante de R$ 76 milhões no exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2024 comparado ao exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2023. A principal variação decorre do segmento de geração, no montante de R$ 58 milhões, a qual foi impactada, substancialmente, pelos seguintes eventos: (i) aumento dos serviços gerais de informática; (ii) aumento nas despesas com pessoal, em decorrência do reajuste anual da remuneração e benefícios dos colaboradores e das contratações no período; e (iii) custos de aquisição dos Conjuntos Fotovoltaicos, com a contratação de serviços de assessoria.

- **Reversão (provisão) para redução ao valor recuperável de ativos, líquida:** No exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2024, a Companhia reconheceu R$ 45 milhões de reversão referente ao *impairment* anteriormente registrado em decorrência do sinistro ocorrido no Conjunto Fotovoltaico Paracatu, em abril de 2023. Esta reversão ocorreu em virtude da baixa dos ativos, os quais foram reembolsados pela seguradora. Ressalta-se que a baixa de ativos, somada ao reembolso da seguradora, não trouxe impactos ao resultado da Companhia. Durante o exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2023 a Companhia registrou o montante de R$ 1.243 milhões de reversão de *impairment*, em decorrência alienação da subsidiária Usina Termelétrica Pampa Sul S.A. e o montante de R$ 45 milhões de provisão para redução ao valor recuperável, referente ao sinistro do Conjunto Fotovoltaico Paracatu.

  A Companhia possui cobertura contra perdas por lucro cessante, causadas por sinistros que originem interrupção de produção de energia, causada por falha ou indisponibilidade das unidades geradoras.

2.1 Condições financeiras e patrimoniais

- **Alienação de subsidiária:** Durante o exercício social de 2024, a Companhia registrou uma receita de alienação no montante de R$ 16 milhões oriundas de ajuste de preço da venda da subsidiária Pampa Sul, ocorrida em 2023, este ajuste de preço provém de obrigações condicionadas para o recebimento. Em junho de 2024, após o cumprimento das condições precedentes, foi concluída a operação de venda da participação societária que a Companhia possuía na subsidiária Lages Bioenergética Ltda. 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$ 9 milhões, em 2024. 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. Referida 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$ 1.296 milhões negativos) e reversão do *impairment* (R$ 1.243 milhões), foi negativo em R$ 53 milhões, no exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2023. Adicionalmente à esta operação, a Companhia registrou uma receita de alienação no montante de R$ 9 milhões oriundas de ajuste de preço da venda da subsidiária Diamante, ocorrido em 2021 – tal ajuste de preço provém de obrigações condicionadas para o recebimento.

- **Outras (despesas) receitas operacionais, líquidas**: No exercício social de 2024, a Companhia reconheceu baixas de ativos, que totalizaram R$ 57 milhões, sendo R$ 45 milhões relativos ao Conjunto Fotovoltaico Paracatu, em decorrência dos fortes ventos na região, em abril de 2023. Adicionalmente, durante o ano de 2024, no segmento de transmissão, houve o reconhecimento no grupo de outras despesas/receitas operacionais do montante de R$ 25 milhões com efeito positivo no resultado em contrapartida do ativo de contrato. A Companhia reconheceu no exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2023, no segmento de geração, o montante de R$ 45 milhões, a título de indenização de seguros em decorrência do sinistro ocorrido no Conjunto Fotovoltaico Paracatu, os quais foram registrados na rubrica de outras receitas operacionais. Adicionalmente, durante o exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2023, houve o reconhecimento no segmento de transmissão do montante de R$ 64 milhões com efeito negativo no resultado a título de revisão tarifária periódica em contrapartida do ativo de contrato.

Resultado de Equivalência Patrimonial

Entre os anos comparados, o resultado de equivalência patrimonial reduziu R$ 279 milhões (28,1%), passando de R$ 993 milhões no exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2023 para R$ 714 milhões no exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2024. A variação foi consequência, substancialmente, da redução do percentual de participação da Companhia, atenuado pelo aumento do lucro líquido da TAG.

Resultado financeiro

- **Receitas financeiras:** no comparativo entre os exercícios sociais, as receitas financeiras aumentaram R$ 173 milhões (38,5%), passando de R$ 449 milhões no exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2023 para R$ 662 milhões no exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2024, em virtude, principalmente, do acréscimo receita com aplicações financeiras no montante de R$ 151 milhões. O aumento foi motivado, substancialmente, pela elevação da média dos saldos de aplicações financeiras entre os anos e suavizado pela redução do CDI.

- **Despesas financeiras:** as despesas aumentaram de R$ 1.813 milhões no exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2023 para R$ 1.843 milhões no exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2024, ou seja, R$ 30 milhões (1,7%), resultado da combinação, principalmente, dos seguintes efeitos: (i) acréscimo de R$ 108 milhões sobre dívida, entre os

2.1 Condições financeiras e patrimoniais

anos analisados, em razão, principalmente, do aumento de R$ 139 milhões de atualização monetária, pelo crescimento da inflação; e atenuado (ii) pelo resultado positivo de R$ 104 milhões no ajuste a valor de mercado dos instrumentos de dívidas, líquido de *hedge*, registrados na rubrica de outras despesas financeiras, líquidas. Ressalta-se que os montantes de juros de dívida se mantiveram estáveis entre os anos observados, em virtude do aumento de R$ 244 milhões (111,4%) na capitalização no ativo imobilizado, decorrente do avanço das obras do Conjunto Eólico Serra do Assuruá e Conjunto Fotovoltaico Assú Sol, ocorrido durante o ano de 2024 – de R$ 219 milhões em 2023 para R$ 463 milhões em 2024.

- **Despesas de concessões a pagar (Uso de Bem Público):** na comparação entre os anos, houve acréscimo de R$ 156 milhões, ou seja 26,0%, passando de R$ 599 milhões no exercício social encerrado em 31 de dezembro 2023 de para R$ 755 milhões no exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2024, resultado substancialmente do acréscimo de R$ 152 milhões de atualização monetária motivada, principalmente, pelo crescimento do IPCA e do IGPM entre os anos.

Imposto de Renda e Contribuição Social (corrente e diferido)

O valor apurado de imposto de renda e contribuição social (corrente e diferido), no acumulado do ano, aumentou R$ 435 milhões (44,9%), passando de R$ 968 milhões no exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2023 para R$ 1.403 milhões no exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2024. A variação foi motivada, principalmente, pelo aumento do lucro antes do IR e CSLL entre os anos observados.

Lucro Líquido

Em decorrência dos fatores mencionados acima, o lucro líquido no exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2024 foi de R$ 4.303 milhões, comparado a R$ 3.429 milhões apresentados no exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2023, representando um acréscimo de R$ 874 milhões ou 25,5%.

Exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2023 comparado com o exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2022

(Em R$ milhões, exceto %)	Exercício social encerrado em 31 de dezembro de				31.12.2023 x 31.12.2022
	2023	AV (%)	2022	AV (%)	AH (%)
RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA	**10.748**	**100,0%**	**11.907**	**100,0%**	**-9,7%**
CUSTOS OPERACIONAIS	**(4.841)**	**-45,0%**	**(6.317)**	**-53,1%**	**-23,4%**
LUCRO BRUTO	**5.907**	**55,0%**	**5.590**	**46,9%**	**5,7%**
Receitas (despesas) operacionais					
Despesas com vendas	(58)	-0,5%	(27)	-0,2%	114,8%
Despesas gerais e administrativas	(374)	-3,5%	(339)	-2,8%	10,3%
Reversão (constituição) de provisão para redução ao valor recuperável de ativos, líquida	1.198	11,1%	(67)	-0,6%	-1888,1%
Alienação de subsidiária	(1.287)	-12,0%	(84)	-0,7%	1432,1%
Outras (despesas) receitas operacionais, líquidas	(19)	-0,2%	1	0,0%	-2000,0%
	(540)	**-5,0%**	**(516)**	**-4,3%**	**4,7%**
Resultado de Participações Societárias					
Equivalência patrimonial	993	9,2%	727	6,1%	**36,6%**
LUCRO ANTES DO RESULTADO FINANCEIRO E DOS TRIBUTOS	**6.360**	**59,2%**	**5.801**	**48,7%**	**9,6%**
Resultado financeiro					
Receitas financeiras	449	4,2%	585	4,9%	-23,2%
Despesas financeiras	(1.813)	-16,9%	(2.373)	-19,9%	-23,6%
Despesas de concessões a pagar (Uso de Bem Público)	(599)	-5,6%	(727)	-6,1%	-17,6%
	(1.963)	**-18,3%**	**(2.515)**	**-21,1%**	**-21,9%**
LUCRO ANTES DOS TRIBUTOS SOBRE O LUCRO	**4.397**	**40,9%**	**3.286**	**27,6%**	**33,8%**
Imposto de renda e contribuição social (corrente e diferido)	(968)	-9,0%	(621)	-5,2%	55,9%
LUCRO LÍQUIDO DO EXERCÍCIO	**3.429**	**31,9%**	**2.665**	**22,4%**	**28,7%**

2.1 Condições financeiras e patrimoniais

Receita operacional líquida

A receita operacional líquida passou de R$ 11.907 milhões no exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2022 para R$ 10.748 milhões no exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2023, ou seja, redução de R$ 1.159 milhões (9,7%). Essa variação foi reflexo, principalmente, dos seguintes fatores: (i) Redução na geração e venda de energia do portfólio de R$ 338 milhões (3,6%), motivado, substancialmente, pelos seguintes efeitos negativos: (i.i) queda de R$ 343 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) redução de R$ 17 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 contração da inflação entre os anos analisados. Esses efeitos foram parcialmente atenuados pelo (i.iii) acréscimo de R$ 37 milhões nas transações realizadas no mercado de curto prazo, principalmente na Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE). Adicionalmente, ocorreu (ii) queda de R$ 568 milhões (33,4%) no segmento de transmissão e (iii) redução de R$ 246 milhões (35,9%) no segmento de *trading* oriundo, principalmente, das reduções da receita das operações realizadas.

Custos operacionais

No exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2023, os custos operacionais atingiram R$ 4.841 milhões, inferiores em R$ 1.476 milhões (23,4%) aos custos do exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2022, de R$ 6.317 milhões. Esta variação foi reflexo da combinação dos seguintes fatores: (i) decréscimo de R$ 830 milhões (72,8%) nos custos do segmento de transmissão, substancialmente pela redução dos custos de construção; (ii) decréscimo de R$ 409 milhões (9,1%) no segmento de geração e venda de energia do portfólio; (iii) redução de R$ 234 milhões (35,0%) nos custos de operações de trading de energia; e (iv) variação de R$ 3 milhões nos custos de venda e instalação de painéis solares em decorrência da venda da EGSD.

Receitas (despesas) operacionais

- **Despesas com vendas, gerais e administrativas:** A Companhia apresentou acréscimo nas despesas com vendas, gerais e administrativas, no montante de R$ 66 milhões no exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2023 comparado ao exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2022. A principal variação decorre do segmento de geração, no montante de R$ 62 milhões, que foi impactada, substancialmente, pelos seguintes eventos: (i) aumento nas despesas com propaganda e publicidade, em decorrência da estratégia comercial para capturar oportunidades com a abertura do mercado livre de energia; e (ii) aumento nas despesas com serviços de terceiros de informática, consultoria e advocacia.

- **Reversão (provisão) para redução ao valor recuperável de ativos, líquida:** Durante o exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2023 a Companhia registrou o montante de R$ 1.243 milhões de reversão de *impairment*, em decorrência alienação da subsidiária Usina Termelétrica Pampa Sul S.A. e o montante de R$ 45 milhões de provisão para redução ao valor recuperável, referente ao sinistro do Conjunto Fotovoltaico Paracatu. No exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2022, a Companhia (i) reconheceu o montante de R$ 21 milhões de provisão de *impairment* relativos ao aumento nos custos de fornecimento de matéria prima da subsidiária Lages; (ii) complementou o *impairment* da Pampa Sul no montante de R$ 164 milhões; e (iii) reverteu R$ 118 milhões referente à EGSD, em virtude da venda, ocorrida em 21 de fevereiro de 2022.

- **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. 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$ 1.296 milhões negativos) e reversão do impairment (R$ 1.243 milhões), foi negativo em R$

2.1 Condições financeiras e patrimoniais

53 milhões, no exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2023. Adicionalmente à esta operação, a Companhia registrou uma receita de alienação no montante de R$ 9 milhões oriundas de ajuste de preço da venda da subsidiária Diamante, ocorrido em 2021 – tal ajuste de preço provém de obrigações condicionadas para o recebimento. Em 21 de fevereiro de 2022 e 01 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 (R$ 94 milhões), e reversão do *impairment* (R$ 118 milhões), foi positivo em R$ 24 milhões. O resultado com a alienação da Norte Catarinense, líquido dos custos de venda, foi positivo em R$ 10 milhões.

- **Outras (despesas) receitas operacionais, líquidas:** A Companhia reconheceu no exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2023, no segmento de geração, o montante de R$ 45 milhões, a título de indenização de seguros em decorrência do sinistro ocorrido no Conjunto Fotovoltaico Paracatu, os quais foram registrados na rubrica de outras receitas operacionais. Adicionalmente, durante o exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2023, houve o reconhecimento no segmento de transmissão do montante de R$ 64 milhões com efeito negativo no resultado a título de revisão tarifária periódica em contrapartida do ativo de contrato. 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. Este ajuste ocorreu após o período de 12 meses de mensuração da combinação de negócios, motivo pelo qual foi registrado no resultado da Companhia. No exercício social encerrado em 31 de dezembro de, além do efeito mencionado do segmento de transmissão, o segmento de geração reconheceu R$ 22 milhões negativos os quais referem-se, substancialmente, à baixa de ativos da UTE Pampa Sul, decorrente de manutenções realizadas no exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2022.

Resultado de Equivalência Patrimonial

Entre os anos comparados, o resultado de equivalência patrimonial aumentou R$ 266 milhões (36,6%), passando de R$ 727 milhões no exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2022 para R$ 993 milhões no exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2023. Esse aumento é decorrente do aumento no lucro líquido da Transportadora Associada de Gás – TAG, na qual a Companhia detém participação acionária de 31,5% em 31 de dezembro de 2023.

Resultado financeiro

- **Receitas financeiras:** no comparativo entre os exercícios sociais, as receitas financeiras reduziram R$ 136 milhões (23,2%), passando de R$ 585 milhões no exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2022 para R$ 449 milhões no exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2023, em virtude, principalmente, da redução na receita com aplicações financeiras no montante de R$ 126 milhões. A queda foi motivada, substancialmente, pela diminuição da média dos saldos de aplicações financeiras entre os anos e suavizada pelo leve aumento do CDI entre os anos analisados.

- **Despesas financeiras:** as despesas reduziram de R$ 2.373 milhões no exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2022 para R$ 1.813 milhões no exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2023, ou seja, R$ 560 milhões (23,6%), resultado da combinação, principalmente, dos seguintes efeitos: (i) redução de R$ 527 milhões sobre dívida, entre os anos analisados, dos quais: (i.i) queda de R$ 404 milhões de juros, em razão, principalmente, da liquidação de instrumentos de dívida em montantes significativos ao longo do exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2023; e (i.ii) redução de R$ 123 milhões de atualização monetária, pela variação da inflação, atenuada pelo aumento do saldo de instrumentos de dívidas.

2.1 Condições financeiras e patrimoniais

- **Despesas de concessões a pagar (Uso de Bem Público):** na comparação entre os anos, houve redução de R$ 128 milhões, ou seja 17,6%, passando de R$ 727 milhões no exercício social encerrado em 31 de dezembro de para R$ 599 milhões no exercício social encerrado em 31 de dezembro de, resultado dos seguintes efeitos: (i) queda de R$ 155 milhões de atualização monetária, motivada, principalmente, pela desaceleração do IPCA e do IGP-M entre os anos, destaca-se que o IGP-M no exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2023 apresentou deflação; e (ii) R$ 27 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$ 347 milhões (55,9%), passando de R$ 621 milhões no exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2022 para R$ 968 milhões no exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2023. A variação foi motivada, principalmente, pelo aumento do lucro antes do IR e CSLL entre os anos observados.

Lucro Líquido

Em decorrência dos fatores mencionados acima, o lucro líquido no exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2023 foi de R$ 3.429 milhões, comparado a R$ 2.665 milhões apresentados no exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2022.

ANÁLISE DOS FLUXOS DE CAIXA

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

Período de três meses findo em 31 de março de 2025 comparado ao período de três meses findo em 31 de março de 2024

	Período de três meses findo em 31 de março de	
(Em R$ milhões, exceto %)	2025	2024
Caixa líquido gerado pelas atividades operacionais	870	899
Caixa líquido das atividades de investimento	(786)	(352)
Caixa líquido das atividades de financiamento	1.532	(541)
Aumento de caixa e equivalentes de caixa	1.616	6

Caixa líquido gerado pelas atividades operacionais

O caixa líquido gerado pelas atividades operacionais foi de R$ 870 milhões e R$ 899 milhões nos períodos de três meses findos em 31 de março de 2025 e 2024, respectivamente. A redução de R$ 29 milhões observada entre os exercícios é decorrente, principalmente, de: (i) redução do lucro antes dos tributos ajustado; (ii) redução do saldo de fornecedores; e atenuado (iii) pela redução no pagamento de imposto de renda e contribuição social.

Caixa líquido consumido pelas atividades de investimento

O caixa líquido consumido pelas atividades de investimento foram de R$ 786 milhões e R$ 352 milhões nos exercícios sociais encerrados em 31 de março de 2025 e 2024, respectivamente. O aumento líquido no valor de R$ 434 milhões observado entre os períodos é decorrente, principalmente: (i) do recebimento da alienação de participação societária em controlada em conjunto (TAG) ocorrido no período de três meses findo em 31 de março de 2024; e atenuado (ii) pelo pagamento oriundo da aquisição de subsidiárias também ocorrido em 2024.

2.1 Condições financeiras e patrimoniais

Caixa líquido gerado pelas atividades de financiamento

Nas atividades de financiamento no período de três meses findo em 31 de março de 2025 o caixa líquido gerado foi de R$ 1.532 milhões, já no período de três meses findo em 31 de março de 2024 o caixa líquido consumido foi de R$ 541 milhões. O aumento de R$ 2.073 milhões observado entre os exercícios é decorrente, principalmente, da liquidação financeira da 14ª emissão de debêntures.

Exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2024 comparado com o exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2023

	Exercício social encerrado em 31 de dezembro de	
(Em R$ milhões)	2024	2023
Caixa líquido gerado pelas atividades operacionais	4.154	4.586
Caixa líquido consumido pelas atividades de investimento	(5.910)	(2.042)
Caixa líquido gerado pelas atividades de financiamento	459	476
Aumento de caixa e equivalentes de caixa	(1.297)	3.020

Caixa líquido gerado pelas atividades operacionais

O caixa líquido gerado pelas atividades operacionais foi de R$ 4.154 milhões e R$ 4.586 milhões nos exercícios sociais encerrados em 31 de dezembro de 2024 e 2023, respectivamente. A redução de R$ 432 milhões observada entre os exercícios é decorrente, principalmente, de: (i) aumento de pagamento de imposto de renda e contribuição social; e (ii) aumento do pagamento de juros sobre dívidas, líquido de *hedge*.

Caixa líquido consumido pelas atividades de investimento

O caixa líquido consumido pelas atividades de investimento foi de R$ 5.910 milhões e R$ 2.042 milhões nos exercícios sociais encerrados em 31 de dezembro de 2024 e 2023, respectivamente. O aumento líquido no valor de R$ 3.868 milhões observado entre os períodos é decorrente, principalmente: (i) do aumento na aplicação de imobilizado e intangível; (ii) da aquisição de subsidiárias; e atenuada pelo (iii) recebimento da alienação de participação societária em controlada em conjunto (TAG).

Caixa líquido gerado pelas atividades de financiamento

O caixa líquido gerado pelas atividades de financiamento foi de R$ 459 milhões e R$ 476 milhões nos exercícios sociais encerrados em 31 de dezembro de 2024 e 2023, respectivamente. A redução líquida de R$ 17 milhões observada entre os exercícios é decorrente, principalmente: (i) do aumento de pagamento de instrumentos de dívida, líquido de *hedge*; (ii) do aporte de capital de acionistas minoritários, líquido dos custos de emissão realizado em 2023; e atenuada (iii) pela redução do pagamento de dividendos e juros sobre o capital próprio.

Exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2023 comparado com o exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2022

	Exercício social encerrado em 31 de dezembro de	
(Em R$ milhões)	2023	2022
Caixa líquido gerado pelas atividades operacionais	4.586	3.338
Caixa líquido consumido pelas atividades de investimento	(2.042)	(1.784)
Caixa líquido gerado pelas atividades de financiamento	476	(4.474)
Aumento de caixa e equivalentes de caixa	3.020	(2.920)

2.1 Condições financeiras e patrimoniais

Caixa líquido gerado pelas atividades operacionais

O caixa líquido gerado pelas atividades operacionais foi de R$ 4.586 e R$ 3.338 nos exercícios sociais encerrados em 31 de dezembro de 2023 e 2022, respectivamente. O aumento líquido de R$ 1.248 observado entre os exercícios é decorrente, principalmente, de (i) aumento no lucro antes dos tributos ajustado; (ii) aumento do recebimento de RAP (Receita Anual Permitida) construção; (iii) variação positiva de outros passivos; e (iv) redução de pagamento de imposto de renda e contribuição social.

Caixa líquido consumido pelas atividades de investimento

O caixa líquido consumido pelas atividades de investimento foi de R$ 2.042 e R$ 1.784 nos exercícios sociais encerrados em 31 de dezembro de 2023 e 2022, respectivamente. O aumento líquido de R$ 258 observado entre os períodos é decorrente, principalmente, de (i) aumento na aplicação de imobilizado e intangível; e atenuada pela (ii) redução na aquisição de investimento; e pelo (iii) aumento dos dividendos recebidos de controladas em conjunto.

Caixa líquido gerado pelas atividades de financiamento

O caixa líquido gerado pelas atividades de financiamento foi de R$ 476 no exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2023. O caixa líquido consumido pelas atividades de financiamento foi de R$ 4.474 no exercício social encerrado em 2022. O aumento líquido de R$ 4.950 observado entre os exercícios é decorrente, principalmente, de (i) aumento na emissão de instrumentos de dívida; (ii) aumento de pagamento de instrumentos de dívida, líquido de *hedge*; e (iii) aporte de capital de acionistas minoritários, líquido dos custos de emissão.

2.2 Resultados operacional e financeiro

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 três meses findo em 31 de março de				Exercício social encerrado em 31 de dezembro de					
Em R$ milhões	**2025**	**%**	**2024**	**%**	**2024**	**%**	**2023**	**%**	**2022**	**%**
Receita operacional bruta										
Transações de energia no mercado regulado[1]	1.196	39,7%	1.101	42,2%	4.457	39,7%	4.501	41,9%	4.589	38,5%
Transações de energia no mercado livre[2]	1.063	35,3%	1.018	39,0%	4.305	38,4%	4.435	41,3%	4.726	39,7%
Serviços prestados	73	2,4%	63	2,4%	270	2,4%	197	1,8%	194	1,6%
Operações de *trading*	52	1,7%	59	2,3%	315	2,8%	483	4,5%	752	6,3%
Transações no mercado de curto prazo	25	0,8%	166	6,4%	533	4,8%	426	4,0%	388	3,3%
Indenizações	-	-	-	-	287	2,6%	37	0,3%	-	-
Outras receitas	13	0,4%	9	0,3%	33	0,3%	80	0,7%	103	0,9%
	2.422	**80,4%**	**2.416**	**92,6%**	**10.200**	**90,9%**	**10.159**	**94,5%**	**10.752**	**90,3%**
Deduções da receita operacional	**(225)**	**-7,5%**	**(225)**	**-8,6%**	**(914)**	**-8,1%**	**(947)**	**-8,8%**	**(1.000)**	**-8,4%**
Outras										
Receita de construção de infraestrutura de transmissão	355	11,8%	29	1,1%	499	4,4%	237	2,2%	914	7,7%
Remuneração de ativo de contrato	310	10,3%	254	9,7%	935	8,3%	831	7,7%	755	6,3%
Remuneração de ativo financeiro de concessão	151	5,0%	135	5,2%	499	4,4%	468	4,4%	485	4,1%
Ganhos não realizados em operações de *trading*	-	-	-	-	-	-	-	-	1	0,0%
	816	**27,1%**	**418**	**16,0%**	**1.933**	**17,2%**	**1.536**	**14,3%**	**2.155**	**18,1%**
Receita operacional líquida	**3.013**	**100,0%**	**2.609**	**100,0%**	**11.219**	**100,0%**	**10.748**	**100,0%**	**11.907**	**100,0%**

[1] Distribuidoras de energia elétrica.
[2] Consumidores livres e comercializadoras de energia elétrica.

2.2 Resultados operacional e financeiro

Análise comparativa das variações significativas dos componentes da receita operacional líquida entre períodos de três meses findos em 31 de março de 2025 e 31 de março de 2024

No período de três meses findo em 31 de março de 2025, a receita operacional líquida aumentou 15,5% (R$ 404 milhões) quando comparada ao período de três meses findo em 31 de março de 2024, passando de R$ 2.609 milhões para R$ 3.013 milhões. Essa variação foi reflexo, principalmente, dos seguintes fatores:

- **Transações de energia no mercado regulado e livre**

O preço médio de venda de energia, líquido dos encargos sobre a receita e operações de trading, foi de R$ 213,98/MWh no período de três meses findo em 31 de março de 2025. Esse valor foi 3,8% inferior ao do período de três meses findo em 31 de março de 2024, que foi de R$ 222,34/MWh. A redução do preço entre os períodos em análise foi motivada, substancialmente, (i) pela melhoria contínua nas condições hidrológicas registradas nos últimos anos, aliada ao aumento na oferta de energias renováveis e ao crescimento da geração distribuída, fatores que contribuíram para a queda dos preços de energia no Ambiente de Contratação Livre (ACL). Adicionalmente, o agravamento do cenário hidrológico em 2024, que impulsionou uma elevação nos preços de energia no mercado, não gerou impactos relevantes no 1T25, devido ao baixo nível de descontratação do nosso portfólio; (ii) pelo acréscimo dos ressarcimentos anteriormente citados; parcialmente atenuada pela (iii) aquisição dos Conjuntos Fotovoltaicos Juazeiro, São Pedro, Sol do Futuro, Sertão Solar e Lar do Sol ("Conjuntos Fotovoltaicos"), ativos com energia contratada a preços superiores à média do restante do portfólio da Companhia; e (iv) atualização monetária dos contratos de longo prazo vigentes.

A quantidade de energia vendida em contratos, líquida de operações de trading, passou de 8.649 GWh (3.960 MW médios) no período de três meses findo em 31 de março de 2024, para 9.588 GWh (4.439 MW médios) no período de três meses findo em 31 de março de 2025, um acréscimo de 939 GWh (479 MW médios), ou 12,1%, entre os períodos comparados. O aumento na quantidade de energia vendida observado no trimestre, foi motivado, substancialmente, pelo acréscimo do volume de venda às distribuidoras, em decorrência da aquisição dos Conjuntos Fotovoltaicos, e pelo aumento de venda no ambiente livre, ocasionado pelo acréscimo da capacidade instalada própria entre os períodos analisados, oriundo da finalização da entrada em operação comercial do Conjunto Eólico Santo Agostinho, ocorrida no segundo semestre de 2024, e das entradas em operação comercial parcial do Conjunto Eólico Serra do Assuruá e do Conjunto Fotovoltaico Assú Sol, ocorridos durante 2024 e o primeiro trimestre de 2025, respectivamente. As variações nos volumes de vendas e nos preços médios de venda, ocasionaram, em conjunto, aumento de R$ 129 milhões no trimestre, na receita operacional líquida da Companhia.

- **Transações no Mercado de Energia de Curto Prazo**

No período de três meses findo em 31 de março de 2025, a receita auferida no mercado de curto prazo foi de R$ 23 milhões, enquanto no período de três meses findo em 31 de março de 2024 foi de R$ 154 milhões, o que representa um decréscimo de R$ 131 milhões (85,1%) entre os trimestres comparados. Mais explicações sobre tais operações e acerca da variação podem ser obtidas em "Detalhamento das operações de curto prazo".

- **Receita de construção de infraestrutura de transmissão**

Aumento de R$ 326 milhões (1.124,1%) na receita de construção, oriundo, principalmente, do avanço das obras do Sistema de Transmissão Asa Branca.

- **Remuneração de ativo de contrato**

Acréscimo de R$ 56 milhões (22,0%) na remuneração dos ativos de concessão, ocasionado, especialmente, pelo aumento dos saldos dos ativos de contrato e pelo acréscimo dos índices inflacionários.

2.2 Resultados operacional e financeiro

- **Remuneração dos Ativos Financeiros de Concessões**

A remuneração dos ativos financeiros de concessões passou de R$ 135 milhões, no período de três meses findo em 31 de março de 2024, para R$ 151 milhões no período de três meses findo em 31 de março de 2025, acréscimo de R$ 16 milhões (11,9%). A variação foi motivada, substancialmente, pelo aumento do IPCA entre os períodos em comparação.

Análise comparativa das variações significativas dos componentes da receita operacional líquida entre os exercícios findos em 31 de dezembro de 2024 e 31 de dezembro de 2023.

A receita operacional líquida passou de R$ 10.748 milhões em 2023 para R$ 11.219 milhões no exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2024, ou seja, acréscimo de R$ 471 milhões (4,4%). Essa variação foi reflexo, principalmente, dos seguintes fatores:

- **Transações de energia no mercado regulado e livre**

O preço médio de venda de energia, líquido dos encargos sobre a receita e operações de *trading* foi de R$ 220,79/MWh, 2,5% inferior ao praticado em 2023, que foi de R$ 226,42/MWh. A redução do preço entre os períodos em análise foi motivada, substancialmente: (i) pela melhora no cenário hidrológico ocorrida nos últimos anos, combinada com o aumento de oferta de energias renováveis e com o crescimento da geração distribuída, a qual impacta no decréscimo dos preços de energia do mercado livre, composto pelos Consumidores Livres e Comercializadoras. Adicionalmente, não foram realizadas operações significativas durante a piora do cenário hidrológico ocorrido desde o início de 2024, devido ao bom nível de contratação do portfólio; (ii) pelo acréscimo dos ressarcimentos anteriormente citados; e (iii) pela alienação da subsidiária UTE Pampa Sul, ocorrida em maio de 2023, que vendia energia por preços acima do preço médio do restante do portfólio da Companhia; parcialmente atenuada pela (iv) aquisição dos Conjuntos Fotovoltaicos Juazeiro, São Pedro, Sol do Futuro, Sertão Solar e Lar do Sol ("Conjuntos Fotovoltaicos"), ativos com energia contratada a preços superiores à média do restante do portfólio da Companhia; e (v) atualização monetária dos contratos de longo prazo vigentes. Desconsiderando-se os efeitos da venda de Pampa Sul, os preços médios de venda teriam reduzido 1,8%, entre os anos analisados.

A quantidade de energia vendida em contratos, líquida de operações de trading, foi de 36.064 GWh (4.106 MW médios) em 2024, contra 35.816 GWh (4.088 MW médios) registrados em 2023, incremento de 248 GWh (18 MW médios) ou 0,4%. O aumento na quantidade de energia vendida observado no ano foi motivada, substancialmente, pela aquisição dos Conjuntos Fotovoltaicos e pelo aumento de venda no ambiente livre, ocasionado pelo acréscimo da capacidade instalada própria entre os períodos analisados e, suavizada pelo decréscimo do volume de venda às distribuidoras, em decorrência da alienação da subsidiária Pampa Sul. As variações nos volumes de vendas e nos preços médios de venda, ocasionaram redução de R$ 146 milhões, na receita operacional líquida da Companhia. Desse montante, R$ 300 milhões referem-se à alienação da subsidiária Pampa Sul, ocorrida no segundo trimestre de 2023.

- **Transações no mercado de energia de curto prazo**

Em 2024, a receita auferida no mercado de curto prazo foi de R$ 484 milhões, acréscimo de R$ 96 milhões (24,7%) frente à observada em 2023, no valor de R$ 388 milhões.

- **Receita de construção de infraestrutura de transmissão**

Aumento de R$ 262 milhões (110,5%) na receita de construção, oriundo, principalmente, do avanço das obras do Sistema de Transmissão Asa Branca.

2.2 Resultados operacional e financeiro

- **Remuneração de ativo de contrato**

Acréscimo de R$ 104 milhões (12,5%) na remuneração dos ativos de concessão, ocasionado, especialmente, pelo aumento dos saldos dos ativos de contrato e pelo acréscimo dos índices inflacionários.

- **Remuneração de ativo financeiro de concessão**

A remuneração dos ativos financeiros de concessões sofreu um aumento de R$ 31 milhões (6,6%) entre os anos analisados, passando de R$ 468 milhões em 2023 para R$ 499 milhões em 2024, motivada, substancialmente, pelo aumento do IPCA.

- **Indenizações**

Durante o ano de 2024, a Companhia registrou o montante de R$ 262 milhões, oriundo de indenizações por descumprimentos de condições contratuais incorridos pelo fornecedor responsável pela construção do Conjunto Eólico Santo Agostinho, principalmente relacionadas ao atraso na conclusão da obra. Esse valor foi apurado de forma a compensar a Companhia pela receita não auferida em consequência do adiamento do cronograma da entrada em operação. Já os demais valores divulgados nesta rubrica, nos anos em análise, são oriundos de multas contratuais por indisponibilidade referentes aos contratos de O&M para os parques integrantes dos Conjuntos Eólicos Campo Largo, Campo Largo II, Trairi e Umburanas.

Análise comparativa das variações significativas dos componentes da receita operacional líquida entre os exercícios findos em 31 de dezembro de 2023 e 31 de dezembro de 2022.

A receita operacional líquida passou de R$ 11.907 milhões em 2022 para R$ 10.748 milhões no exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2023, ou seja, redução de R$ 1.159 milhões (9,74%). Essa variação foi reflexo, principalmente, dos seguintes fatores:

- **Transações de energia no mercado regulado e livre**

O preço médio de venda de energia, líquido dos encargos sobre a receita e operações de trading, no exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2023 foi de R$ 226,42/MWh, 1,6% superior ao praticado no exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2022, que foi de R$ 222,85/MWh. O aumento do preço entre os períodos em análise foi motivado, substancialmente, pela atualização monetária dos contratos vigentes, parcialmente atenuado, pela venda da subsidiária Pampa Sul, que vendia energia por preços acima do preço médio do restante do portfólio da Companhia.

A quantidade de energia vendida em contratos, líquida de operações de trading, atingiu 35.816 GWh (4.088 MW médios) no exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2023, contra 37.932 GWh (4.330 MW médios) registrados no exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2022 - decréscimo de 2.116 GWh (242 MW médios) ou 5,6%. A redução na quantidade de energia vendida, foi motivada pela redução do volume de venda às distribuidoras, em decorrência da alienação da subsidiária Pampa Sul e pelo menor volume de compras, e consequentemente, menor volume disponível para venda.

A redução no volume de vendas e o aumento no preço médio de venda, ocasionou redução de R$ 343 milhões entre os anos na receita operacional líquida da Companhia - R$ 348 milhões, referem-se à alienação da subsidiária Pampa Sul, ocorrida no segundo trimestre de 2023.

- **Transações no mercado de energia de curto prazo**

Houve acréscimo de R$ 37 milhões (10,5%) na receita das transações de curto prazo, passando de R$ 351 milhões no exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2022 para R$ 388 milhões no exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2023.

2.2 Resultados operacional e financeiro

- **Receita de construção de infraestrutura de transmissão**

Redução de R$ 364 milhões (60,6%) na receita de construção, oriunda, principalmente, do encerramento das obras dos Sistemas de Transmissão Gralha Azul e Novo Estado.

- **Remuneração de ativo de contrato**

Acréscimo de R$ 76 milhões (10,1%) na remuneração dos ativos de concessão, ocasionado, pelo aumento dos saldos dos ativos de contrato e suavizado pelo decréscimo dos índices inflacionários.

- **Remuneração de ativo financeiro de concessão**

A remuneração dos ativos financeiros de concessões sofreu um decréscimo de R$ 17 milhões (3,5%) entre os anos analisados, passando de R$ 485 milhões em 2022 para R$ 468 milhões em 2023, motivada, pela redução do IPCA entre os períodos em comparação.

(ii) Fatores que afetaram materialmente os resultados operacionais

Os fatores que afetaram materialmente os resultados operacionais da Companhia no período de três meses findo em 31 de março de 2025, e nos exercícios sociais encerrados em 31 de dezembro de 2024, 2023 e 2022, estão mencionados a seguir. Informações complementares sobre eles foram detalhadas nos itens 2.1.h e 2.2.a.(i).

31.03.2025

(i) aumento no resultado bruto do segmento de transmissão de energia;
(ii) aumento do volume de vendas de energia, combinada com a redução de compras de energia;
(iii) aumento nos custos com depreciação e amortização; e
(iv) aumento no resultado financeiro.

2024

(i) aumento no resultado bruto do segmento de transmissão de energia;
(ii) alienação de participação societária em controlada em conjunto – TAG;
(iii) aumento nas receitas de indenizações;
(iv) redução do volume de compras de energia;
(v) aumento nos custos com depreciação e amortização; e
(vi) reconhecimento de reversão de *impairment*.

2023

(i) redução do volume de compras de energia;
(ii) recuperação de custos de energia, haja vista a repactuação do risco hidrológico;
(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; e
(vi) reconhecimento de reversão de *impairment*, líquido.

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.

2.2 Resultados operacional e financeiro

Ainda, vale ressaltar que os efeitos positivos acima mencionados foram parcialmente atenuados pelos seguintes efeitos negativos: (i) impacto negativo da variação de quantidade de energia vendida em decorrência da venda de Pampa Sul; (ii) aumento dos encargos de uso da rede elétrica e conexão; (iii) aumento das despesas com vendas, gerais e administrativas; e (iv) resultado negativo na alienação de subsidiária.

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 por meio de transações direcionais de compra e venda de energia no mercado de curto prazo, 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

c.1) 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$ 9 milhões para o período de três meses findo em 31 de março de 2025, R$ 27 milhões, R$ 68 milhões e R$ 25 milhões, para os exercícios sociais encerrados em 31 de dezembro de 2024, 2023 e 2022, 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$ 2 milhões no período de três meses findo em 31 de março de 2025, R$ 11 milhões, R$ 17 milhões e R$ 51 milhões, nos exercícios sociais encerrados em 31 de dezembro de 2024, 2023 e 2022, 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.

No período de três meses findo em 31 de março de 2025, a TAR teve uma variação de 17,0%, com um impacto negativo para a Companhia, de aproximadamente, R$ 11 milhões. Para o exercício de 2024, a TAR teve uma variação de 5,2%, com impacto negativo no resultado da Companhia de, aproximadamente, R$ 13 milhões. Para o exercício de 2023, a TAR teve uma variação de 7,2%, com impacto negativo no resultado da Companhia de, aproximadamente, R$ 16 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.

2.2 Resultados operacional e financeiro

c.2) 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 31 de março de 2025, 31 de dezembro de 2024, 2023 e 2022, 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 31 de março de	Em 31 de dezembro de		
(Valores em R$ milhões)	**2025**	**2024**	**2023**	**2022**
Juros e variação monetária sobre:				
Debêntures	344	948	624	769
Empréstimos e financiamentos	195	668	743	987
Hedge de valor justo sobre empréstimos	22	101	219	372
Ações preferenciais resgatáveis	17	65	88	74
Total de juros e variação monetária	**578**	**1.782**	**1.674**	**2.202**
Despesas de concessões a pagar (Uso de Bem Público)	**212**	**756**	**599**	**727**

2.3 Mudanças nas práticas contábeis/Opiniões modificadas e ênfases

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

Não ocorreram mudanças significativas nas práticas contábeis da Companhia, no período de três meses findo em 31 de março de 2025, bem como nos exercícios sociais encerrados em 31 de dezembro de 2024, 2023 e 2022.

b. Opiniões modificadas e ênfases presentes no relatório do auditor

As informações contábeis intermediárias individuais e consolidadas da Companhia relativas ao período de três meses findo em 31 de março de 2025, bem como as demonstrações financeiras individuais e consolidadas da Companhia relativas aos exercícios sociais encerrados em 31 de dezembro de 2024, 2023 e 2022 não contêm opiniões modificadas ou ênfases presentes no relatório dos auditores independentes da Companhia.

2.4 Efeitos relevantes nas DFs

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 comercialização de energia elétrica do portfólio.
- **Transmissão:** a Companhia é a responsável primária pela construção, instalação e operação das infraestruturas relacionada à concessão de transmissão de energia elétrica dos Sistemas de Transmissão Gralha Azul, Novo Estado, Gavião Real, Asa Branca e Graúna, e está exposta aos riscos e benefícios da construção e operação desses ativos.
- ***Trading*:** este segmento visa auferir resultados por meio de transações direcionais de compra e venda de energia, que podem ser realizadas no mercado de curto ou médio prazo, respeitando os limites de risco pré-estabelecidos. As atividades deste segmento são realizadas pelas controladas ENGIE Trading e EBC.
- **Transporte de gás:** a Companhia possui ainda investimentos no segmento de transporte de gás por meio de participação societária na TAG.

Os principais segmentos operacionais da Companhia são geração e comercialização de energia elétrica do portfólio ("Geração"), transmissão de energia elétrica ("Transmissão") e *trading* de energia elétrica ("*Trading*"). Esses segmentos concentraram 75,5%, 22,9% e 1,6%, respectivamente, das receitas operacionais líquidas consolidadas da Companhia no período de três meses findo em 31 de março de 2025.

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 representaram 20,2% do lucro líquido da Companhia.

No período de três meses findo em 31 de março de 2025, a Companhia não ingressou em novos segmentos e não houve alienação de segmento operacional.

2024

Os principais segmentos operacionais da Companhia são geração e comercialização de energia elétrica do portfólio ("Geração"), transmissão de energia elétrica ("Transmissão") e *trading* de energia elétrica ("*Trading*"). Esses segmentos concentraram 83,8%, 13,6% e 2,6%, respectivamente, das receitas operacionais líquidas consolidadas da Companhia no exercício de social encerrado em 31 de dezembro de 2024.

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 16,6% do lucro líquido da Companhia.

Em 2024, a Companhia não ingressou em novos segmentos e não houve alienação de segmento operacional.

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 85,3%, 10,6% e 4,1%, respectivamente, das receitas operacionais líquidas consolidadas da Companhia no exercício de social encerrado em 31 de dezembro 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 29,0% do lucro líquido da Companhia.

Em 2023, a Companhia não ingressou em novos segmentos e não houve alienação de segmento operacional.

2.4 Efeitos relevantes nas DFs

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 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.

b. Constituição, aquisição ou alienação de participação societária

Assinatura de contrato para aquisição de Usinas Hidrelétricas

O Conselho de Administração da Companhia, em reunião realizada em 21.03.2025, aprovou a assinatura do Contrato de Compra e Venda de Ações e Outras Avenças ("Contrato"), celebrado entre a Companhia, na qualidade de compradora, e a EDP Energias do Brasil S.A. ("EDP") e China Three Gorges Energia S.A. ("CTG"), na qualidade de vendedores, para aquisição da totalidade das ações de emissão da Companhia Energética do Jari ("CEJA" ou "Jari") e da Empresa de Energia Cachoeira Caldeirão S.A. ("Cachoeira Caldeirão" ou "EECC"), que englobam a Usina Hidrelétrica Cachoeira Caldeirão e a Usina Hidrelétrica Santo Antônio do Jari.

A referida operação ainda está sujeita à aprovação do Conselho Administrativo de Defesa Econômica ("CADE"), à aprovação da ANEEL, bem como ao cumprimento das demais condições precedentes estabelecidas no Contrato.

Aquisição de Conjuntos Fotovoltaicos

O Conselho de Administração da Companhia, em reunião realizada em 27.10.2023, aprovou a assinatura do contrato de aquisição dos conjuntos fotovoltaicos pela ECP, controlada direta da Companhia. Em 28.10.2023 a ECP e GIP Helios II S.A. ("GIP") assinaram contrato de compra e venda de ações que regula a aquisição da totalidade das ações de emissão da Atlas Energia Renovável do Brasil S.A. ("Atlas Brasil") e da Atlas Brasil Energia Holding 2 S.A. ("Atlas Brasil 2") e, por consequência, das ações de emissão dos Conjuntos Fotovoltaicos Juazeiro, São Pedro, Sol do Futuro, Sertão Solar e Lar do Sol ("Conjuntos Fotovoltaicos") detidas pela Atlas Brasil e pela Atlas Brasil 2.

Em 06.03.2024, após a confirmação do cumprimento das condições precedentes a que estava sujeita, foi concluída a operação de aquisição. O valor de aquisição foi de R$ 2.361 milhões. A capacidade instalada e a capacidade comercial dos parques totalizavam 548 MW médios e 146,1 MW médios, respectivamente.

2.4 Efeitos relevantes nas DFs

Alienação de Subsidiária

Em junho de 2024, após o cumprimento das condições precedentes, foi concluída a operação de venda da participação societária que a Companhia possuía na subsidiária Lages Bioenergética Ltda. 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$ 9 milhões, em 2024.

Alienação de participação societária em controlada em conjunto

O Conselho de Administração da Companhia, em reunião realizada em 28 de dezembro de 2023, aprovou a celebração do contrato de compra e venda de ações e outras avenças entre, de um lado, a Companhia, e de outro lado, o CDPQ, por meio de sua subsidiária integral CDP Groupe Infrastructures Inc., com interveniência e anuência da TAG, por meio do qual foram estabelecidos os termos e condições para alienação, pela Companhia à CDPQ, de ações de emissão da TAG de titularidade da Companhia representativas de 15% do capital social total da TAG.

O preço base de venda foi de R$ 3.113 milhões, em uma estrutura de porteira fechada (*locked box*), com as devidas correções monetárias até a data de fechamento, em linha com termos usuais em operações do mesmo porte e natureza e conforme previsto no contrato de compra e venda.

Em 10 de janeiro de 2024, após o cumprimento de todas as condições precedentes, foi concluída a operação de alienação de 15% da participação societária detida pela Companhia na TAG, mediante transferência das ações e liquidação do preço, nos termos do contrato de compra e venda de ações e outras avenças celebrado em 28 de dezembro de 2023, entre a Companhia, na qualidade de vendedora, pela TAG, na qualidade de interveniente anuente, e pelo CDPQ, por meio de sua subsidiária integral CDP Groupe Infrastructure Inc., na qualidade de compradora. O preço de fechamento de venda foi de R$ 2.780 milhões, montante apurado após os ajustes de preço previstos no contrato de compra e venda.

A Companhia permanece acionista da TAG, sendo titular de ações representativas de 17,5% do capital social total da TAG, permanecendo o Grupo ENGIE com 50% capital social total da TAG, ambos vinculados ao acordo de acionistas da TAG, mantendo o grupo de controle atual. O resultado com a alienação, líquido dos custos de venda, foi positivo em R$ 1.336 milhões.

2023

Emissão de ações preferenciais de subsidiária indireta

Em 07 de junho de 2023, 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.

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 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”).

2.4 Efeitos relevantes nas DFs

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 de junho de 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 de setembro de 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 de setembro de 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$ 1.296 milhões negativos) e reversão do *impairment* (R$ 1.243 milhões), foi negativo em R$ 53 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.

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.

2.4 Efeitos relevantes nas DFs

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.

c. Eventos ou operações não usuais

1° trimestre de 2025

O principal evento não usual que impactou o resultado da Companhia no período de três meses findo em 31 de março de 2025 foi a receita de alienação de subsidiária no montante de R$ 4 milhões oriundas de ajuste de preço da venda da subsidiária Pampa Sul.

2024

Os principais eventos não usuais que impactaram o resultado da Companhia no exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2024 foram os seguintes: (i) R$ 1.336 milhões de resultado positivo referente a alienação de participação societária em controlada em conjunto – TAG; (ii) reversão de *impairment* no montante de R$ 45 milhões referente ao sinistro ocorrido no Conjunto Fotovoltaico Paracatu; (iii) receita de alienação de subsidiária no montante de R$ 25 milhões oriundas de ajuste de preço da venda da subsidiária Pampa Sul; (iii) R$ 10 milhões de custos oriundo de aquisição de empresas; e (iv) resultado negativo em R$ 9 milhões, da alienação da subsidiária Lages Bioenergética Ltda em 2024.

2023

Os principais eventos não usuais que impactaram o resultado da Companhia no exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2023 foram os seguintes: (i) R$ 115 milhões referente à referente à repactuação do risco hidrológico; (ii) R$ 64 milhões de efeito negativo decorrente da revisão tarifária periódica; (iii) R$ 53 milhões de resultado negativo líquido referente a alienação da Usina Termelétrica Pampa Sul; e (iv) R$ 45 milhões reconhecidos a título de provisão de *impairment* 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.

2.5 Medições não contábeis

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 financeiras, 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 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 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 três meses findo em 31 de março de 2025, somado ao EBITDA do exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2025, menos o EBITDA do período de três meses findo em 31 de março de 2024. A Margem EBITDA LTM é calculada pela divisão do EBITDA LTM pela Receita Operacional Líquida LTM do período de doze meses findo em 31 de março de 2025.

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

EBITDA Ajustado é uma medida não contábil elaborada pela Companhia e corresponde ao EBITDA do exercício, conforme o caso, ajustado somente por itens não operacionais, não recorrentes ou de operações descontinuadas, neste caso, (i) (reversão) provisão de *impairment* líquido; (ii) alienação de subsidiária; (iii) alienação de participação societária em controlada em conjunto (TAG); (iv) custos de aquisição de subsidiárias; e (v) indenização de seguros.

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 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

2.5 Medições não contábeis

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 três meses findo em 31 de março de 2025, somado ao EBITDA Ajustado do exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2024, menos o EBITDA Ajustado do período de três meses findo em 31 de março de 2024. 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 31 de março de 2024.

	LTM: Período de doze meses findo em 31 de março de	Período de três meses findo em 31 de março de		Exercício social encerrado em 31 de dezembro de		
(Em R$ milhões, exceto %)	2025	2025	2024	2024	2023	2022
EBITDA	7.633	2.044	3.165	8.754	7.285	6.790
Margem EBTIDA	65,7%	67,8%	121,3%	78,0%	67,8%	57,0%
EBITDA Ajustado	7.592	2.040	1.815	7.367	7.270	6.941
Margem EBITDA Ajustado (%)	65,3%	67,7%	69,6%	65,7%	67,6%	58,3%

Dívida Bruta

A Dívida Bruta da Companhia é uma medida não contábil calculada conforme prática do mercado, sendo possível ser conciliada com as demonstrações financeiras 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/ EBITDA Ajustado LTM é uma medição não contábil elaborada pela Companhia e definida como Dívida Bruta dividida pelo EBITDA Ajustado LTM. A Dívida Bruta/ EBITDA 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/ EBITDA 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 financeiras 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 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.

2.5 Medições não contábeis

Dívida Líquida/EBITDA Ajustado LTM

A Dívida Líquida/ EBITDA Ajustado LTM é uma medição não contábil elaborada pela Companhia e definida como Dívida Líquida dividida pelo EBITDA Ajustado LTM. A Dívida Líquida/ EBITDA 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/ EBITDA 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 31 de março de	Em 31 de dezembro de		
(Em R$ milhões, exceto %)	2025	2024	2023	2022
Dívida Bruta	26.637	24.442	20.905	18.150
Dívida Bruta/ EBITDA Ajustado LTM (1)	3,5	3,3	2,9	2,6
Dívida Líquida	20.672	20.126	15.335	15.685
Dívida Líquida/ EBITDA Ajustado LTM (1)	2,7	2,7	2,1	2,3
Grau de alavancagem (%)	61,1%	62,1%	61,0%	65,0%

(1) Para o cálculo considera o EBITDA Ajustado do período de 12 meses findo em 31 de março de 2025.

Lucro Líquido Ajustado e Margem Líquida Ajustada

O Lucro Líquido Ajustado da Companhia é uma medida não contábil calculada conforme prática do mercado, sendo possível ser conciliado com as demonstrações financeiras 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) (reversão) provisão de *impairment* líquido; (ii) alienação de subsidiária; (iii) alienação de participação societária em controlada em conjunto (TAG); (iv) custos de aquisição de subsidiárias; e (v) indenização de seguros. 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 três meses findo em 31 de março de		Exercício social encerrado em 31 de dezembro de		
(Em R$ milhões, exceto %)	2025	2024	2024	2023	2022
Lucro líquido Ajustado	823	793	3.372	3.421	2.764
Margem Líquida Ajustada (%)	27,3%	30,4%	30,1%	31,8%	23,2%

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 31 de março de	Período de três meses findo em 31 de março de		Exercício social encerrado em 31 de dezembro de		
(Em R$ milhões, exceto %)	2025	2025	2024	2024	2023	2022
Lucro líquido do exercício	3.445	826	1.684	4.303	3.429	2.665
(+) Imposto de renda e contribuição social (corrente e diferido)	965	273	711	1.403	968	621
(+) Resultado financeiro	2.074	623	525	1.976	1.963	2.515
(+) Depreciação e amortização	1.149	322	245	1.072	925	989
EBITDA[1]	**7.633**	**2.044**	**3.165**	**8.754**	**7.285**	**6.790**
Receita Operacional Líquida	11.623	3.013	2.609	11.219	10.748	11.907
Margem EBITDA (%)[2]	**65,7%**	**67,8%**	**121,3%**	**78,0%**	**67,8%**	**57,0%**

(1) **EBITDA:** Lucro Líquido do Exercício adicionado pela despesa de imposto de renda e contribuição social, pelas despesas financeiras líquidas e pelas despesas com depreciação e amortização.
(2) **Margem EBITDA:** é calculada pela divisão do EBITDA pela Receita Operacional Líquida da Companhia.

Memória de cálculo do EBITDA Ajustado e Margem EBITDA Ajustado

	LTM: Período de doze meses findo em 31 de março de	Período de três meses findo em 31 de março de		Exercício social encerrado em 31 de dezembro de		
(Em R$ milhões, exceto %)	2025[8]	2025	2024	2024	2023	2022
EBITDA	**7.633**	**2.044**	**3.165**	**8.754**	**7.285**	**6.790**
(+) (Reversão) provisão de *Impairment*, líquido[1]	(45)	-	-	(45)	(1.198)	67
(+) Alienação de subsidiária[2]	(20)	(4)	-	(16)	1.287	84
(+) Alienação de participação societária em controlada em conjunto[3]	14	-	(1.350)	(1.336)	-	-
(+) Custos de aquisição de subsidiárias[4]	10	-	-	10	-	-
(+) Indenização de seguros [5]	-	-	-	-	(104)	-
EBITDA Ajustado[6]	**7.592**	**2.040**	**1.815**	**7.367**	**7.270**	**6.941**
Receita Operacional Líquida	11.623	3.013	2.609	11.219	10.748	11.907
Margem EBITDA Ajustada (%)[7]	65,3%	67,7%	69,6%	65,7%	67,6%	58,3%

(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) **Alienação de participação societária em controlada em conjunto:** Operação de venda de 15% da participação societária detida pela Companhia na TAG.
(4) **Custos de aquisição de subsidiárias:** Custos oriundos da aquisição dos Conjuntos Fotovoltaicos Juazeiro, São Pedro, Sol do Futuro, Sertão Solar e Lar do Sol.
(5) **Indenização de Seguros:** Indenização de seguros em decorrência do sinistro ocorrido no Conjunto Fotovoltaico Paracatu.
(6) **EBITDA Ajustado:** consiste no EBITDA ajustado pelos itens acima definidos. A Companhia entende que os ajustes realizados refletem operações não recorrentes. Ressalta-se que o evento de Repactuação do risco hidrológico (R$ 115 milhões no ano de 2023) não foi excluído no cálculo do EBITDA Ajustado, tendo em vista que a Companhia não o considerou não-recorrente.
(7) **Margem EBITDA Ajustado:** é calculada pela divisão do EBITDA Ajustado pela Receita Operacional Líquida da Companhia.
(8) **Período de doze meses findo em 31 de março de 2025:** é o resultado do período de três meses findo em 31 de março de 2025 somado ao exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2024 menos o período de três meses findo em 31 de março de 2024.

2.5 Medições não contábeis

Reconciliação da Dívida Bruta, Dívida Líquida, Dívida Bruta/ EBITDA Ajustado LTM, Dívida Líquida/EBITDA Ajustado LTM e Grau de Alavancagem

	Em 31 de março de	Em 31 de dezembro de		
(Em R$ milhões, exceto %)	**2025**	**2024**	**2023**	**2022**
Empréstimos e financiamentos (circulante e não circulante)	13.836	13.843	12.420	11.910
Debêntures (circulante e não circulante)	12.005	9.805	7.686	5.446
Ações preferenciais resgatáveis (circulante e não circulante)	504	487	571	584
Resultado de operações com derivativos - *hedge* (circulante e não circulante)	292	307	228	210
Dívida Bruta[1]	**26.637**	**24.442**	**20.905**	**18.150**
(+) Caixa e equivalentes de caixa e depósitos vinculados	(5.965)	(4.316)	(5.570)	(2.465)
Dívida Líquida[2]	**20.672**	**20.126**	**15.335**	**15.685**
Dívida Bruta/EBTIDA Ajustado LTM[3]	**3,5**	**2,7**	**2,1**	**2,6**
Dívida Líquida/EBTIDA Ajustado LTM[4]	**2,7**	**3,3**	**2,9**	**2,3**
Patrimônio líquido	**13.153**	**12.280**	**9.816**	**8.440**
Grau de alavancagem (%)[5]	**61,1%**	**62,1%**	**61,0%**	**65,0%**

(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 três meses findo em 31 de março de		Exercício social encerrado em 31 de dezembro de		
(Em R$ milhões, exceto %)	**2025**	**2024**	**2024**	**2023**	**2022**
Lucro Líquido do Exercício	**826**	**1.684**	**4.303**	**3.429**	**2.665**
(Reversão) provisão de *Impairment*, líquido[1]	-	-	(45)	(1.198)	67
Alienação de subsidiária[2]	(4)	-	(16)	1.287	84
Alienação de participação societária em controlada em conjunto[3]	-	(1.350)	(1.336)	-	-
Custos de aquisição de subsidiárias[4]	-	-	10	-	-
Indenização de seguros [5]	-	-	-	(104)	-
Imposto de renda e contribuição social dos efeitos acima	1	459	456	7	(52)
Lucro Líquido Ajustado[6]	**823**	**793**	**3.372**	**3.421**	**2.764**
Receita Operacional Líquida	3.013	2.609	11.219	10.748	11.907
Margem Líquida (%)[7]	**27,4%**	**64,5%**	**38,4%**	**31,9%**	**22,4%**
Margem Líquida Ajustada (%)[8]	**27,3%**	**30,4%**	**30,1%**	**31,8%**	**23,2%**

(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) **Alienação de participação societária em controlada em conjunto:** Operação de venda de 15% da participação societária detida pela Companhia na TAG.
(4) **Custos de aquisição de subsidiárias:** Custos oriundos da aquisição dos Conjuntos Fotovoltaicos Juazeiro, São Pedro, Sol do Futuro, Sertão Solar e Lar do Sol.
(5) **Indenização de Seguros:** Indenização de seguros em decorrência do sinistro ocorrido no Conjunto Fotovoltaico Paracatu.
(6) **Lucro Líquido Ajustado**: o qual é composto pelo saldo do lucro líquido do exercício, líquido dos efeitos não recorrentes. Ressalta-se que o evento de Repactuação do risco hidrológico (R$ 115 milhões no ano de 2023) não foi excluído no cálculo do Lucro Líquido Ajustado, tendo em vista que a Companhia não o considerou não-recorrente.
(7) **Margem Líquida**: é calculada pela divisão do Lucro Líquido do Exercício pela Receita Operacional Líquida da Companhia.
(8) **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, Lucro Líquido Ajustado LTM, Margem EBITDA, Margem EBITDA LTM, Margem EBITDA Ajustada e Margem EBITDA Ajustada LTM

O EBITDA, EBITDA LTM, EBITDA Ajustado, EBITDA Ajustado LTM, Lucro Líquido Ajustado, Lucro Líquido Ajustado LTM, Margem EBITDA, Margem EBITDA LTM, Margem EBITDA Ajustada e Margem EBITDA Ajustada LTM são os indicadores financeiros utilizados para avaliar o resultado da Companhia sem a influência de sua estrutura de capital e 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 Ajustada, 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

Dividendos adicionais propostos

Em 25 de abril de 2025, a Assembleia Geral Ordinária aprovou a destinação do lucro líquido e a proposta de distribuição de dividendos adicionais e mínimos obrigatórios sobre o lucro líquido do exercício de 2024, nos valores de R$ 348.033 (R$ 0,42654859017 por ação) e R$ 367.113 (R$ 0,44993276204 por ação), respectivamente. Nesta data, a Companhia reconheceu a obrigação do pagamento dos dividendos adicionais propostos em seu balanço patrimonial. As ações da Companhia serão negociadas ex-dividendos a partir de 07 de maio de 2025 e serão pagos no dia 23 de dezembro de 2025.

Aprovação da proposta de incorporação da Companhia Energética Estreito

Em Reunião do Conselho de Administração da Companhia realizada dia 07 de maio de 2025, foi aprovada a proposta de incorporação, pela Companhia, de sua controlada, a Companhia Energética Estreito, nos termos do Protocolo de Incorporação e Instrumentos de Justificação para Incorporação a ser assinado entre as companhias. A operação de incorporação será submetida à superior aprovação da assembleia geral dos acionistas das companhias, após serem obtidas as aprovações das autoridades competentes.

2.6 Eventos subsequentes as DFs

2.7 Destinação de resultados

Exercícios sociais findos em 31 de dezembro de 2024, 2023 e 2022	
(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.
(a.i) Valores das Retenções de Lucros	2024 **Reserva legal:** no exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2024 não houve destinação de lucros, em virtude do atingimento do limite de 20% do capital social, conforme art. 193 da Lei nº 6.404/1976. **Reserva de incentivos fiscais:** no valor de R$ 552.802,45. **Reserva de retenção de lucros:** no valor de R$ 2.435.111.849,49. 2023 **Reserva legal:** no exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2023 não houve destinação de lucros, em virtude do atingimento do limite de 20% do capital social, conforme art. 193 da Lei nº 6.404/76. **Reserva de incentivos fiscais:** no valor de R$ 8.734.328,98. **Reserva de retenção de lucros:** no valor de R$ 1.559.990.391,47. 2022: **Reserva legal:** no exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2022 não houve destinação de lucros, em virtude do atingimento do limite de 20% do capital social, conforme art. 193 da Lei nº 6.404/76. **Reserva de incentivos fiscais:** no valor de R$ 8.953.525,56.
(a.ii) Percentuais em relação aos lucros totais declarados	2024 **Reserva legal:** no exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2024 não houve destinação de lucros, em virtude do atingimento do limite de 20% do capital social, conforme art. 193 da Lei nº 6.404/1976. **Reserva de incentivos fiscais:** 0,02% do lucro líquido do exercício ajustado para fins de dividendos e juros sobre o capital próprio. **Reserva de retenção de lucros:** 70,57% do lucro líquido do exercício ajustado para fins de dividendos e juros sobre o capital próprio. 2023 **Reserva legal:** no exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2023 não houve destinação de lucros, em virtude do atingimento do limite de 20% do capital social, conforme art. 193 da Lei nº 6.404/1976. **Reserva de incentivos fiscais:** 0,3% do lucro líquido do exercício ajustado para fins de dividendos e juros sobre o capital próprio. **Reserva de retenção de lucros:** 45,0% do lucro líquido do exercício ajustado para fins de dividendos e juros sobre o capital próprio. 2022 **Reserva legal:** no exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2022 não houve destinação de lucros, em virtude do atingimento do limite de 20% do capital social, conforme art. 193 da Lei nº 6.404/1976. **Reserva de incentivos fiscais:** 0,5% do lucro líquido do exercício ajustado para fins de dividendos e juros sobre o capital próprio.
(b) Regras sobre distribuição de dividendos	Conforme o disposto no art. 31, § 1º, do Estatuto Social da Companhia, em cada exercício será obrigatória a distribuição de um dividendo não inferior a 30% do lucro líquido, ajustado nos

2.7 Destinação de resultados

Exercícios sociais findos em 31 de dezembro de 2024, 2023 e 2022	
	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 uma política indicativa de distribuição de dividendos no valor equivalente a 55% do lucro líquido ajustado do exercício, sendo as distribuições 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.
(c) Periodicidade das distribuições de dividendos	Como descrito no item "b" 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, 10ª, 11ª, 12ª, 13ª e 14ª 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, conforme aprovação em Reunião de Conselho de Administração de 14 de novembro de 2005, a Companhia possui uma política indicativa de distribuição de dividendos no valor equivalente a 55% do lucro líquido ajustado do exercício, sendo as distribuições 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. O Estatuto Social da Companhia está disponível para consulta na página de Relações com Investidores da Companhia (www.engie.com.br/investidores/ > Investidores > Estatuto Social, Códigos e Políticas) e no site da CVM (sistemas.cvm.gov.br/).

2.8 Itens relevantes não evidenciados nas DFs

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 financeiras findas em 31 de dezembro de 2024, 2023 e 2022.

(iii) Contratos de construção não terminada

Os contratos de compra de construções não terminadas, não necessitam estar registrados, todavia estão evidenciados em nota explicativa das demonstrações financeiras findas em 31 de dezembro de 2024, 2023 e 2022.

(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 financeiras da Companhia referentes aos últimos três exercícios sociais e ao exercício social corrente.

2.9 Comentários sobre itens não evidenciados

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

Não aplicável, considerando que não há itens não evidenciados nas demonstrações financeiras individuais e consolidadas da Companhia referentes aos últimos três exercícios sociais e ao exercício social corrente.

b. Natureza e o propósito da operação

Não aplicável, considerando que não há itens não evidenciados nas demonstrações financeiras individuais e consolidadas da Companhia referentes aos últimos três exercícios sociais e ao exercício social corrente.

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 financeiras individuais e consolidadas da Companhia referentes aos últimos três exercícios sociais e ao exercício social corrente.

2.10 Planos de negócios

a. Investimentos

(i) Descrição quantitativa e qualitativa dos investimentos em andamento e dos investimentos previstos

1º trimestre de 2025

Transmissão de energia:

Em relação aos investimentos relacionados à expansão em transmissão, ao fim do período de três meses findo em 31 de março de 2025, destaca-se os seguintes marcos:

(i) **Asa Branca Transmissora de Energia:** No período de três meses findo em 31 de março de 2025, as obras do trecho Morro do Chapéu II – Poções III seguiram em andamento, com atividades de obras civis nas subestações, bem como as obras civis e montagem de estruturas metálicas na linha de transmissão. Neste trimestre foi concluída a entrega dos cabos condutores em campo. O prazo máximo para início de operação é março de 2029.

(ii) **Graúna Transmissora de Energia:** No período de três meses findo em 31 de março de 2025, o projeto avançou com a assinatura dos principais contratos de fornecimento e execução, além do progresso nos trabalhos de topografia, estudos ambientais e respectivos processos de licenciamento. Destacam-se também as ações de liberação fundiária, viabilizadas pela emissão das Declarações de Utilidade Pública pela Aneel, e a habilitação do projeto ao Regime Especial de Incentivos para o Desenvolvimento da Infraestrutura (REIDI) junto à Receita Federal. O prazo máximo para conclusão das obras é de 60 meses, com possibilidade de antecipação. O projeto apresenta sinergias locacionais relevantes com a Gralha Azul Transmissora de Energia e outros ativos do portfólio da Companhia, favorecendo ganhos operacionais e estratégicos.

Geração de energia:

Em relação aos investimentos relacionados à expansão em geração, ao fim do período de três meses findo em 31 de março de 2025, destaca-se os seguintes marcos:

(i) **Conjunto Eólico Assuruá:** No período de três meses findo em 31 de março de 2025, o progresso da obra atingiu 99% de avanço físico. A montagem eletromecânica e o comissionamento estão em fase final e todas as obras complementares como subestação, linha de transmissão, *bay* de conexão e redes de média tensão foram concluídas. Foram obtidas as licenças de operação do empreendimento, garantindo a autorização ambiental para operação de todos os parques do Conjunto. Em 31 de março de 2025, 148 aerogeradores estavam em operação comercial e outros 37 em fase de testes. Até 7 de maio de 2025, a montagem de todos os aerogeradores havia sido finalizada, com a entrada em operação comercial de mais sete unidades geradoras e 33 em testes, totalizando 846 MW em operação. A previsão de conclusão da implantação do projeto é no primeiro semestre de 2025.

(ii) **Conjunto Fotovoltaico Assú Sol:** As atividades de implantação atingiram 93% de avanço até o final do período de três meses findo em 31 de março de 2025. Foram concluídos o fornecimento dos módulos e inversores e as atividades de terraplenagem. Estão em execução atividades de drenagem, fundações e montagens dos *trackers*, instalação dos painéis solares e comissionamento. Durante o trimestre foi comemorado o marco de 1 milhão de painéis solares implantados, de um total de 1,5 milhão. A entrada em operação em testes das primeiras unidades fotovoltaicas ocorreu em outubro de 2024. Até o fim do 1T25, quatro dos 16 parques estavam em operação comercial e outros quatro parques encontravam-se na fase de testes, totalizando 353 MW em operação. Até 7 de maio de 2025, mais dois parques entraram em operação em testes, adicionando mais 100 MW ao portfólio da Companhia. A operação comercial integral é esperada para o quarto trimestre de 2025.

2.10 Planos de negócios

Os investimentos realizados no período de três meses findo em 31 de março de 2025 estão destacados abaixo:

Financiamento com (Em R$ milhões)	Realizado em 31.05.2025
Financiado com dívida	40
Financiado com capital próprio	1.043
Total	**1.083**

Os investimentos da ENGIE Brasil Energia no 1T25 foram de R$ 1.083 milhões, dos quais (i) R$ 1.002 milhões aplicados na construção dos novos projetos, na recuperação e expansão de ativos existentes, bem como considerando os ajustes de preço da aquisição de subsidiárias: R$ 377 milhões no Conjunto Fotovoltaico Assú Sol, R$ 323 milhões no Sistema de Transmissão Asa Branca, R$ 270 milhões na implantação do Conjunto Eólico Assuruá, R$ 44 milhões na recuperação e expansão do Conjunto Fotovoltaico de Paracatu, R$ 2 milhões na execução do reforço da Subestação de Ponta Grossa, parte do Sistema de Transmissão Gralha Azul, R$ 2 milhões no Sistema de Transmissão Graúna, e uma redução de R$ 16 milhões devido ao ajuste do valor final na aquisição das usinas fotovoltaicas da Atlas após conclusão do processo de avaliação do valor justo dos ativos e dos passivos adquiridos; (ii) R$ 44 milhões designados para a revitalização do parque gerador, principalmente das usinas hidrelétricas e solares; (iii) R$ 20 milhões destinados à modernização da usina de Salto Osório; (iv) R$ 16 milhões destinados à modernização da usina de Jaguara; e (v) R$ 1 milhão na modernização da Usina Hidrelétrica Ponte de Pedra.

2024

Transmissão de energia:

Em relação aos investimentos relacionados à expansão em transmissão, ao fim do exercício social findo em 31 de dezembro de 2024, destaca-se os seguintes marcos:

(i) **Gavião Real Transmissora de Energia:** em julho de 2024, o Sistema de Transmissão Gavião Real entrou em operação a partir da energização completa de sua subestação, conforme consta nos Termos de Liberação ("TLD") emitidos pelo ONS em 12.07.2024;

(ii) **Asa Branca Transmissora de Energia:** ao fim de 2024, as obras do trecho Morro do Chapéu II – Poções III seguiram em andamento, com atividades de terraplenagem e obras civis nas subestações, bem como supressão de vegetação, obras civis e montagem de estruturas metálicas na linha de transmissão. No mês de outubro, também foi iniciada a entrega de cabos condutores em campo. O prazo máximo para início de operação é março de 2029, com previsão de antecipação de, pelo menos, 24 meses; e

(iii) **Graúna Transmissora de Energia:** o projeto prevê 780 quilômetros de extensão, incluindo seis linhas de transmissão, duas subestações e um seccionamento novos, além da operação de outras linhas e subestações já existentes. Vale destacar que o Projeto conta com sinergias locacionais no Sistema de Transmissão Gralha Azul, inclusive no seccionamento da linha de transmissão, e em outros ativos da Companhia. Ao todo, o novo sistema irá atravessar 47 municípios, nos Estados do Espírito Santo, Minas Gerais, Paraná, Santa Catarina e São Paulo. O prazo de concessão é de 30 anos.

Geração de energia:

Em relação aos investimentos relacionados à expansão em geração, ao fim do ano de 2024, destaca-se os seguintes marcos:

(i) **Conjunto Eólico Santo Agostinho – Fase I:** em 2024, o parque gerador passou a contar com 100% da operação comercial do Conjunto Eólico Santo Agostinho – Fase 1, no Rio Grande do Norte, com capacidade instalada de 434 MW;

2.10 Planos de negócios

(ii) **Conjunto Eólico Assuruá:** ao final de 2024, o progresso da obra atingiu 97%. As atividades de montagem e comissionamento de aerogeradores estão sendo executadas com antecipação ao cronograma previsto, contando com mais de 95% dos aerogeradores montados e 76% comissionados. A subestação, linha de transmissão e bay de conexão estão completamente energizadas. As atividades de obras civis foram concluídas e as redes de média tensão estão em fase final de execução. Em 31 de dezembro de 2024, 109 aerogeradores estavam em operação comercial e outros 55 em testes – o projeto conta com 188 ao total. Até 20 de fevereiro de 2025, mais 30 unidades geradoras entraram em operação comercial e 46 estavam em testes, num total de 832,5 MW. A previsão de conclusão da implantação do projeto foi antecipada para o primeiro semestre de 2025; e

(iii) **Conjunto Fotovoltaico Assú Sol:** as atividades de implantação atingiram 76% de avanço até o final de 2024. Foram concluídas as atividades de conexão ao sistema e a supressão vegetal e estão sendo executadas atividades de engenharia, terraplenagem, drenagem, fundações e montagens dos *trackers*, instalação dos painéis solares e comissionamento. A entrada em operação em testes das primeiras unidades fotovoltaicas ocorreu em outubro de 2024. Até o fim do ano, 5 dos 16 parques estavam operando em teste. Até 20 de fevereiro de 2025, quatro parques estavam em operação comercial e três operando em testes, somando 302,7 MW ao portfólio da Companhia. A operação comercial integral é esperada para o quarto trimestre de 2025.

Os investimentos realizados no exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2024 estão destacados abaixo:

Financiamento com (Em R$ milhões)	Realizado em 31.12.2024
Financiado com dívida	5.747
Aporte de acionistas minoritários	3.917
Total	**9.664**

Os investimentos da ENGIE no ano de 2024, foram de R$ 9.664 milhões, dos quais: (i) R$ 9.350 milhões foram aplicados na aquisição de participações societárias e construção dos novos projetos, sendo: *(a)* R$ 4.100 milhões na implantação e aquisição do Conjunto Eólico Assuruá; *(b)* R$ 2.364 milhões na aquisição das usinas fotovoltaicas da Atlas Energia Renovável do Brasil S.A.; *(c)* R$ 1.912 milhões no Conjunto Fotovoltaico Assú Sol; *(d)* R$ 405 milhões no sistema de transmissão Asa Branca; *(e)* R$ 276 milhões no Conjunto Eólico Santo Agostinho; *(f)* R$ 141 milhões na recuperação do Conjunto Fotovoltaico de Paracatu; *(g)* R$ 53 milhões na conclusão do sistema de transmissão Gralha Azul; *(h)* R$ 46 milhões no sistema de transmissão Graúna (implementação e indenização pelos ativos existentes); e *(i)* R$ 53 milhões na implementação das ampliações e reforços dos sistemas existentes, bem como na conclusão dos demais sistemas de transmissão; e (ii) R$ 314 milhões foram destinados à revitalização do parque gerador, principalmente das usinas hidrelétricas, e às modernizações das usinas de Jaguara, Miranda e 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 à 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.

2.10 Planos de negócios

2023

Transmissão de energia:

Em relação aos investimentos relacionados à expansão em transmissão, ao fim do exercício social findo em 31 de dezembro de 2023, destaca-se os seguintes marcos:

(i) **Gavião Real Transmissora de Energia**: o avanço global da obra atingiu 81,9%. A energização do projeto está prevista para o primeiro trimestre de 2024, antes do prazo limite de 30 de março de 2026 para o início da operação, estabelecido pela Aneel; e

(ii) **Asa Branca Transmissora de Energia:** foram assinados os principais contratos de serviços, equipamentos e materiais, para cumprir o plano de negócio estabelecido pela Companhia. O prazo máximo para construção é de 66 meses, com previsão de antecipação de pelo menos 24 meses.

Geração de energia:

Em relação aos investimentos relacionados à expansão em geração, ao fim do ano de 2023, destaca-se os seguintes marcos:

(i) **Conjunto Eólico Santo Agostinho – Fase I:** o progresso geral da obra atingia 95,8%, com todas as obras auxiliares, a pré-montagem 100% concluídas e 60 aerogeradores com todas os componentes principais já montados. Na data, o projeto contava com 33 Unidades Geradoras (UGs) em operação comercial e outras 22 autorizadas para operação em testes;

(ii) **Conjunto Eólico Assuruá:** no final do ano, o progresso de construção da obra atingiu 31,0%. A previsão de entrada gradual em operação comercial é a partir do segundo semestre de 2024 e conclusão da implantação no segundo semestre de 2025; e

(iii) **Conjunto Fotovoltaico Assú Sol:** as atividades de implantação das usinas fotovoltaicas atingiram, até o final de 2023, 8,6% de avanço, e estão sendo executadas atividades de engenharia, supressão vegetal, terraplanagem e fundações dos trackers. A entrada em operação comercial da primeira unidade fotovoltaica está prevista para ocorrer no segundo semestre de 2024 e a operação comercial integral é esperada para o segundo semestre de 2025.

Os investimentos realizados no exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2023 estão destacados abaixo:

Financiamento com (Em R$ milhões)	Realizado em 31.12.2023
Financiado com dívida	3.642
Financiado com capital próprio[(1)]	(1.788)
Aporte de acionistas minoritários	1.000
	2.854

[(1)] O valor negativo do capital próprio previsto para 2023 refere-se ao montante da dívida captada o qual será investido nos anos seguintes.

No exercício social findo em 31 de dezembro de 2023, a Companhia investiu R$ 2.854 milhões, dos quais: (i) R$ 28 milhões foram aplicados na aquisição de participações societárias, sendo: (i.i) R$ 20 milhões no incremento da participação do Consórcio Machadinho; e (i.ii) R$ 8 milhões no Conjunto Fotovoltaico Assú Sol; (ii) R$ 2.595 milhões na construção de novos projetos, sendo: (ii.i) R$ 1.067 milhões concentrados no Conjunto Eólico Santo Agostinho – Fase I; (ii.ii) R$ 1.051 milhões no Conjunto Eólico Serra do Assuruá; (ii.iii) R$ 239 milhões no Conjunto Fotovoltaico Assú Sol; (ii.iv) R$ 176 milhões na Novo Estado Transmissora de Energia; (ii.v) R$ 47 milhões na Gavião Real Transmissora de Energia; (ii.vi) R$ 8 milhões na Asa Branca Transmissora de Energia; e (ii.vii) R$ 7 milhões no Sistema de Transmissão Gralha Azul; (iii) R$ 143 milhões foram destinados aos projetos de manutenção e revitalização do parque gerador; e (iv) R$ 88 milhões designados para a modernização das Usinas Hidrelétricas Salto Osório, Miranda e Jaguara.

2.10 Planos de negócios

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 à 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 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 31.12.2022
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.

2.10 Planos de negócios

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.

(ii) Fontes de financiamento dos investimentos

Os projetos desenvolvidos e implantados pelas controladas da ENGIE geralmente contam com captação de recursos de terceiros na ordem de 50% a 80% do investimento total. O montante remanescente é coberto com recursos próprios, os quais, usualmente, resultam de aportes de capital da controladora, ENGIE. A Companhia, por sua vez, capta recursos por meio de empréstimos e financiamentos bancários ou emissões junto ao mercado de capitais que, usualmente, são destinados aos referidos aportes, além da sua utilização para capital de giro.

(iii) Desinvestimentos relevantes em andamento e desinvestimentos previstos

Alienação de participação acionária da TAG

O Conselho de Administração da Companhia, em reunião realizada em 28 de dezembro de 2023, aprovou a celebração do contrato de compra e venda de ações e outras avenças entre, de um lado, a Companhia, e de outro lado, o CDPQ, por meio de sua subsidiária integral CDP Groupe Infrastructures Inc., com interveniência e anuência da TAG, por meio do qual foram estabelecidos os termos e condições para alienação, pela Companhia à CDPQ, de ações de emissão da TAG de titularidade da Companhia representativas de 15% do capital social total da TAG.

O preço base de venda foi de R$ 3.113 milhões, em uma estrutura de porteira fechada (*locked box*), com as devidas correções monetárias até a data de fechamento, em linha com termos usuais em operações do mesmo porte e natureza e conforme previsto no contrato de compra e venda.

Com a efetivação da transação, a Companhia permanecerá acionista da TAG, passando a ser titular direta de ações de emissão da TAG representativas de 17,5% do capital social. Nesse sentido, a Companhia permanecerá vinculada ao acordo de acionistas da TAG, mantendo o grupo de controle atual, em conjunto com a GDF International ("GDFI") e o CDPQ.

Em 10 de janeiro de 2024, após o cumprimento de todas as condições precedentes, foi concluída a operação de alienação de 15% da participação societária detida pela Companhia na TAG, mediante transferência das ações e liquidação do preço, nos termos do contrato de compra e venda de ações e outras avenças celebrado em 28 de dezembro de 2023, entre a Companhia, na qualidade de vendedora, pela TAG, na qualidade de interveniente anuente, e pelo CDPQ, por meio de sua subsidiária integral CDP Groupe Infrastructure Inc., na qualidade de compradora.

A Companhia permanece acionista da TAG, sendo titular de ações representativas de 17,5% do capital social total da TAG, permanecendo o Grupo ENGIE com 50% capital social total da TAG, ambos vinculados ao acordo de acionistas da TAG, mantendo o grupo de controle atual.

Alienação de subsidiária

Em 28 de junho de 2024, após o cumprimento das condições precedentes, foi concluída a operação de venda da participação societária que a Companhia possuía na subsidiária Lages Bioenergética Ltda. ("Lages"). Nesta data, a sociedade deixou de ser controlada pela Companhia, passando também a não ser consolidada. O preço de fechamento de venda foi de R$ 26 milhões, enquanto a baixa de investimento pela alienação de participação societária de subsidiária totalizou o montante de R$ 35 milhões, o que gerou um resultado com a alienação do ativo, líquido dos custos de venda, negativo de R$ 9 milhões.

Com exceção aos citados acima, na data deste Formulário de Referência, a Companhia não possuía outros 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

Aquisição de Conjuntos Fotovoltaicos e Assinatura de contrato para aquisição de Usinas Hidrelétricas

Para mais informações sobre a Aquisição de Conjuntos Fotovoltaicos e Assinatura de contrato para aquisição de Usinas Hidrelétricas, ver item 2.4 deste Formulário de Referência.

c. Novos produtos e serviços

(i) Descrição das pesquisas em andamento já divulgadas

O Programa de Pesquisa, Desenvolvimento e Inovação (PDI) da Aneel representa um dos mecanismos mais relevantes para a prática da inovação na ENGIE Brasil Energia. Ao todo, a Companhia já investiu mais de R$ 250 milhões em mais de 228 projetos executados por meio de parcerias com empresas, universidades e instituições de pesquisa, fomentando o modelo *open innovation*. No 1T25, a Companhia investiu em: (i) Fundo Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico (FNDCT); (ii) Ministério de Minas e Energia (MME), para custeio da Empresa de Pesquisa Energética (EPE); (iii) conta de Desenvolvimento Energético (CDE), para custeio da modicidade tarifária; e (iv) projetos de PDI.

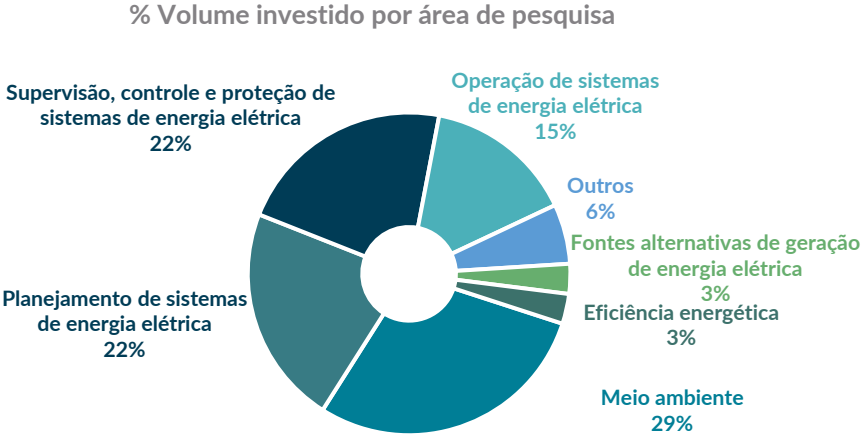
(ii) Montantes totais gastos pelo emissor em pesquisas para desenvolvimento de novos produtos ou serviços

No 1T25, foram destinados mais de R$ 12,7 milhões ao Programa, distribuídos da seguinte forma:

- R$5,4 milhões ao Fundo Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico (FNDCT);
- R$ 2,7 milhões ao Ministério de Minas e Energia (MME), para custeio da Empresa de Pesquisa Energética (EPE);
- R$ 1,6 milhões à conta de Desenvolvimento Energético (CDE), para custeio da modicidade tarifária; e
- R$ 2,8 milhões a serem aportados em projetos de PDI.

O volume investido pela ENGIE nos 13 Projetos em curso no 1T25, que utilizam recursos do saldo disponível para aportes em PDI Aneel, foi de R$ 2,6 milhões, distribuídos nas áreas de pesquisa conforme gráfico a seguir. Se considerarmos o valor despendido desde o início de cada um dos projetos em vigência, o montante passa de R$32,2 milhões.

(iii) Projetos em desenvolvimento já divulgados



2.10 Planos de negócios

A Companhia apresenta abaixo os projetos executados no 1T25:

Código do Projeto	Descrição
PD-00403-0058/2024	Rotas tecnológicas para produção de combustíveis sintéticos
PD-00403-0059/2024	Elevação dos níveis de segurança no processo executivo de linhas de transmissão
PD-00403-0060/2024	Lote Pioneiro e Inserção de Mercado do Transformador Eletrônico de Corrente Óptico - TECO-MR
PD-00068-0057-2022	Sistema de Inteligência Analítica do Setor Elétrico – SIASE módulo Transmissão
PD-00063-3071/2020	Assistente Virtual para Centros de Operação
PD-00403-0051/2020	Desenvolvimento e Aplicação De Ferramentas Genéticas no Monitoramento Da Ictiofauna De Reservatórios De Usinas Hidrelétricas
PD-00403-0053/2021	Metodologias para a Identificação de Restrições Operacionais em Sistemas com Alta Penetração de Fontes de Energia Renováveis Variáveis
PD-00403-0054/2022	Impactos das mudanças do clima e do uso da terra no setor elétrico brasileiro
PD-00403-0055/2022	Valoração dos Serviços de Usinas Hidroelétricas e Proposições Comerciais
PD-00403-0056/2023	Ferramenta computacional para detecção, identificação e quantificação de perdas energéticas em usinas fotovoltaicas
PD-00403-0057/2023	Equipamento não invasivo para detecção de falhas em geradores síncronos através do campo magnético externo – Lote Pioneiro e Inserção no Mercado
GPPDI-00403/2024-2028	Ação de Gestão de Portfólio de Pesquisa, Desenvolvimento e Inovação — Projeto destinado para atividades da equipe de gestão, prospecção, gestão do portfólio, eventos sobre PDI, entre outros
PD-0403-0063/2025	Desenvolvimento de Hardware Eletrônico para Dispositivo Analisador de Fuga de Corrente Elétrica a Terra - ARATACA

Para mais informações sobre os projetos e seus objetivos estão disponíveis na página de Inovação da Companhia (www.engie.com.br/ > ENGIE > Inovação na ENGIE > Projetos de P&D).

(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 atividade principal da Companhia é a geração de energia a partir de fontes renováveis, o que significa que o compromisso com a sustentabilidade ambiental é inerente ao seu plano de negócios. Por meio da utilização de fontes renováveis (hidrelétrica, biomassa, eólica, solar), a Companhia contribui para a redução das emissões de carbono e para a diversificação da matriz energética, alinhando-se com os objetivos globais de combate às mudanças climáticas. Além disso, a geração de energia renovável representa uma fonte estável e sustentável de receita, especialmente em um cenário de transição energética, no qual há uma crescente demanda por esse tipo de energia.

A Companhia também possui em seu portfólio soluções para apoiar outras organizações em sua jornada de 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.

2.11 Outros fatores que influenciaram de maneira relevantes o desempenho operacional

Emissões de debêntures

A Companhia emitiu debêntures com o objetivo de formação de capital de giro para financiar a implementação do plano de negócios da Companhia. Em 14 de março de 2025, ocorreu a liquidação financeira da 14ª emissão de debêntures simples pela Controladora, no valor total de R$ 2.000 milhões, em 2 séries. E, concomitantemente, foram contratadas operações de proteção (*swap*), com o intuito de proteger a totalidade dos fluxos de caixa futuros de ambas as séries.

A Companhia realizou duas emissões de debêntures ao longo do exercício de 2024, com o objetivo de formar capital de giro para financiar a implementação do seu plano de negócios, conforme detalhado na Seção 12.3 deste Formulário de Referência.

Início da entrada em operação do Conjunto Fotovoltaico Assú Sol

Em 08 de janeiro de 2025 a Companhia recebeu autorização na Aneel para iniciar a operação comercial do primeiro parque do Conjunto Fotovoltaico Assú Sol, com 40,5 MW. Em 31 de março 2025 a Companhia tinha o total de 171,6 MW de capacidade instalada em operação o qual faz parte do Conjunto Fotovoltaico Assú Sol, que está localizado em Assú (RN) e será composto por 16 parques fotovoltaicos, com capacidade instalada total de 752,7 MW.

Indenização – Santo Agostinho

Em decorrência do descumprimento de condições contratuais incorridas pelo fornecedor responsável pela construção do Conjunto Eólico Santo Agostinho, foram aplicadas penalidades previstas em contrato visando cobrir os danos do atraso de conclusão da obra. Dessa forma, no segundo trimestre de 2024, o montante de R$ 262 milhões foi reconhecido na rubrica “Indenizações”, sendo esse montante apurado de forma a compensar a Companhia pela receita não auferida em consequência do adiamento do cronograma da entrada em operação.

Conclusão da implantação do Sistema de Transmissão Gavião Real

Em julho de 2024, o Sistema de Transmissão Gavião Real entrou em operação a partir da energização completa de sua subestação, conforme consta nos Termos de Liberação (TLD) emitidos pelo Operador Nacional do Sistema (ONS) em 12.07.2024. O projeto foi arrematado no Leilão de Transmissão Aneel 01/2022, localizado no Estado do Pará (PA), e é composto pela ampliação da Subestação Itacaiúnas, com implantação de dois transformadores 230/138kV e novo pátio de 138kV para atendimento da rede de distribuição de energia naquele estado.

Início da entrada em operação do Conjunto Eólico Serra do Assuruá

Em 06.08.2024 a Companhia recebeu autorização na Aneel para iniciar a operação comercial de 15 unidades do Conjunto Eólico Serra do Assuruá. Até 31.12.2024, mais 11 parques eólicos do Conjunto entraram em operação comercial, levando o conjunto a um total de 109 unidades em operação. O Conjunto Eólico Serra do Assuruá, está localizado em Gentio do Ouro (BA), e será composto por 24 parques eólicos, com 188 aerogeradores e capacidade instalada total de 846 MW. Para mais informações, veja a seções 1.4 e 1.10 deste Formulário de Referência.

Participação no Leilão de Transmissão nº 02/2024

Em 27.09.2024, a Companhia arrematou no Leilão de Transmissão nº 02/2024, promovido pela Aneel, o Lote 1, localizado nos Estados do Espírito Santo, Minas Gerais, Paraná, Santa Catarina e São Paulo, que prevê a instalação de cerca de 780 km de linha transmissão, compreendendo seis linhas de transmissão, duas subestações e um seccionamento novos, e continuidade na prestação de serviços de quatro linhas e duas subestações existentes. A RAP apresentada pela Companhia foi de R$ 252 milhões, com deságio de 48,14% em relação à receita máxima determinada pela Aneel, de R$ 486 milhões.

O prazo da concessão do serviço público de transmissão, incluindo o licenciamento, a construção, a operação e a manutenção das instalações de transmissão, será de 30 anos, contado da data de assinatura do Contrato de Concessão, que ocorreu em 09.12.2024.

3.1 Projeções divulgadas e premissas

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 projeções 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 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 e quais escapam do seu controle

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.

d. Valores dos indicadores que são objeto da previsão

Os montantes projetados referente aos períodos findos em 30.09.2025 e 31.12.2025, bem como os montantes realizados referentes em 31.12.2025, 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.

Projeções para os anos de 2026, 2027 e 2028 divulgadas no resultado do 4° trimestre de 2025 (4T25):

	Projetado		
Descrição \ Período de projeção	**2026**	**2027**	**2028**
Financiado com dívida	1.810	-	-
Financiado com capital próprio	609	2.947	285
Total	**2.419**	**2.947**	**285**

3.1 Projeções divulgadas e premissas

Projeções para os anos de 2025, 2026 e 2027 divulgadas no resultado do 3° trimestre de 2025 (3T25):

Descrição \ Período de projeção	2025	2026	2027
Financiado com dívida	5.807	1.332	-
Financiado com capital próprio	517	1.257	2.550
Total	**6.324**	**2.589**	**2.550**

Variações nas projeções informadas entre 4T25 e 3T25:

Descrição \ Período de projeção	2026	2027	2028
Financiado com dívida	478	-	n.a.
Financiado com capital próprio	(648)	397	n.a.
Total	**(170)**	**397**	**n.a.**

Análise das variações relevantes:

As alterações em relação ao último período apresentado decorreram, substancialmente, da alteração no cronograma físico e/ou financeiro na implantação dos seguintes projetos: Sistema de Transmissão Asa Branca, Sistema de Transmissão Graúna, da modernização das Usinas Hidrelétricas de Jaguara e Ponte de Pedra e da conclusão dos projetos do Conjunto Eólico Serra do Assuruá e do Conjunto Fotovoltaico de Assu Sol.

As projeções atualizadas referem-se principalmente:

- 2026: à modernização das Usinas Hidrelétricas de Jaguara e Ponte de Pedra, à implantação dos Sistemas de Transmissão Asa Branca e Graúna e à manutenção do parque gerador;
- 2027: à modernização da Usina Hidrelétrica de Jaguara, à implantação dos Sistemas de Transmissão de Asa Branca e Graúna e à manutenção do parque gerador; e
- 2028: à modernização da Usina Hidrelétrica de Jaguara, à implantação do Sistema de Transmissão Graúna e à manutenção do parque gerador.

Investimentos realizados no ano de 2025:

Os investimentos da ENGIE no ano de 2025 totalizaram R$ 6.040 milhões, distribuídos da seguinte forma: (i) **R$ 2.931 milhões** destinados a aquisições e ajustes de participações societárias, compreendendo (i.i) R$ 2.944 milhões na conclusão da aquisição das Usinas Hidrelétricas de Santo Antônio do Jari e Cachoeira Caldeirão, sendo R$ 2.286 milhões pagos ao vendedor no fechamento da operação como preço de compra ajustado e assunção de R$ 658 milhões de dívida líquida (dívida total descontado caixa e depósitos vinculados); (i.ii) redução de R$ 16 milhões correspondentes ao ajuste do valor final na aquisição das usinas fotovoltaicas, após conclusão do laudo de incorporação; e (i.iii) R$ 3 milhões de complemento na aquisição de participação societária do Conjunto Eólico Serra do Assuruá; (ii) **R$ 2.773 milhões** aplicados na construção dos novos projetos e aquisição de participações societárias, sendo (ii.i) R$ 1.204 milhões no Sistema de Transmissão Asa Branca, (ii.ii) R$ 712 milhões no Conjunto Fotovoltaico Assú Sol, (ii.iii) R$ 527 milhões na implantação do Conjunto Eólico Assuruá, (ii.iv) R$ 161 milhões na expansão da Usina Fotovoltaica de Paracatu IV, (ii.v) R$ 144 milhões no Sistema de Transmissão Graúna, (ii.vi) R$ 38 milhões na execução do reforço da Subestação de Ponta Grossa, parte do Sistema de Transmissão Gralha Azul, e (ii.vii) diminuição de R$ 13 milhões no Sistema de Transmissão Novo Estado, resultado de baixas de depósitos judiciais devido a êxito em ação tributária, ocasionando redução do custo total de construção do projeto; (iii) **R$ 255 milhões** destinados à revitalização do parque gerador, principalmente das usinas hidrelétricas e solares; e (iv) **R$ 82 milhões** destinados à modernização de ativos, sendo (iv.i) R$ 68 milhões destinados à modernização das Usina Hidrelétrica Jaguara, (iv.ii) R$ 10 milhões destinados à modernização da Usina Hidrelétrica Salto Osório e (iv.iii) R$ 4 milhões destinados à modernização da Usina Hidrelétrica Ponte de Pedra.

3.2 Acompanhamento das projeções

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 2023

Investimentos 2023	Previsto	Realizado
Financiado com dívida	6.409	3.642
Financiado com capital próprio	(1.186)	(788)
Total	**5.223**	**2.854**

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 (ii) das modernizações das Usinas Hidrelétricas de Salto Osório, Jaguara e Miranda.

Projeção para o ano de 2024

Investimentos 2024	Previsto	Realizado
Financiado com dívida	3.601	5.747
Financiado com capital próprio	5.992	3.917
Total	**9.593**	**9.664**

As variações em relação às projeções divulgadas para 2024 ao final de 2023 e os investimentos realizados neste ano, no montante de R$ 71 milhões, decorreram, principalmente: (i) à alteração no cronograma físico e/ou financeiro na implantação dos seguintes projetos: Conjunto Eólico Santo Agostinho, Conjunto Eólico Serra do Assuruá, Conjunto Fotovoltaico Assu Sol, Sistema de Transmissão Asa Branca e da modernização da Usina Hidrelétrica Jaguara; (ii) à finalização dos Sistemas de Transmissão e seus reforços; (iii) à indenização paga pelos ativos operacionais que fazem parte do sistema de Transmissão Graúna, adquiridos no leilão de transmissão ocorrido em Setembro de 2024; e (iv) execução da recuperação do parque de Paracatu e conclusão da aquisição das usinas fotovoltaicas da Atlas.

Projeção para o ano de 2025

Investimentos 2025	Previsto	Realizado
Financiado com dívida	2.775	5.329
Financiado com capital próprio	1.430	711
Total	**4.205**	**6.040**

As variações em relação às projeções divulgadas para 2025 ao final de 2024 e os investimentos realizados neste ano, no montante de R$ 1.835 milhões, decorreram, principalmente: (i) da alteração no cronograma físico e/ou financeiro na implantação dos seguintes projetos: Conjunto Eólico Serra do Assuruá, Conjunto Fotovoltaico Assu Sol, Sistema de Transmissão Asa Branca, Sistema de Transmissão Graúna e da modernização da Usina Hidrelétrica Jaguara; (ii) e da aquisição das Usinas Hidrelétricas de Santo Antônio do Jari e Cachoeira Caldeirão.

3.2 Acompanhamento das projeções

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 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 financeiras.

4.1 Descrição dos fatores de risco

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, quanto 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 deste item 4. Fatores de Risco, determinados fatores de risco que estejam em um subitem podem também se aplicar a outros subitens do item 4.

a. Riscos relacionados à 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 e manutenção de diversas licenças, registros, cadastros, concessões e autorizações na condução de seus negócios, incluindo mas não se limitando às, licenças das Centrais Hidrelétricas, das Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCHs), das Centrais de Geração Eólica (CGEs) e das Usinas de Energia Solar Fotovoltaica (UFVs), bem como as autorizações e concessões junto à Aneel e ao 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, concessões 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, concessões 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.

4.1 Descrição dos fatores de risco

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, 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*".

A construção, expansão e operação dos ativos envolve riscos significativos que podem levar à perda de receita ou aumento de despesas.

A construção, operação, manutenção e expansão de instalações e equipamentos dedicados à geração e transmissão de energia elétrica estão sujeitas a uma série de riscos, que incluem, mas não se limitam a:

- 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 legais e regulatórias.

Se a Companhia se deparar com qualquer desses riscos, ou outros não mencionados, 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.

Diversos fatores podem contribuir para o aumento do risco de rompimento de barragens, impactando negativamente os negócios da Companhia. 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 significativos danos ambientais e sociais, além de potenciais perdas financeiras e impactos negativos na reputação.

4.1 Descrição dos fatores de risco

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 do mesmo rio. 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 próximas aos ativos, além de danos ambientais, regulatórios, econômicos e reputacionais.

A falta de planejamento e preparação para situações de emergência, como 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 uma resposta rápida e eficiente em caso de emergência, aumentando os danos causados.

Caso ocorra a materialização do risco, a Companhia pode sofrer efeitos adversos negativos, tanto sob a questão reputacional, quanto operacional e financeira, já que pode ser obrigada a paralisar as unidades geradoras por um período prolongado e exigir reparos dispendiosos. Importante mencionar ainda potenciais danos sociais, como a perda de vidas humanas nas comunidades próximas aos ativos, além de danos ambientais.

A Companhia pode não conseguir executar integralmente sua estratégia de negócio.

A capacidade da Companhia de cumprir a sua estratégia de negócio 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 e do portfólio comercial;
- eficiência operacional;
- cumprimento de seus compromissos regulatórios; e
- comprometimento com seus compromissos socioambientais.

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 negócio serão integralmente realizados. Caso a Companhia não seja bem-sucedida em concretizar sua estratégia de negócio, sua condição financeira, resultados operacionais e reputação poderão ser adversamente afetados.

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.

4.1 Descrição dos fatores de risco

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, 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.

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 3 (três) meses encerrado em 31 de março de 2025, o montante do passivo reconhecido relativo aos benefícios pós-emprego de responsabilidade da Companhia era de R$ 261 milhões e correspondiam ao passivo líquido avaliado pelos atuários. Do montante total do passivo atuarial, R$ 259 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 ou liquidar 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 da energia elétrica são influenciados pelas flutuações do mercado de energia, que são afetadas, principalmente, pela hidrologia e pela oferta e demanda de energia. A expansão da produção de energia elétrica no sistema brasileiro depende da demanda futura dos consumidores, que pode não se concretizar ou ser menor do que o esperado pela Companhia e suas controladas. Ademais, um eventual aumento de demanda, mesmo que igual ou superior ao previsto, pode ser suprido por concorrentes ou por outros projetos de geração de energia elétrica, tais como geração térmica e grandes hidrelétricas, que já estejam em operação ou venham a entrar em operação no futuro.

Consequentemente, as vendas de energia elétrica nos valores planejados estão sujeitas à existência de demanda correspondente do mercado consumidor, representado principalmente por consumidores no ACL, agentes comercializadores de energia elétrica e distribuidoras de energia. Se a Companhia e suas controladas não conseguirem comercializar toda a energia gerada ou, mesmo comercializando a totalidade, não alcançarem os preços esperados, poderão enfrentar uma redução significativa em suas receitas estimadas. Isso pode ter um impacto adverso relevante nos resultados operacionais e, consequentemente, nos resultados gerais da Companhia.

4.1 Descrição dos fatores de risco

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 desses processos lhe serão favoráveis, ou, ainda, que manterá provisionamento, parcial ou total, suficiente para todos os passivos eventualmente decorrentes desses 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 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.

4.1 Descrição dos fatores de risco

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 Informativo Preliminar Diário da Operação ("IPDO") do ONS, mais de 60% do efetivo suprimento de energia do SIN é gerado por usinas hidrelétricas. Como o SIN opera em sistema de despacho otimizado e centralizado pelo nos, 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, se configura a ocorrência do déficit de geração, que é rateado entre os participantes do MRE, podendo causar exposição da Companhia ao mercado de curto prazo e impactar seus negócios.

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 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 a 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.

4.1 Descrição dos fatores de risco

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 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.

4.1 Descrição dos fatores de risco

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.

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 EBCEP, controlada da Companhia, 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 deste Formulário.

4.1 Descrição dos fatores de risco

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.

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 próprios 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.

4.1 Descrição dos fatores de risco

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 nº 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 o 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, autorizou 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, e as sanções administrativas já podem ser aplicadas desde 01 de agosto de 2021, nos termos da Lei nº 14.010/2020.

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.

Caso a Companhia não esteja em conformidade com a LGPD, estará 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, referente ao 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 por 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 pode 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.

4.1 Descrição dos fatores de risco

A Companhia pode não ser capaz de pagar aos titulares de ações da Companhia dividendos e juros sobre capital próprio.

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.

Dessa forma, os titulares das ações emitidas pela Companhia podem não receber dividendos ou juros sobre capital próprio nessas circunstâncias, ou receber dividendos inferiores ao mínimo obrigatório.

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. No período de 3 (três) meses encerrado em 31 de março de 2025, 3,14% da dívida bruta da Companhia, correspondente a R$ 827 milhões, estava denominada em dólares norte-americanos, incluindo dívidas de curto e longo prazo. Os 96,86% remanescentes estavam denominados em real, também compreendendo dívidas de curto e longo prazo.

No período de 3 (três) meses encerrado em 31 de março de 2025, 21,63% da dívida bruta da Companhia estava atrelada a instrumentos financeiros derivativos (*swaps*), dos quais 14,52% dos instrumentos financeiros derivativos eram referentes a substituição de fluxos atrelados ao dólar norte-americano e indexados a juros pré-fixados por fluxos atrelados ao Real e indexados ao CDI, 27,00% eram referentes a substituição de fluxos indexados ao IPCA por fluxos indexados ao CDI e 58,48% eram referentes a substituição de fluxos indexados a taxas pré-fixadas por fluxos indexados ao CDI. 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.

O descumprimento do Código de Conduta 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 14.133/2021, a

4.1 Descrição dos fatores de risco

Lei nº 14.478/2022, a Lei nº 12.846/2013 ("Lei Anticorrupção"), o Decreto nº 11.129/2022, 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 e 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, além de sanções reputacionais, afetando, assim, seus negócios, resultados operacionais e financeiros.

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 incapazes 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 os 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.

4.1 Descrição dos fatores de risco

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 com 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 a 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 pode ser adversamente impactado.

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 controlador direto 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, obtenção de financiamentos ou operações similares que podem estar em conflito com os interesses dos demais acionistas 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 financeiras, de acordo com as práticas contábeis vigentes.

Desde 2019, a Companhia possui o controle conjunto da TAG. Diante do controle conjunto, a Companhia não consolida em suas demonstrações financeiras 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*), que é calculada como a diferença entre o valor recuperável da controlada em conjunto e o seu valor contábil. Ainda, o ágio relativo à TAG é incluído no valor contábil do investimento, não sendo, portanto, amortizado ou separadamente testado para fins de redução ao valor recuperável dos ativos.

4.1 Descrição dos fatores de risco

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.

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.

A TAG encontra-se 100% contratada, via contratos legados de longo prazo com a Petrobras e um contrato de conexão para atendimento ao Polo Sergipe, na Região Nordeste, todos regulados pela Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP).

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.

4.1 Descrição dos fatores de risco

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.

A responsabilidade civil por danos ambientais tem natureza objetiva e solidária. Nesse cenário, podem ser considerados responsáveis pela sua reparação todos aqueles que 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 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.

4.1 Descrição dos fatores de risco

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 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.

4.1 Descrição dos fatores de risco

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 acarreta 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.

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

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 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.

Em 2024, o Sudeste (região mais relevante para as hidrelétricas) sofreu uma crise hidrológica. Os meses de maio a setembro foram os mais secos da história. Mesmo com intenso consumo de reservatório e presença de volumes relevantes das térmicas, a reserva do portfólio da Companhia se mostrou robusta, evitando compras de energia no mercado de curto prazo preservando o resultado financeiro da empresa.

Adicionalmente, por diversas motivações sistêmicas ou operacionais, o ONS, na qualidade de operador do sistema elétrico, pode determinar a restrição de geração das usinas total ou parcialmente, para fins de atendimento às demandas da rede. Referidas restrições de geração do SIN, chamadas de "*constrained-off*" ou "*curtailment*", são regulamentadas pela Resolução nº 1.030/2022 da ANEEL para as usinas eólicas e solares, e classifica seus eventos em (i) razões de indisponibilidade motivadas por indisponibilidade de instalações que não sejam de responsabilidade do gerador; (ii) razões de atendimento a requisitos de confiabilidade elétrica de instalações pertencentes a terceiros; e (iii) impossibilidade de alocação de geração de energia na carga. Diante da regulamentação atual, os agentes somente são ressarcidos pelos eventos de indisponibilidade externa, com, inclusive, franquia máxima de horas de indisponibilidade que poderão ser ressarcidas.

Nesse contexto, tanto em períodos de escassez de energia elétrica, como em caso de expansão excessiva da oferta de energia no sistema elétrico brasileiro (sobreoferta), e/ou por indisponibilidade de instalações de transmissão suficientes ao escoamento do potencial de geração podem vir a ser implementadas 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 por ela emitidos.

4.1 Descrição dos fatores de risco

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.

Caso os contratantes não realizem novos processos de licitação ou concorrência, ou 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 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, possivelmente mais custosos, ou por meio do mercado de curto prazo para atender suas obrigações, sujeitando-se à variação do preço (PLD) aplicado a este mercado, 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 Mecanismo de Realocação de Energia - 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 (PLD) 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.

4.1 Descrição dos fatores de risco

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 dos equipamentos.

Os riscos inerentes ao processo de produção da Companhia podem ser expressos por indicadores de desempenho: taxa de falha e indisponibilidade das unidades geradoras. 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. As indisponibilidades podem ser classificadas em dois grupos principais: (i) indisponibilidades programadas 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; e (ii) indisponibilidades forçadas oriundas de ocorrências de interrupção intempestivas que provocam ou requerem parada da unidade geradora ou a limitação parcial da capacidade de produção de energia.

Indisponibilidade do sistema de transmissão e/ou distúrbios na qualidade dos serviços poderão prejudicar 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, manutenções, 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 Receitas Anuais Permitidas (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.

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, Aneel e MME, 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 impactar no resultado da Companhia.

4.1 Descrição dos fatores de risco

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 outorga de autorizações para comercialização de energia e manutenção da validade dessas autorizações; (iv) 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; (v) 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; (vi) descontinuidade e/ou mudança nos benefícios para exploração dos parques de energia renovável (viii) alterações 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 9.648/1998 (”Lei do Setor Elétrico”), da Lei nº 10.848/2004 (”Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico”) e da Lei nº 12.783/2013, 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 e suas controladas, 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.

4.1 Descrição dos fatores de risco

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.

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, o que pode afetar de forma negativa seus resultados.

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, o que pode afetar de forma negativa seus resultados.

4.1 Descrição dos fatores de risco

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.

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.

Porém, vale ressaltar a Lei 14.120/2021, que definiu a data de fim do desconto no fio para usinas renováveis centralizadas, que tinham até março de 2022 para solicitarem suas outorgas para ainda terem direito ao benefício. As usinas eólicas, solares e a biomassa em operação ou em estágio de implantação da Companhia ainda usufruem do benefício por todo o período de suas outorgas.

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

Não aplicável, tendo em vista que a Companhia atua exclusivamente no mercado brasileiro.

4.1 Descrição dos fatores de risco

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, obrigando-as 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.

Ainda, as comunidades vizinhas (dentre outras, comunidades indígenas e tradicionais como ribeirinhas e quilombolas) aos projetos ou empreendimentos da Companhia podem ser 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.

A Companhia está sujeita a obrigações relativas ao respeito aos direitos humanos de todos os *stakeholders*, conforme aplicável, que podem fazer com que a Companhia incorra em custos adicionais, bem como em contingências significativas referentes a questões sociais.

A exposição a riscos sociais varia de acordo com as características específicas de cada Companhia, do seu setor de atuação e de sua localização geográfica, de forma que cada empresa deverá considerar tais peculiaridade para definir os riscos sociais considerados materiais, segundo sua estratégia e modelo de negócios. De forma geral, os riscos sociais decorrem dos potenciais e efetivos impactos adversos de suas atividades empresariais nos direitos humanos de todos os stakeholders envolvidos, conforme aplicável, incluindo seus próprios funcionários, fornecedores e comunidade local onde a Companhia atua.

O respeito às comunidades tradicionais — povos indígenas, ribeirinhos e quilombolas, entre outros — que habitam regiões próximas aos ativos em operação e/ou implantação deve ser orientado pelas diretrizes da Convenção 169 da Organização Internacional do Trabalho (OIT).

A Companhia também deve garantir condições dignas de trabalho aos seus empregados, zelando por sua saúde, segurança e bem-estar e assegurando seu direito de associação e participação em entidades sindicais, em conformidade com leis e regulamentos locais, respeitando os direitos humanos. Um local de trabalho identificado como perigoso, hostil ou discriminatório pode resultar em contingências legais e inibir a capacidade da Companhia de atrair e reter talentos, negociar junto a entidades associativas e sindicais, prevenir incidentes de saúde e segurança do trabalho, e impulsionar a inovação.

4.1 Descrição dos fatores de risco

No mesmo sentido, se a Companhia não tomar iniciativas bem estruturadas e integradas ao planejamento de longo prazo para fomentar a diversidade, equidade e inclusão, tanto no seu quadro de funcionários quanto na composição dos órgãos estatutários e da liderança, poderá sofrer questionamentos acerca da ausência de metas claras e ações efetivas nesse âmbito.

Caso a Companhia não seja capaz de garantir o cumprimento das obrigações relativas ao respeito dos direitos humanos do seus stakeholders, conforme aplicável, poderá incorrer em custos adicionais, bem como em contingências significativas referentes a questões sociais e danos reputacionais.

O não atendimento às expectativas dos principais públicos de relacionamento da Companhia em relação a assuntos de ordem ambiental, social e de governança corporativa pode prejudicar a reputação da Companhia, elevar seus custos, reduzir suas receitas ou expor a Companhia a riscos adicionais.

Há um foco crescente em assuntos ASG por parte dos clientes, investidores e outros públicos de relacionamento, à medida que o interesse público e pressões legislativas referente às práticas ASG das Companhias continuam a crescer. O crescente foco dos investidores e ativismo relacionado a questões ASG e assuntos similares podem prejudicar o acesso a capital, uma vez que os investidores podem decidir realocar capital ou deixar de investir como resultado de sua avaliação das práticas ASG de determinada Companhia. Além disso, a Companhia estipulou metas voltadas a temas ASG, através da sua Agenda ASG 2030, que se não alcançadas, poderão impactar adversamente sua reputação e, consequentemente, seus resultados operacionais.

Alguns investidores institucionais utilizam os serviços de consultorias que fornecem recomendações de voto em assembleia, diretrizes sobre votação por procurador e análises de atributos ASG. Se a Companhia não alinhar as propostas de sua Assembleia Geral Ordinária com tais recomendações ou diretrizes, alguns acionistas podem votar contra essas propostas, o que pode afetá-la negativamente. As Companhias que não se adaptarem ou atenderem às expectativas ou padrões dos investidores, consumidores ou outros públicos de relacionamento, que mudam constantemente, ou que não estiverem respondendo de forma adequada à crescente preocupação com questões ASG, independentemente de haver exigência legal para tal, poderão ter sua reputação prejudicada e seus negócios, condição financeira e/ou cotação de seus valores mobiliários poderão ser prejudicados de maneira significativa.

Se as práticas e políticas ASG da Companhia não atenderem às expectativas, normas e estruturas em constante evolução, sua reputação, condição financeira e retenção de colaboradores poderão ser prejudicados.

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 nativos, 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, cavernas, 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.

4.1 Descrição dos fatores de risco

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 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.

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.

4.1 Descrição dos fatores de risco

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.

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.

I. 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 182/2024), o qual poderá trazer novas obrigações e regras a diversos setores, tais como o setor de energia. A materialização dos riscos de transição pode impactar negativamente os resultados da Companhia.

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$ 8 milhões até R$ 1,2 bilhões, dentre usinas hidrelétricas, solares, eólicas e linhas de transmissão, contemplando cenários de inundação, vendaval, escassez hídrica e incêndios florestais, considerando nos cálculos danos a infraestrutura, equipamentos e ativos da Companhia. Para essa análise foram considerados ativos de referência, de acordo com a sua relevância em termos de capacidade instalada do portfólio da EBE. Os ativos considerados foram: Conjunto Fotovoltaico Paracatu, Conjunto Eólico Campo Largo, Usina Hidrelétrica Itá, e Sistema de Transmissão Novo Estado, totalizando 4 ativos da Companhia.

Ainda, a Companhia se comprometeu com metas climáticas e, caso não atinja as metas estabelecidas por quaisquer motivos, é possível que sofra danos reputacionais, bem como eventuais questionamentos por partes interessadas.

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 das alíquotas e ajustes na base de cálculo dos tributos, que, por vezes, podem ou não ser temporários e/ou relacionados a propósitos governamentais específicos. Além disso, são frequentes as mudanças de interpretação das normas existentes aplicadas pelos tribunais brasileiros. Algumas dessas mudanças podem resultar em incremento da carga tributária da Companhia afetando adversamente a lucratividade e os preços dos produtos.

Além do risco inerente de alteração da legislação vigente, encontram-se em curso diferentes projetos de lei em discussão no Congresso Nacional e no Senado Federal que procuram regulamentar a reforma tributária sobre o consumo (operações diversas de compra e venda), aprovada por meio da Emenda Constitucional nº 132, em 21 de dezembro de 2023, regulamentada, principalmente, pelos Projetos de Lei nº 68/2024 (aprovado em 30 de dezembro de 2024, se transformando na Lei Complementar nº 214/2025 e nº 108/2024, o qual aguarda aprovação pelo Senado Federal.

Esta reforma prevê a extinção de quatro tributos: PIS, COFINS, ICMS (estadual) e ISS (municipal). Esses tributos serão substituídos por três novos tributos: 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 (que não se aplica as operações com energia elétrica), também de competência federal. Veja-se que no atual estágio os referidos projetos de lei ainda podem ser sensivelmente alterados, de modo que não há meios de mensurar com exatidão os impactos na Companhia. Algumas dessas medidas podem aumentar as obrigações fiscais totais da Companhia, o que, por sua vez, pode afetar adversamente seus resultados.

Em dezembro de 2023, foi promulgada a Emenda Constitucional n.º 132, de 20 de dezembro de 2023, que trouxe alterações significativas no sistema de tributação de bens e serviços, com a extinção de diversos tributos – IPI, PIS, COFINS, ICMS, ISS, para a criação do Imposto sobre Bens e Serviços (IBS), da Contribuição sobre Bens e Serviços (CBS) e do Imposto Seletivo (IS). Tais alterações foram em parte disciplinadas pela Lei Complementar nº 214, de 16 de janeiro de 2025. A reforma tributária poderá afetar diretamente ou indiretamente os negócios e resultados da Companhia. No entanto, a total e precisa mensuração e avaliação dos impactos concretos da reforma tributária sobre as operações, negócios e resultados da Companhia depende da superveniência da edição de outros instrumentos normativos de âmbito nacional, estadual e municipal (tais como leis, decretos, portarias, notas técnicas etc.) e produzirá efeitos de forma gradual a partir de 2026, sendo plenamente aplicada, com substituição integral dos atuais tributos indiretos, em 2033.

4.1 Descrição dos fatores de risco

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.

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.

4.1 Descrição dos fatores de risco

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 5,45%, 3,18% e 6,54% em 2022, 2023 e 2024, respectivamente, de acordo com o Índice Geral de Preços – Mercado (IGP-M), e 5,78%, 4,62% e 4,83% em 2022, 2023 e 2024, 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.

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*."

4.1 Descrição dos fatores de risco

Riscos Emergentes

Danos à biodiversidade.

Risco relacionado aos danos potenciais à biodiversidade decorrentes do uso do solo ou à disrupção da continuidade ecológica. Novos projetos, bem como a operação atual de ativos da Companhia podem estar sujeitos a aumento de custos, imposição de multas ou até mesmo a perda de licença de operação ou inviabilização de projetos por estarem em desacordo com a regulação atual ou futura em relação à biodiversidade, ou não mais atender as expectativas dos diversos stakeholders em relação ao tema.

Novas tecnologias disruptivas nos setores de energia e gás.

Risco relacionado ao surgimento de novas tecnologias disruptivas nos setores de energia e gás, as quais, por estarem alinhadas com a transição energética para o setor de gás e por buscarem responder à dependência de fatores naturais no setor de energia (hidrologia, regime de ventos, insolação etc.), ainda não são plenamente conhecidas.

A adoção dessas novas tecnologias disruptivas pode levar à obsolescência dos ativos da Companhia e resultar em mudanças regulatórias no setor, implicando em aumento de custos ou mesmo tornando a operação da Companhia inviável.

Instabilidades geopolíticas.

Risco relacionado a tensões geopolíticas que têm se agravado ao redor do mundo, o que inclui disputas comerciais, tecnológicas, de soberania nacional e, em determinadas regiões, se materializam em conflitos armados. Organizações internacionais como a ONU (Organização das Nações Unidas), OTAN (Organização do Tratado do Atlântico Norte) e a OMC (Organização Mundial do Comércio) desempenham papéis cruciais na tentativa de mediar tais conflitos e promover estabilidade global. No entanto, a eficácia dessas organizações pode ser limitada devido as complexidades políticas e econômicas envolvidas.

Eventuais retrocessos nas cadeias comerciais globais (também chamada de desglobalização), podem gerar aumento do protecionismo, que refletirá em aumentos de custos em cadeia. Num grau mais elevado de tensão geopolítica (conflito armado, por exemplo), as cadeias de determinados insumos podem ser temporariamente ou permanentemente interrompidas. Outro impacto advindo é um certo nível de paralisia decisória e de investimentos, diante das indefinições e incertezas, em especial investimentos com longo prazo de maturação.

4.2 Indicação dos 5 (cinco) principais fatores de risco

- 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 está sujeita a uma abrangente legislação e regulamentação impostas pelo governo federal e pela Aneel e MME, 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 mudanças climáticas representam um risco significativo para as atividades da Companhia, tanto em termos de riscos físicos, quanto de transição.
- 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 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

A Companhia possui Política de Investimentos e Derivativos, aprovada em reunião do Conselho de Administração realizada em 4 de junho de 2024, que define critérios para a aplicação de recursos financeiros disponíveis no mercado financeiro e limites para a utilização de derivativos.

Em 31 de março de 2025, a Companhia estava exposta aos seguintes riscos de mercado:

(a) Riscos relacionados às dívidas e concessões com taxas de juros e/ índices flutuantes;

(b) Riscos relacionados aos passivos denominados em moeda estrangeira; e/ou

(c) Riscos relacionados aos preços de energia nas operações de *trading*.

a. Risco relacionado às dívidas e concessões com taxa de juros e índices flutuantes

Esse risco está relacionado com a possibilidade de a Companhia vir a sofrer perdas por conta de flutuação de taxas de juros e de índices financeiros aplicados aos seus passivos, resultando em efeitos em suas despesas financeiras. A Companhia e suas controladas estão expostas à taxa de juros e a índices flutuantes relacionados às variações da TJLP, taxa DI, IGP-M e IPCA.

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, com base nas premissas disponíveis no mercado:

			Sensibilidade[1]		
Risco de variação dos índices	Variação 12 meses 31.03.2025	Cenário provável 31.03.2026[2]	Provável[3]	∆+ 25% [3]	Administração[3]
IPCA	5,5%	5,2%	-0,3 p.p.	1,3 p.p.	-0,6 p.p.
IGP-M	8,6%	5,1%	-3,5 p.p.	1,3 p.p.	-0,5 p.p.

[1] Variações negativas significam um aumento/piora no índice.
[2] Fonte: Relatório Focus do Banco Central do Brasil.
[3] Variações sobre o cenário provável de 2026.

A sensibilidade provável foi calculada com base nas variações entre os índices dos últimos 12 meses, observados em 31 de março de 2025, e os previstos no cenário provável dos próximos 12 meses, a findar em 31 de março de 2026, 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 12 meses.

4.3 Descrição dos principais riscos de mercado

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[1]		
Risco de variação do resultado (Em R$ milhões)	Saldos em 31.03.2025	Provável[3]	Δ+ 25% [3]	Administração[3]
Risco de aumento (passivo)				
Empréstimos e financiamentos				
IPCA	12.033	36	(144)	68
Debêntures				
IPCA	6.093	16	(64)	30
Concessões a pagar (uso de bem público)				
IPCA	3.864	11	(47)	22
IGP-M	1.509	49	(18)	7
Risco de redução (ativo)				
Ativo financeiro de concessão				
IPCA	3.523	(11)	(73)	(32)

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 31 de março de 2025, a Companhia possuía 4,1% 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 21,9% da dívida.

Abaixo a Companhia apresenta uma análise de sensibilidade em 31 de março de 2025 sobre os empréstimos, financiamentos, ações preferenciais resgatáveis e debêntures expostos a flutuações das taxas de juros, com base em premissas disponíveis no mercado:

			Sensibilidade[1]		
Risco de variação dos índices	Variação 12 meses 31.03.2025	Cenário provável 31.03.2026[2]	Provável[3]	Δ+ 25% [3]	Administração[3]
TJLP	8,0%	8,7%	0,7 p.p.	2,2 p.p.	-0,3 p.p.
CDI	14,2%	12,4%	-1,8 p.p.	3,1 p.p.	0,1 p.p.

[1] Variações negativas significam um aumento/piora no índice.
[2] Fonte: Relatório Focus do Banco Central do Brasil.
[3] Variações sobre o cenário provável de 31.03.2026.

4.3 Descrição dos principais riscos de mercado

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 estas:

		Sensibilidade[1]		
Risco de variação do resultado (Em R$ milhões)	Saldos em 31.03.2025	Provável[3]	Δ+ 25% [3]	Administração[3]
Risco de aumento (passivo)				
Empréstimos e financiamentos				
CDI e com *swap* para CDI	827	10	(20)	(1)
TJLP	975	(5)	(15)	2
Debêntures				
CDI e com *swap* para CDI	5.912	103	32	(6)
Ações preferenciais resgatáveis				
CDI	504	8	(15)	(0)

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 31 de março de 2025, a Companhia possuía 3,6% da dívida consolidada indexada em dólar norte-americano o que representa R$ 827 milhões, todas as dívidas indexadas em dólar norte-americano têm *swap* contratado substituindo a indexação dos fluxos para CDI.

c. Risco relacionado ao preço de energia nas operações de *trading*

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 31 de março de 2025, o valor total referente às transações de *trading* em aberto da Companhia (circulante e não circulante) era de R$ 4,9 milhões (ativo) e R$ 0,3 milhões (ativo), representando um valor líquido de R$ 5,2 milhões.

No processo de tomada de decisão relacionada às atividades de *trading*, a Administração da Companhia utiliza análises de sensibilidade considerando percentis da volatilidade 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	
(Em R$ milhões)	31.03.2025	Cenário P25	Cenário P75
Instrumentos financeiros derivativos - trading	5	5	5

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, motivo pelo qual não foi apresentada análise de sensibilidade.

4.4 Processos não sigilosos relevantes

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. Os passivos contingentes significativos avaliados como de risco possível e remoto não são provisionados. A política para provisionamento adotada pela Administração da Companhia é suportada pelo julgamento e pela experiência da Administração, juntamente com seus assessores jurídicos, considerando as jurisprudências, as decisões em instâncias iniciais e superiores, o histórico de eventuais acordos e decisões, bem como outros aspectos aplicáveis, sendo constituídas provisões para processos avaliados por seus consultores jurídicos como processos com chance de perda provável. As avaliações de risco e os valores estimados podem divergir dos que vierem a ser incorridos pela Companhia.

Para fins deste item 4.4, a Companhia considerou como processos judiciais e/ou administrativos individualmente relevantes: (i) processos com valores individuais substanciais iguais ou superiores a 2,5% da média do lucro líquido ajustado da Companhia nos últimos três anos; e/ou **(ii)** processos que individualmente possam vir a impactar negativamente os negócios, operações e/ou imagem da Companhia ("Processos Relevantes").

Na data deste Formulário de Referência, a Companhia e suas controladas eram parte nos seguintes Processos Relevantes, segregados conforme sua natureza:

Tributários

	Ação Anulatória nº 5044443-27.2023.4.04.7200 **Execução Fiscal n. 5001627-93.2024.4.04.7200.**
(a) Juízo	Justiça Federal - 4ª Vara Fiscal de SC
(b) Instância	Primeira.
(c) Data de instauração	19.12.2023
(d) Partes no processo	Receita Federal do Brasil (RFB), Florianópolis (SC). ENGIE Brasil Energia S.A.
(e) Valores, bens ou direitos envolvidos	R$ 818.812.764,64 (valor atualizado em 31.03.2025)
(f) Principais fatos	Em 14.12.2018 a Companhia, após um longo processo de fiscalização, tomou ciência de um Auto de Infração - AI sobre contribuições do PIS e COFINS, no período de 01/2014 a 12/2016. O entendimento do fisco é que os valores repassados pela Eletrobrás para a aquisição do carvão mineral e demais combustíveis para operação da UTE Jorge Lacerda são um subsídio do Governo Federal e, portanto, deveriam ser base de cálculo das referidas contribuições. A Companhia, por meio dos seus assessores externos, se defendeu na esfera administrativa, alegando 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.

4.4 Processos não sigilosos relevantes

Ação Anulatória nº 5044443-27.2023.4.04.7200 Execução Fiscal n. 5001627-93.2024.4.04.7200.	
	Apesar dos argumentos trazidos pela Companhia, depois de um longo processo administrativo, o Auto de Infração prevaleceu. Porém, no entendimento da Companhia, os procedimentos adotados estão de acordo com a norma contábil e a legislação fiscal, e, sendo assim, em 19.12.2023, uma Ação Anulatória foi ajuizada pela Companhia, buscando anular o débito fiscal. A União Federal apresentou Contestação. Em paralelo, a União também ajuizou uma execução fiscal (Execução Fiscal n. 5001627-93.2024.4.04.7200) em relação ao débito. A Companhia apresentou manifestação nessa Execução informando que os créditos tributários que deram origem à Execução Fiscal já estão sendo discutidos judicialmente e foram garantidos de forma antecipada por Seguro Garantia nos autos da Ação Anulatória nº 5044443-27.2023.4.04.7200. Ao longo da tramitação do processo, nos autos da Ação Anulatória foi proferida sentença desfavorável contra a qual foi interposto recurso de apelação. Esse recurso aguarda julgamento no TRF4. Em paralelo, nos autos da execução fiscal a garantia oferecida (seguro garantia) foi aceita, sendo suspensa a sua tramitação até decisão final nos autos da Ação Anulatória.
(g) Resumo das decisões de mérito proferidas	Houve a prolação de sentença de primeira instância desfavorável entendo que os reembolsos efetuados pela CDE são tributados pelo PIS/COFINS. Em face da sentença, foi interposto recurso de apelação, o qual aguarda julgamento.
(h) Estágio do processo	2ª Instância da Ação Anulatória e Execução Fiscal
(i) Chance de perda	Possível.
(j) Motivo pelo qual o processo é considerado relevante	Levando em consideração os valores envolvidos a partir da autuação, bem como a possibilidade de desdobramento do caso que poderá se replicar nos anos subsequentes, e pelo fato de tal discussão impactar diretamente a estrutura da operação, 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$ 806 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$ 229 milhões se referem ao principal; R$ 172 milhões à multa; R$ 281 milhões aos juros; e R$ 136 milhões referentes aos encargos legais.

4.4 Processos não sigilosos relevantes

Processo Administrativo Fiscal: 10340.720482/2023-15	
(a) Juízo	Conselho Administrativo de Recursos Fiscais (CARF)
(b) Instância	Segunda.
(c) Data de instauração	02.06.2023
(d) Partes no processo	Receita Federal do Brasil (RFB), Florianópolis (SC). ENGIE Brasil Energia S.A.
(e) Valores, bens ou direitos envolvidos	R$ 291.850.433,75 (valor atualizado em 31.03.2025)
(f) Principais fatos	A DIAMANTE foi autuada, ainda em 2023, através da lavratura de novo Auto de Infração - AI, cobrando IRPJ/CSLL, apurados sob a sistemática do lucro presumido, do ano de 2018, em razão de reembolso de carvão pela CDE. Foi protocolada impugnação que teve julgamento desfavorável a companhia. Em 16.02.2024 foi interposto Recurso Voluntário. Tal recurso teve decisão favorável do Conselho de Administração de Recursos Fiscais (CARF) em novembro de 2024. A Receita Federal interpôs Embargos de Declaração para a Câmara Administrativa Superior. Muito embora a autuada seja a empresa DIAMANTE, no período em discussão ela ainda se encontrava sob a responsabilidade da ENGIE.
(g) Resumo das decisões de mérito proferidas	Tivemos decisão desfavorável na Impugnação junto a Delegacia de Recursos Fiscais (Receita Federal), contra a qual foi interposto Recurso Voluntário. Esse recurso foi julgado em novembro de 2024 sendo proferido acórdão favorável no Recurso Voluntário apresentado ao Conselho Administrativo de Recursos Fiscais. Aguardamos a intimação da decisão bem como eventual interposição de recurso pela PGFN.
(h) Estágio do processo	2ª Instância Administrativa (CARF)
(i) Chance de perda	Possível.
(j) Motivo pelo qual o processo é considerado relevante	Levando em consideração os valores envolvidos a partir da autuação, bem como a possibilidade de desdobramento do caso que poderá se replicar nos anos subsequentes, e pelo fato de tal discussão impactar diretamente a estrutura da operação, 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$ 285 milhões e seu ativo será reduzido no mesmo valor, quando do seu desembolso e o insucesso deste processo pode influenciar as decisões dos demais processos de CDE que a companhia possui. 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$ 122 milhões se referem ao principal; R$ 91 milhões à multa e R$ 79 milhões aos juros.

4.4 Processos não sigilosos relevantes

Processo Administrativo Fiscal: 10340.720480/2023-26	
(a) Juízo	Conselho Administrativo de Recursos Fiscais (CARF)
(b) Instância	Segunda.
(c) Data de instauração	02.06.2023
(d) Partes no processo	Receita Federal do Brasil (RFB), Florianópolis (SC). ENGIE Brasil Energia S.A.
(e) Valores, bens ou direitos envolvidos	R$ 325.010.677,75 (valor atualizado em 31.03.2025)
(f) Principais fatos	No ano de 2023, a DIAMANTE foi cientificada da lavratura de novo Auto de Infração - AI referente às contribuições do PIS e COFINS, dos anos de 2019 e 2020, cobrando tais tributos em razão de reembolso de carvão pela CDE. Foi protocolada impugnação que teve julgamento contrário a companhia em 26.03.2024. Em razão da decisão, foi interposto Recurso Voluntário que em novembro de 2024 foi julgado improcedente pelo Conselho de Administração de Recursos Fiscais (CARF). Diante disso, a companhia interpôs Embargos de Declaração para a Câmara Administrativa Superior. Da mesma forma que os demais, embora a autuada seja a empresa DIAMANTE, no período em discussão ela ainda se encontrava sob a responsabilidade da ENGIE.
(g) Resumo das decisões de mérito proferidas	Tivemos decisão desfavorável na Impugnação junto a Delegacia de Recursos Fiscais (Receita Federal), contra a qual interpusemos Recurso Voluntário. Em julgamento ocorrido em novembro de 2024 foi proferido acórdão desfavorável. Em face do acórdão, opusemos Embargos de Declaração, dos quais aguardamos o processamento.
(h) Estágio do processo	2ª Instância Administrativa (CARF)
(i) Chance de perda	Possível.
(j) Motivo pelo qual o processo é considerado relevante	Levando em consideração os valores envolvidos a partir da autuação, bem como a possibilidade de desdobramento do caso que poderá se replicar nos anos subsequentes, e pelo fato de tal discussão impactar diretamente a estrutura da operação, 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$ 317 milhões e seu ativo será reduzido no mesmo valor, quando do seu desembolso e o insucesso deste processo pode influenciar as decisões dos demais processos de CDE que a companhia possui. 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$ 139 milhões se referem ao principal; R$ 104 milhões à multa e R$ 82 milhões aos juros.

4.4 Processos não sigilosos relevantes

Processo Administrativo Fiscal: 10340.720115/2023-11	
(a) Juízo	Conselho Administrativo de Recursos Fiscais (CARF)
(b) Instância	Segunda.
(c) Data de instauração	15.02.2023
(d) Partes no processo	Receita Federal do Brasil (RFB), Florianópolis (SC). ENGIE Brasil Energia S.A.
(e) Valores, bens ou direitos envolvidos	R$ 73.700.700,53 (valor atualizado em 31.03.2025)
(f) Principais fatos	No início de 2023, a ENGIE foi autuada da lavratura de novo Auto de Infração – AI, referente às contribuições do PIS e COFINS sobre reembolso de carvão pela CDE, dessa vez referente ao período de fevereiro a agosto de 2018, sendo protocolada Impugnação. Em 05.04.2024 a ENGIE tomou ciência do Acórdão que julgou o caso desfavoravelmente. A Companhia interpôs Recurso Voluntário, o qual teve decisão favorável do Conselho de Administração de Recursos Fiscais (CARF) em novembro de 2024. A Receita Federal interpôs recurso especial para a Câmara Administrativa Superior, e a Companhia aguarda intimação para apresentar contrarrazões.
(g) Resumo das decisões de mérito proferidas	Tivemos decisão desfavorável na Impugnação junto a Delegacia de Recursos Fiscais (Receita Federal), contra a qual interpusemos Recurso Voluntário. Em julgamento ocorrido em novembro de 2024 foi proferido acórdão favorável. A Companhia aguarda a intimação para apresentar contrarrazões ao recurso interposto pela PGFN.
(h) Estágio do processo	2ª Instância Administrativa (CARF)
(i) Chance de perda	Possível.
(j) Motivo pelo qual o processo é considerado relevante	Mesmo que o valor envolvido esteja abaixo do que a Companhia considera como substancial, a possibilidade de desdobramento do caso poderá se replicar nos anos subsequentes, e influenciar decisões de outros processos com a mesma matéria, além do fato de tal discussão impactar diretamente a estrutura da operação. Desta forma, 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 72 milhões e seu ativo será reduzido no mesmo valor, quando do seu desembolso e o insucesso deste processo pode influenciar as decisões dos demais processos de CDE que a companhia possui. 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$ 30 milhões se referem ao principal; R$ 22 milhões à multa e R$ 21 milhões aos juros.

4.4 Processos não sigilosos relevantes

Processo Administrativo Fiscal: 10340.720654/2023-51	
(a) Juízo	Conselho Administrativo de Recursos Fiscais (CARF)
(b) Instância	Segunda
(c) Data de instauração	23.06.2023
(d) Partes no processo	Receita Federal do Brasil (RFB), Florianópolis (SC). ENGIE Brasil Energia S.A.
(e) Valores, bens ou direitos envolvidos	R$ 93.215.952,94 (valor atualizado em 31.03.2025)
(f) Principais fatos	Em julho de 2023, a ENGIE foi cientificada da lavratura do Auto de Infração – AI, referente glosa integral dos créditos de PIS e COFINS em razão de uma suposta obrigatoriedade de que a ENGIE retificasse suas obrigações acessórias para o aproveitamento extemporâneo, sendo protocolada Impugnação. Em 14.08.2024 foi proferido Acórdão que julgou a impugnação improcedente. A Companhia interpôs Recurso Voluntário, o qual foi julgado pelo CARF no dia 11.02.2025, determinando-se o retorno do processo à fiscalização, para verificar o não aproveitamento em duplicidade dos créditos pleiteados.
(g) Resumo das decisões de mérito proferidas	Tivemos decisão desfavorável na Impugnação junto a Delegacia de Recursos Fiscais (Receita Federal), contra a qual interpusemos Recurso Voluntário, que determinou baixa do processo para diligência.
(h) Estágio do processo	2ª Instância Administrativa (CARF), baixado para diligência.
(i) Chance de perda	Possível.
(j) Motivo pelo qual o processo é considerado relevante	Levando em consideração os valores envolvidos a partir da autuação, bem como a possibilidade de desdobramento do caso que poderá se replicar nos anos subsequentes, e pelo fato de tal discussão impactar diretamente a estrutura da operação, 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 91 milhões e seu ativo será reduzido no mesmo valor, quando do seu desembolso. Além de desencadear mudanças nas diretrizes da companhia em relação aos seus dividendos. Desse montante, R$ 39 milhões se referem ao principal; R$ 29 milhões à multa e R$ 25 milhões aos juros.

4.4 Processos não sigilosos relevantes

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 nº 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$ 21.768.937,23 (valor atualizado em 31.03.2025).
(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 (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 nº 2004.35.00.004291-3 e nº 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

4.4 Processos não sigilosos relevantes

Processo nº 0007442-81.2007.4.01.3500 – Ação Civil Pública

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 dias, a pedido do Ministério Público Federal.

4.4 Processos não sigilosos relevantes

Processo nº 0007442-81.2007.4.01.3500 – Ação Civil Pública	
	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 2023 e 2024, a FUNAI e a Companhia continuaram as 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.
(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. Possível em relação aos demais pedidos.
(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$ 21,8 milhões (valor atualizado em 31.03.2025) 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 nº 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., União Federal, Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis (IBAMA), FUNAI e Estado de Goiás.

4.4 Processos não sigilosos relevantes

Processo nº 1000157-19.2018.4.01.3505 – Ação Civil Pública	
(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 nº 212/2005, emitida pela SECIMA/GO (anteriormente AGMA), cuja validade expirou em 09 de janeiro de 2008, com consequente suspensão das atividades da UHE Cana Brava (artigo 14, inciso IV, da Lei nº 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; e 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 nº 212/2005, bem como a proibição da concessão de nova Licença de Operação, até que sejam integralmente solucionados os 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;

4.4 Processos não sigilosos relevantes

Processo nº 1000157-19.2018.4.01.3505 – Ação Civil Pública

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 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; e

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.

4.4 Processos não sigilosos relevantes

Processo nº 1000157-19.2018.4.01.3505 – Ação Civil Pública	
	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.
(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, possui valor ainda sem estimativa, 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.

Processo nº 0006125-63.2012.4.01.3600 (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., 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.

4.4 Processos não sigilosos relevantes

Processo nº 0006125-63.2012.4.01.3600 (9809-37.2014.811.0003) – Ação Civil Pública	
	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, dependerá de 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.; 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$ 2.448.637,90 (valor atualizado em 31.03.2025).
(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 da 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; e 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:

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) 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 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 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, decisão que pende de intimação pessoal. A ENGIE, com o apoio de suas assessorias legais, vem apresentando 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).

4.4 Processos não sigilosos relevantes

Processo nº 5001646-68.2016.4.04.7204 – Ação Civil Pública com Pedido de Liminar de Tutela Inibitória	
	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 apresentados e pendentes de julgamento.
(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, dependerá de 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.

4.4 Processos não sigilosos relevantes

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 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

4.4 Processos não sigilosos relevantes

Processos nº 5042816-11.2020.404.7000 e 5050258-28.2020.4.04.7000 – Ações Civis Públicas	
	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 teve início em primeira instância com a fase de instrução
(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, dependerá ainda da 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

Dos processos listados no item 4.4 o montante de R$ 21.768.937,23 foi reconhecido como risco provável e provisionado.

4.6 Processos sigilosos relevantes

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$ 130.000.000,00 (valor atualizado em 31.03.2025).

4.7 Outras contingências relevantes

Em 31 de março de 2025, não haviam outras contingências relevantes não abrangidas pelos itens anteriores.

5.1 Descrição do gerenciamento de riscos e riscos de mercado

a. Se o emissor possui uma política formalizada de gerenciamento de riscos, destacando, em caso afirmativo, o órgão que a aprovou e a data de sua aprovação, e, em caso negativo, as razões pelas quais o emissor não adotou uma política.

A Política de Gestão de Riscos e Oportunidades Empresariais ("Política de Gerenciamento de Riscos") da Companhia 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. A atual Política foi 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:

- assegurar a aplicação dos valores da ENGIE nos procedimentos de gestão dos riscos empresariais, assim como os princípios de governança relacionados;
- definir os papéis e responsabilidades da linha funcional de gestão de Riscos Empresariais (ERM – *Enterprise Risks Management*);
- definir o processo de gestão de riscos empresariais;
- definir a divisão em políticas específicas de gestão de risco; e
- definir a contribuição da gestão de riscos empresariais para a governança da Companhia.

(i) Riscos para os quais se busca proteção

Por meio da Política de Gerenciamento de Riscos, a Companhia visa identificar e mitigar os riscos que podem impactá-la adversamente, o que inclui, mas não se limita, as seguintes categorias de riscos:

(a) Estratégicos;

(b) Financeiros; e

(c) Operacionais.

(ii) Instrumentos utilizados para proteção

Entre os planos de mitigação de riscos em curso na Companhia há também a contratação de seguros, instrumentos financeiros derivativos (*hedge)*, garantias contratuais, treinamento do corpo funcional, certificações ISO 9.001, 14.001, entre outros.

Os planos de mitigação de riscos empresariais podem ter caráter permanente ou temporário e objetivam a redução do risco em níveis aceitáveis pela Companhia.

(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).

5.1 Descrição do gerenciamento de riscos e riscos de mercado

A organização da gestão de risco está baseada nos vários participantes em cada nível da Companhia:

Conselho de Administração e Comitê de Auditoria Estatutário

A função do Conselho de Administração e do Comitê de Auditoria Estatutário, no contexto de gestão de riscos, é monitorar a eficácia do sistema de gestão de risco.

Diretoria Executiva

A Diretoria Executiva tem papel de supervisor e de tomador de decisões no contexto de gestão de riscos. Nesse sentido, pelo menos uma vez por ano, examina e aprova a revisão dos riscos empresariais.

Risk Officer

O *Risk Officer* da Companhia contribui para a melhora do conhecimento dos riscos estratégicos, aumentando, assim, sua credibilidade, melhorando a avaliação da tomada de risco, mantendo e criando valor. Seu papel consiste em:

- ajudar a Diretoria Executiva em gerenciar o risco;
- certificar que a Política de Gerenciamento de Riscos está sendo implementada; 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.

Área de Governança, Riscos e Controles ("GRC")

Na ENGIE, a consolidação e gestão dos riscos e oportunidades empresariais é realizada pela área de Governança, Riscos e Controles – GRC.

Fórum de Gerenciamento de Riscos

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 diversas áreas da Companhia, sendo que 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.

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.

5.1 Descrição do gerenciamento de riscos e riscos de mercado

c. Adequação da estrutura operacional e de controles internos para verificação da efetividade da política adequada

A Companhia entende que a sua estrutura de gestão de riscos estratégicos é adequada para garantir a efetividade da política adotada. Os gestores são responsáveis pela identificação, elaboração e acompanhamento contínuo dos riscos associados às suas áreas ou processos de negócios.

No âmbito do *Enterprise Risk Manager* ("ERM") o GRC atua como 2ª Linha, oferecendo suporte aos gestores, que inclui o desenvolvimento e a implantação das políticas, metodologias, processos, além da estrutura de comunicação dos riscos estratégicos. Essas iniciativas são realizadas de maneira integrada e padronizada, garantindo uma gestão de riscos coesa em toda a organização. O ERM é submetido à aprovação da Diretoria Executiva, analisado pelo Comitê de Auditoria Estatutário e apresentado ao Conselho de Administração, em base anual.

Além disso, o sistema de gestão de riscos estratégicos é avaliado durante a análise do ambiente geral de controles no nível da entidade.

Adicionalmente, a Companhia dispõe de uma área de Auditoria Interna, que reporta diretamente ao Conselho de Administração. Essa área tem por finalidade avaliar, de forma independente, a eficácia dos processos de gestão de riscos, controle interno e governança corporativa. Por meio de análises, recomendações e informações, a Auditoria Interna contribui significativamente para a administração da Companhia, focando nos riscos de negócio e promovendo a melhoria contínua dos processos internos.

5.2 Descrição dos controles internos

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 sistema de controles internos adequado aos seus ambientes operacionais e corporativo. Este sistema contribui para a redução de riscos a níveis aceitáveis e no apoio à Administração nas decisões estratégicas e de governança.

O Programa de Controles Internos da Companhia, denominado Programa INCOME, foi desenvolvido pelo Departamento de Controles Internos do Grupo ENGIE e é implementado em todas as suas entidades. O Programa adota uma metodologia de autoavaliação dos controles internos (*control self-assessment*), na qual profissionais qualificados, denominados BPOs (*Business Process Owners*), avaliam, periodicamente, os controles pertinentes sob sua responsabilidade.

A execução dos controles internos e da autoavaliação compete às áreas de negócios (1ª linha), observando as diretrizes da Companhia e o modelo de controles definido pelo Grupo ENGIE. Para assegurar a confiabilidade da autoavaliação, uma amostra dos controles é testada por auditores independentes distintos dos responsáveis pela auditoria das demonstrações financeiras da Companhia. Qualquer desvio identificado na eficiência ou eficácia dos controles internos é abordado em planos de ação, elaborados pelas áreas responsáveis e monitorados regularmente. Os resultados, tanto da autoavaliação quanto dos testes de controle são reportados para a Administração, como parte do monitoramento do ambiente de controles internos da Companhia.

O sistema de controles internos da Companhia fornece conforto razoável quanto à confiabilidade das demonstrações financeiras, 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"), os pronunciamentos emitidos pelo Comitê de Pronunciamentos Contábeis ("CPC"), e as diretrizes do Manual de Contabilidade do Setor Elétrico ("MCSE").

Devido às suas limitações inerentes, os controles internos relacionados às demonstrações financeiras podem não evitar ou detectar erros. Ademais, qualquer previsão sobre a eficácia futura dos controles internos está sujeita ao risco de que eles se tornem obsoletos devido a mudanças nas condições operacionais ou a uma redução no nível de aderência às práticas e procedimentos estabelecidos.

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 à Diretoria Executiva, 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 principais riscos identificados. 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 (GRC)	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 financeiras da Companhia. Responsáveis por testar os controles internos selecionados com o objetivo de corroborar a eficiência da autoavaliação 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, ao Conselho de Administração, ao 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 realizadas pelos BPOs. O ciclo de testes de controles do Programa INCOME está desenhado para que a totalidade dos controles internos da Companhia seja testada em, no máximo, 5 anos.

5.2 Descrição dos controles internos

A supervisão da eficácia dos mecanismos de controles internos e das respostas aos riscos identificados é exercida 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.

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, avaliaram os controles internos considerados relevantes para o processo de auditoria externa, com a finalidade de identificar e avaliar riscos de distorções relevantes nas demonstrações financeiras individuais e consolidadas da Companhia referente ao exercício de 2024.

Nos termos da Resolução CVM nº 23, de 25 de fevereiro de 2021, inciso II do artigo 25, os auditores devem emitir relatório circunstanciado apontando sua opinião para o que configura deficiências significativas de controles que tenham importância suficiente para merecer a atenção dos responsáveis pela governança.

No relatório circunstanciado emitido pelos auditores independentes, referente ao exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2024, não foram identificadas deficiências de controle que pudessem ser consideradas significativas e/ou com impactos relevantes nas demonstrações financeiras da Companhia referentes ao último exercício social. Adicionalmente, o relatório contém recomendações de melhorias em processos e controles específicos, que serão analisadas pelas áreas responsáveis a fim de otimizar a eficiência e fortalecer o ambiente de controles internos da Companhia.

e. Comentários dos diretores sobre as deficiências apontadas no relatório circunstanciado preparado pelo auditor independente e sobre as medidas corretivas adotadas

Não aplicável, considerando que o Relatório Circunstanciado elaborado pelos auditores independentes, referente ao exercício social de 2024 não apontou deficiências significativas nos controles internos da Companhia.

5.3 Programa de integridade

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 Conduta 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 Conduta Ética.

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.

A Companhia possui um Código de Conduta Ética, cuja última versão foi aprovada em reunião do Conselho de Administração da Companhia realizada em 4 de junho de 2024. O Código de Conduta Ética da Companhia pode ser encontrado na página de Relações com Investidores da Companhia (www.engie.com.br/investidores/ > Investidores > Estatuto Social, Códigos e Políticas), bem como nos sites da B3 (www.b3.com.br) e da CVM (sistemas.cvm.gov.br/).

(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

5.3 Programa de integridade

Visando garantir a aplicação do Código de Conduta 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: i) Diretora Jurídica e de Ética; ii) Diretora de Pessoas, Processos e Sustentabilidade; iii) Gerente de Gestão de Pessoas e Cultura; d) Gerente de Auditoria Interna; e e) pelo Gerente de Governança, Riscos e Controles, cabendo à Diretora Jurídica e de Ética 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.

(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 Conduta 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 Conduta Ética determina que deve ser conduzida uma averiguação para apurar os fatos. O procedimento de tratamento de alegações garante que os fatos sejam apurados de forma isenta, as responsabilidades identificadas e, sendo necessário, serão definidas 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 Conduta Ética 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 Conduta Ética da Companhia é o principal documento de referência do Programa de Ética e Conformidade. O Código de Conduta Ética está disponível na página de Relações com Investidores da Companhia (www.engie.com.br/investidores/ > Investidores > Estatuto Social, Códigos e Políticas).

A atual versão do Código de Conduta Ética foi aprovada em reunião do Conselho de Administração da Companhia realizada em 4 de junho de 2024.

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

A Companhia não verificou casos confirmados de fraudes, irregularidades e/ou ilícitos praticados contra a administração pública nos últimos três exercícios sociais.

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

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 31 de março de 2025 a Companhia acompanhava o desenrolar da guerra na Ucrânia e não apurou impactos decorrentes da guerra na Ucrânia em suas demonstrações financeiras 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

Não há outras informações que a Companhia julgue relevantes com relação a esta Seção do Formulário de Referência.

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		
112.594.523	9,857	0
Classe Ação	**Qtde. de ações Unidade**	**Ações %**
TOTAL	0	0.000
ENGIE Brasil Participações Ltda.		
01.370.013/0001-15	Brasil	Não
Não		
784.897.107	68,712	0
Classe Ação	**Qtde. de ações Unidade**	**Ações %**
TOTAL	0	0.000
AÇÕES EM TESOURARIA		
0	0,000	0
OUTROS		
244.807.206	21,431	0
TOTAL		

Sim	01/12/2025			
0,000	784.897.107	68,712		
Ações (%) da espécie	**Ações (%) do capital social**			

Não	01/12/2025			
0,000	112.594.523	9,857		
Ações (%) da espécie	**Ações (%) do capital social**			

0	0,000	0	0,000	0	0,000
244.807.206	21,431	0	0,000	244.807.206	21,431

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
1.142.298.836	100,000	0	0,000	1.142.298.836	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	01/12/2025
Quantidade acionistas pessoa física	250.373
Quantidade acionistas pessoa jurídica	7.329
Quantidade investidores institucionais	973

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

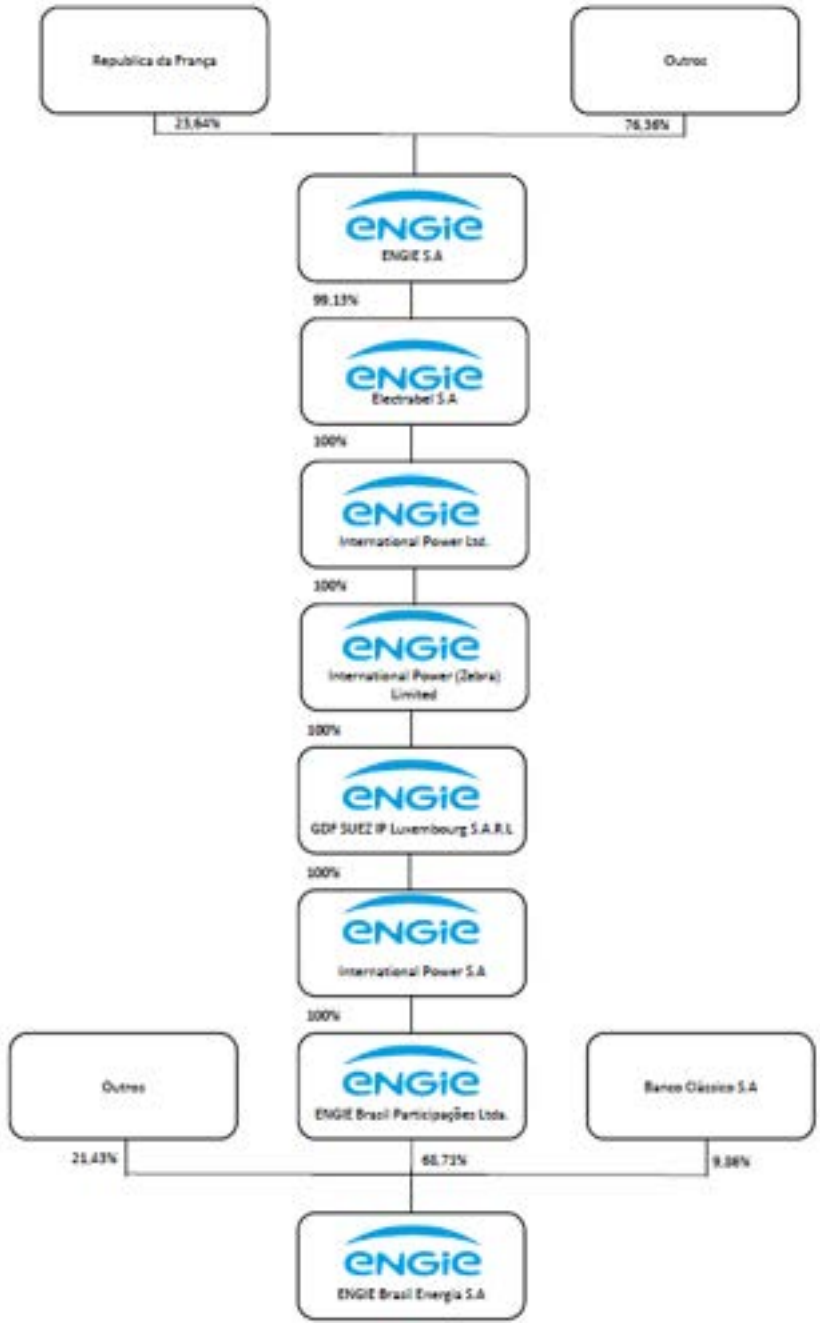
Quantidade ordinárias	357.310.487	31,280%
Quantidade preferenciais	0	0,000%
Total	357.310.487	31,280%

6.4 Participação em sociedades

Razão social	CNPJ	Participação do emisor (%)
Companhia Energética Estreito (CEE)	08.976.022/0001-01	99,99
Companhia Energética Jaguara (Jaguara)	28.925.264/0001-75	99,99
Companhia Energética Miranda (Miranda)	28.942.127/0001-49	99,99
ENGIE Brasil Energia Comercializadora Ltda. (EBC)	04.100.556/0001-00	99,99
ENGIE Brasil Energias Complementares Participações Ltda. (ECP)	09.212.990/0001-04	99,99
ENGIE COMERCIALIZADORA DE GÁS LTDA. (ECG)	35.920.675/0001-33	99,9
ENGIE COMERCIALIZADORA VAREJISTA DE ENERGIA LTDA. (ECV)	26.263.019/0001-14	99,99
ENGIE TRADING COMERCIALIZADORA DE ENERGIA LTDA. (ENGIE TRADING)	31.635.668/0001-39	99,99
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
Itá Energética S.A. (Itasa)	01.355.994/0001-21	48,75
TRANSPORTADORA ASSOCIADA DE GÁS S.A. (TAG)	06.248.349/0001-23	17,5

6.5 Organograma dos acionistas e do grupo econômico

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



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., conhecida como *Golden Share* (Ação de Ouro) 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 no país.

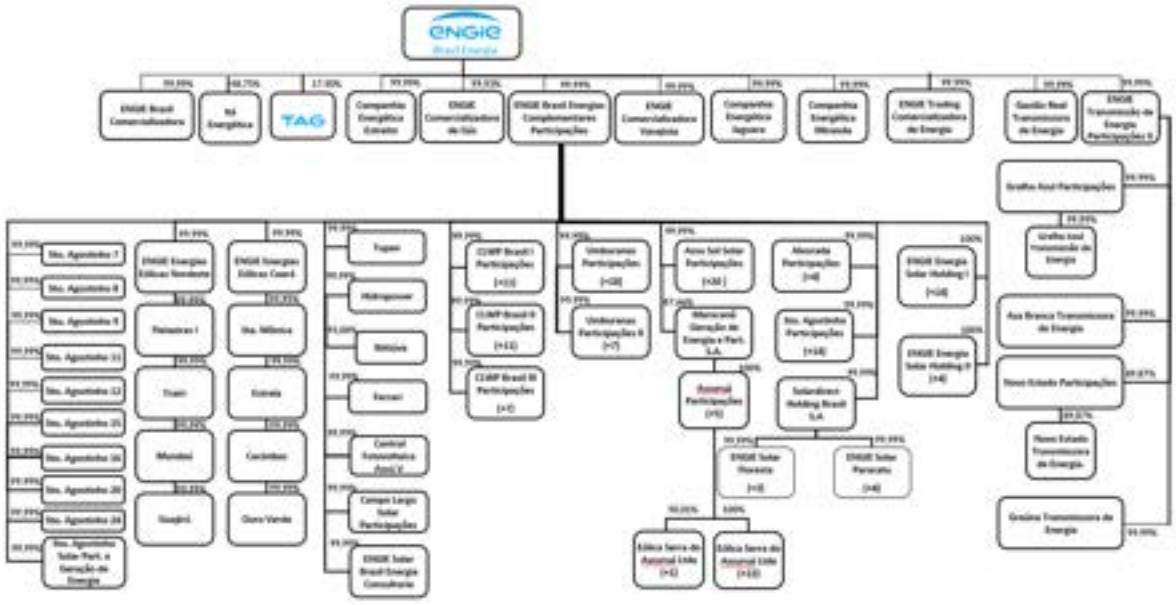
A *Golden Share* foi concedida à República da França por prazo indeterminado e lhe confere o direito de veto sobre decisões tomadas pela ENGIE S.A., ou suas subsidiárias francesas, que, direta ou indiretamente, pretendam vender, transferir operações, afiançar, dar em garantia ou mudar a utilização prevista 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.

6.5 Organograma dos acionistas e do grupo econômico

b. Principais controladas e coligadas da Companhia

Controladas

Organograma (data base: 31 de março de 2025).



Coligadas

A Companhia não possui empresas coligadas em 31 de março de 2025.

c. Participações da Companhia em sociedades do grupo

A Companhia não possui participações em sociedades do Grupo ENGIE além das mencionadas no item "b" acima.

d. Participações de sociedades do grupo na Companhia

Não há participação de sociedades do Grupo ENGIE na Companhia, além de seu acionista controlador direto, a ENGIE Brasil Participações Ltda.

e. Principais sociedades sob controle comum

As principais sociedades sob controle comum da Companhia são:

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, Companhia Siderúrgica Nacional (CSN) e Companhia de Cimento Itambé, na proporção de 48,75%, 48,75% e 2,50%, respectivamente.

TAG

Adicionalmente, a Companhia possui participação de 17,5% (32,5% até 10 de janeiro 2024) na controlada em conjunto TAG, que atua no segmento de transporte e armazenagem de gás natural em geral. A TAG possui infraestrutura de gasodutos de alta pressão com mais de 4.500 km de extensão, com 14 pontos de recebimento de gás ativos, 11 instalações de compressão de gás (sendo todas próprias) e 90 pontos de entrega. Em 2019, o Grupo ENGIE, em conjunto com a CDPQ, assinou 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

Não há outras informações que a Companhia julgue relevantes com relação a esta Seção do Formulário de Referência.

7.1 Principais características dos órgãos de administração e do conselho fiscal

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 atual Política de Indicação de Conselheiros, Diretores e Membros de Comitês ("Política de Indicação") foi aprovada na reunião do Conselho de Administração da Companhia realizada em 04 de junho de 2024.

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 Conduta 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 processo de indicação também deverá considerar, dentre outros, critérios como: complementaridade de competências, aspectos de diversidade e disponibilidade de tempo para o exercício da função.

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.

Adicionalmente, cabe o Presidente do Conselho de Administração considerar ativamente, no processo de indicação, a complementariedade dos conselheiros, diretores e membros de comitês em aspectos de diversidade, quais sejam: **(a)** diversidades humanas, notadamente de gênero e de nacionalidade e bagagem cultural, mas também de outros aspectos, como, por exemplo, raça ou etnia, de modo a refletir o contexto social em que a Companhia está inserida e promover a diversidade de perspectivas, em alinhamento com as Políticas e compromissos de diversidade, equidade e inclusão praticados na Companhia e no Grupo ENGIE; e **(b)** diversidades de competência, propiciando um mix que combine, a um só tempo, competências inerentes ao setor em que a Companhia está inserida e competências transversais relevantes, como, por exemplo, gestão financeira, de riscos e sustentabilidade.

A Política de Indicação está disponível na página de Relações com Investidores da Companhia (www.engie.com.br/investidores/governanca-corporativa/estatuto-social-codigos-e-politicas/), bem como nos sites da B3 (www.b3.com.br) e da CVM (sistemas.cvm.gov.br/).

7.1 Principais características dos órgãos de administração e do conselho fiscal

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 ("Política de Avaliação"), aprovada em reunião do Conselho de Administração da Companhia realizada em 19 de fevereiro de 2019. A Política de Avaliação está disponível na página de Relações com Investidores da Companhia (www.engie.com.br/investidores/ > Investidores > Estatuto Social, Códigos e Políticas).

De acordo com a Política de Avaliação, os membros da Diretoria Executiva devem ser avaliados anualmente pelo Diretor-Presidente, e o Diretor-Presidente deve ser avaliado anualmente pelo Presidente do Conselho de Administração, considerando objetivos financeiros e não financeiros (incluindo aspectos de saúde e segurança, ambientais, sociais e de governança), bem como aspectos gerenciais e comportamentais.

O Conselho de Administração, por sua vez, deve realizar a avaliação de seu funcionamento em intervalos regulares que não podem ser superiores a 2 anos, conforme previsto em seu Regimento Interno.

(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.

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), alinhados com os valores e os princípios éticos da Companhia. Esse processo sistemático e estruturado de avaliação contribui para o alcance dos objetivos estratégicos e para a promoção de um desempenho superior e consistente da Companhia. Permite também o reconhecimento de talentos e esforços, recompensar os responsáveis pelos resultados obtidos e corrigir eventuais oportunidades de melhoria.

O Grupo ENGIE 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. Por meio dessas regras, as necessidades futuras da organização são antecipadas, e novos desafios e responsabilidades são atribuídos à liderança, de modo que potenciais sucessores possam se preparar para ocupar posições diretivas.

O Conselho de Administração deve ser avaliado por meio de critérios aprovados pelo próprio Conselho.

Os resultados da avaliação do Conselho e do Diretor-Presidente são tabelados e apresentados em reunião do Conselho de Administração, para discussão e análise. No entanto, estes resultados são mantidos com confidencialidade pelo Presidente do Conselho para recomendar ações de melhoria e desenvolvimento individual.

Como em anos anteriores, em 2024 o Conselho de Administração passou por um processo de avaliação estruturado, como órgão colegiado, complementado por uma autoavaliação individual de cada membro. Todos os resultados são discutidos e apresentados ao Conselho de Administração. Não há procedimento de avaliação dos membros do Conselho Fiscal.

(iii) Se foram contratados serviços de consultoria ou assessoria externos

Não aplicável, tendo em vista que não foram contratados serviços de consultoria ou assessoria externos.

7.1 Principais características dos órgãos de administração e do conselho fiscal

c. Regras de identificação e administração de conflitos de interesses

A atual Política de Prevenção de Conflito de Interesses foi aprovada em reunião do Conselho de Administração da Companhia realizada em 7 de agosto de 2024, e tem por objetivo estabelecer as diretrizes para prevenir, identificar e gerir qualquer situação de conflito de interesses que possa 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. No entanto, 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. Nessa fase, existem suposições ou suspeitas e o surgimento de um interesse pessoal em sua vida profissional é apenas uma possiblidade. 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.

Ainda, de acordo 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, deveres, discussões e decisões que lhes forem atribuídos quando a realização dessas possam causar um conflito de interesses, inclusive retirando-se de reuniões no momento em que perceber-se conflitado, declarando tal conflito (exceções poderão ser consideradas quando o conflito tiver sido mitigado por meio de mecanismos constantes das diretrizes da Companhia, a exemplo daqueles aplicáveis às transações com partes relacionadas, previstos na Política sobre o tema);
- Solicitar a isenção de aplicação dessa Política em um caso específico onde o conflito de interesses foi detectado e aceito pela Companhia; e
- Procurar ajuda do gerente hierárquico ou Comitê de Ética, para identificar corretamente e analisar objetivamente os conflitos de interesses que possam surgir.

7.1 Principais características dos órgãos de administração e do conselho fiscal

Por fim, a Política de Transações com Partes Relacionadas da Companhia, aprovada em reunião do Conselho de Administração da Companhia 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 40% a participação de mulheres na Administração (posições de gestão) do Grupo ENGIE. Em 31 de março de 2025, a participação das mulheres em tais posições era de 33,8% na Companhia.

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, incluindo os riscos de clima, 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.

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. Da análise, desenvolve-se um plano de ação mitigatório para cada um dos riscos. Os gestores em cuja área de abrangência o risco se origina é o "dono do risco" e serão responsáveis pela implantação do plano de ação. Quando da análise dos riscos, é feita também uma avaliação das eventuais oportunidades que poderão ser implementadas.

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 às mudanças climáticas foram considerados prioritários pelo Acionista Controlador e integram a matriz de riscos da Companhia.

Com papel fundamental no alcance dos compromissos assumidos pelo Grupo ENGIE, a Companhia fortaleceu em 2023, sua Jornada pelo Clima — um programa de governança climática desenhado para consolidar estratégia, gestão de riscos, métricas e metas relacionadas ao tema, orientando de forma estruturada, ações e metas para mitigação e adaptação às mudanças climáticas. Ao endereçar os planos de mitigação e adaptação que estão sendo executados pela Companhia e que continuarão nos próximos anos, a Jornada pelo Clima representa o novo ciclo de uma trajetória bem-sucedida de descarbonização das operações, que culminou na geração de energia exclusivamente a partir de fontes renováveis — marco atingido em 2023, com a venda da última termelétrica a carvão que integrava o parque gerador da Companhia.

Classificado entre os 10 principais grupos de riscos a serem geridos pela Companhia, o risco climático exige metodologia de avaliação abrangente e transversal. Assim, o processo de gestão está alinhado às diretrizes do Grupo ENGIE e envolve, além da alta gestão, o Comitê de Auditoria, o Fórum Corporativo de Gestão de Riscos, a Gerência de Governança, Riscos e Controles Internos, a Gerência de Meio Ambiente e Clima e Gerência de Relações com Investidores, entre outras áreas.

7.1 Principais características dos órgãos de administração e do conselho fiscal

A avaliação e gestão dos riscos climáticos segue as recomendações da *Task-Force Climate Financial Disclosure* (TCFD) e o processo de gestão desses riscos prevê a avaliação dos riscos físicos e de transição dos ativos pertencentes à Companhia, bem como eventuais impactos no negócio ou no entorno, avaliando a vulnerabilidade, exposição e resiliência dos ativos frente aos principais eventos climáticos extremos. A partir dos riscos identificados, foram elaborados planos de adaptação às mudanças do clima, prevendo um conjunto de estratégias e ações desenvolvidas para gerenciar impactos e riscos associados às mudanças climáticas, considerando projeções e múltiplos futuros possíveis. Assim, apoiam a preparação da Companhia para responder de forma eficaz às alterações das condições ambientais causadas pelas mudanças climáticas. Em 2023, a Companhia deu início à elaboração dos planos de adaptação para cada ativo, considerando riscos, causas, consequências e impactos financeiros dos efeitos da mudança do clima, entre outros aspectos. Em 2024, novos riscos e oportunidades foram avaliados, incluindo o impacto monetário dos considerados críticos para a Companhia. Com base nessa análise e na proposição dos planos por ativo, a alta gestão pode direcionar os recursos necessários para a mitigação e adaptação às mudanças climáticas

Nesse contexto, o presidente do Conselho de Administração tem como função: (i) orientar, no Brasil, o desdobramento dos compromissos globais assumidos pelo Grupo ENGIE, alinhando políticas e práticas; e (ii) orientar a Diretoria Executiva quanto a investimentos e iniciativas que contribuam para a ação climática da Controladora.

Destaca-se que em 2023 o Conselho de Administração da ENGIE Brasil Energia aprovou metas e compromissos, divulgados publicamente, relacionados ao Programa Jornada pelo Clima, conforme destacado na imagem abaixo:



Ainda, a Diretoria Executiva é responsável por: (i) monitorar o risco climático e seus impactos operacionais, financeiros e socioambientais; (ii) validar e acompanhar planos de mitigação e adaptação; e (iii) aprovar a Matriz de Riscos Empresariais, que contempla o risco climático e inclui análise de impactos financeiros em caso de materialização dos riscos, bem como planos de ação de mitigação, adaptação e monitoramento desses riscos.

7.1 Principais características dos órgãos de administração e do conselho fiscal

No âmbito da adaptação às mudanças climáticas, os diretores também coordenam a contratação de seguros de riscos operacionais. Anualmente, tanto conselheiros quanto diretores aprovam o Relatório de Sustentabilidade divulgado pela Companhia, que apresenta informações públicas sobre a evolução da Companhia em relação ao tema, com base em indicadores globais de desempenho e na perspectiva de progresso em relação aos objetivos não financeiros do Grupo ENGIE e demais compromissos voluntários assumidos. Reforçando os mecanismos de governança, o Comitê de Sustentabilidade, de caráter transversal e multidisciplinar, assessora a alta gestão na avaliação de questões climáticas, acompanhando sistematicamente o desenvolvimento da Jornada pelo Clima e seus resultados.

Ademais, a gestão dos fornecedores tem grande relevância para o alcance das metas estabelecidas pela Companhia em sua Jornada pelo Clima. Nesse contexto, foi estabelecido o Programa de Descarbonização de Fornecedores, voltado à redução na emissão de Gases de Efeito Estufa e que pretende engajar 100% dos principais fornecedores da Companhia e de suas controladas— que correspondam a 80% das emissões de Escopo 3 — para que definam metas de descarbonização e mitigação até 2030.

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	8	0	0	0
Conselho de Administração - Efetivos	2	7	0	0	0
Conselho de Administração - Suplentes	2	7	0	0	0
Conselho Fiscal - Efetivos	1	2	0	0	0
Conselho Fiscal - Suplentes	0	3	0	0	0
TOTAL = 33	**6**	**27**	**0**	**0**	**0**

Quantidade de membros por declaração de cor e raça

	Amarelo	Branco	Preto	Pardo	Indígena	Outros	Prefere não responder
Diretoria	0	9	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 = 33	**0**	**33**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**

Quantidade de membros - Pessoas com Deficiência

	Pessoas com Deficiência	Pessoas sem Deficiência	Prefere não responder
Diretoria	0	9	0
Conselho de Administração - Efetivos	0	9	0
Conselho de Administração - Suplentes	0	9	0
Conselho Fiscal - Efetivos	0	3	0
Conselho Fiscal - Suplentes	0	3	0
TOTAL = 33	**0**	**33**	**0**

7.2 Informações relacionadas ao conselho de administração

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: (i) opinar sobre a contratação e destituição dos serviços de auditoria independente, (ii) avaliar as demonstrações financeiras, (iii) acompanhar as atividades da auditoria interna e da área de controles internos da Companhia, (iv) avaliar e monitorar as exposições de risco da Companhia e, (v) avaliar, monitorar e recomendar à administração da Companhia a correção ou aprimoramento das políticas internas da Companhia.

O referido órgão 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, com prazo de mandato de 2 (dois) anos, podendo cada membro ser renomeado ao cargo até o limite de 10 anos de exercício. O atual Comitê de Auditoria Estatutário tomou posse em 7 de maio 2024 para um mandato de 2 (dois) anos, tendo sido reeleito em 05 de maio de 2022, para um mandato também de 2 (dois) anos.

Os membros do Comitê de Auditoria Estatutário reúnem-se, em caráter ordinário bimestralmente e extraordinariamente quando necessário, entre si ou com as demais áreas ou órgãos da Companhia, por meio de convocação do seu Coordenador.

Adicionalmente, o Comitê de Auditoria Estatutário deve elaborar, ao final de cada ano ou a qualquer tempo por solicitação do Conselho de Administração, documento denominado Relatório do Comitê de Auditoria, contendo as seguintes informações: a) reuniões ocorridas, principais análises, posicionamentos e atividades exercidas no âmbito de suas atribuições; b) grau de exposição aos riscos corporativos e a avaliação da efetividade do ambiente de controles internos e das auditorias independente e interna, com ênfase no cumprimento do disposto nas normas dos órgãos reguladores, além de regulamentos e códigos internos, com evidenciação das deficiências detectadas e iniciativas para mitigá-las; c) principais recomendações efetuadas ao Conselho de Administração e a descrição das recomendações a serem avaliadas e implementadas pela Diretoria da Companhia; e, d) avaliação da qualidade das demonstrações contábeis relativas aos respectivos períodos, com ênfase na aplicação das adequadas práticas contábeis e requisitos regulatórios e com evidenciação das deficiências detectadas e os respectivos tratamentos para regularização.

O Regimento Interno do Comitê de Auditoria Estatutário da Companhia foi aprovado na reunião do Conselho de Administração da Companhia realizada em 05 de novembro de 2024 e está disponível na página de Relações com Investidores Companhia (www.engie.com.br/investidores/ > Investidores > Estatuto Social, Códigos e Políticas), bem como nos sites da B3 (www.b3.com.br) e da CVM (sistemas.cvm.gov.br/).

Comitê Estratégico

O Comitê Estratégico é o órgão consultivo da administração, que tem como competência opinar e aconselhar o Conselho de Administração e a Diretoria nos assuntos que lhe sejam submetidos. O Comitê Estratégico é composto por 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.

7.2 Informações relacionadas ao conselho de administração

Comitê de Ética

O Comitê de Ética é um órgão permanente, não estatutário, que 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 ENGIE.

Adicionalmente, os membros do Comitê de Ética reúnem-se sempre que necessário, por solicitação de quaisquer de seus integrantes e, anualmente, encaminham um relatório das suas atividades ao Diretor Presidente e de Relações com Investidores e ao Conselho de Administração da Companhia, bem como ao Diretor de Ética e Compliance da ENGIE Brasil Participações.

O Regimento Interno do Comitê de Ética da Companhia foi aprovado na reunião do Conselho de Administração da Companhia realizada em 27 de junho de 2023 e está disponível na página de Relações com Investidores da Companhia (www.engie.com.br/investidores/ > Investidores > Estatuto Social, Códigos e Políticas), bem como nos sites da B3 (www.b3.com.br) e da CVM (sistemas.cvm.gov.br/).

Comitê de Sustentabilidade

O Comitê de Sustentabilidade, é um órgão permanente, não estatutário, que 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 Comitê 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.

Os membros do Comitê de Sustentabilidade reúnem-se ordinariamente seis vezes ao ano, sendo preferencialmente uma vez a cada bimestre, e extraordinariamente a qualquer tempo

O Comitê 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.

7.2 Informações relacionadas ao conselho de administração

O Regimento Interno do Comitê de Sustentabilidade foi aprovado na reunião do Conselho de Administração da Companhia realizada em 27 de junho de 2023 e está disponível na página de Relações com Investidores da Companhia (www.engie.com.br/investidores/ > Investidores > Estatuto Social, Códigos e Políticas) e no site da CVM (sistemas.cvm.gov.br/).

Comitê Especial Independente para Transações com Partes Relacionadas ("Comitê Independente")

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 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. Em 2024 o Comitê Independente não foi instalado.

O 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 Regulamento do Comitê Especial Independente para Transações com Partes Relacionadas está disponível na página de Relações com Investidores da Companhia (www.engie.com.br/investidores/ > Investidores > Estatuto Social, Códigos e Políticas).

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

A Companhia, atualmente, não possui uma política de contratação de serviços de extra-auditoria. No entanto, 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, conforme estabelecido no Estatuto Social.

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).

7.2 Informações relacionadas ao conselho de administração

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 **Passaporte:** **Nacionalidade:** Brasil **Profissão:** Contador **Data de Nascimento:** 31/03/1979

Experiência Profissional: Nascido em 31.03.1979, é 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.

Declara que não esteve sujeito, nos últimos cinco anos, (i) a condenação criminal; (ii) a condenação em processo administrativo da CVM, do BACEN ou da SUSEP; (iii) 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 não é considerado pessoa politicamente exposta, nos termos da Resolução CVM nº 50/2021.

Órgãos da Administração:

Órgão da Administração	Data da Eleição	Prazo do mandato	Cargo eletivo ocupado	Detalhar o cargo exercido	Data de posse	Foi eleito pelo controlador	Data de início do primeiro mandato
Conselho Fiscal	25/04/2025	25/04/2026	C.F.(Efetivo)Eleito p/Minor.Ordinaristas		25/04/2025	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 **Passaporte:** **Nacionalidade:** Brasil **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., do Conselho Curador da Fundação Getúlio Vargas e do Conselho de Administração da Câmara de França-Brasil-RJ e Vice-Presidente desta.

Declara que não esteve sujeito, nos últimos cinco anos, (i) a condenação criminal; (ii) a condenação em processo administrativo da CVM, do BACEN ou da SUSEP; (iii) 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 não é considerado pessoa politicamente exposta, nos termos da Resolução CVM nº 50/2021.

Declara, 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	Detalhar o cargo exercido	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 CARLA CARVALHO DE CARVALHO **CPF:** 863.499.377-91 **Passaporte:** **Nacionalidade:** Brasil **Profissão:** Advogada **Data de Nascimento:** 18/12/1965

Experiência Profissional:

Nascida em 18.12.1965, foi advogada no Banco Nacional S.A., assessorando as Áreas de Mercado Financeiro, Mercado de Capitais e Corporate Finance do Banco Nacional S.A.; Coordenadora Jurídica Tributária, assessorando a Controladoria do Banco Boa Vista; Assessora jurídica da Serra da Mesa Energia S.A., e Superintendente Jurídica da GDF Suez Energy Brasil Ltda, além de membro do Comitê de Meio Ambiente da Câmara França Brasil, tendo atuado ainda no Conselho Fiscal da ENGIE Brasil Energia e do Comitê de Auditoria Estatutária da ENGIE Brasil Energia. É advogada, formada pela Universidade Federal Fluminense (UFF), pós-graduada em Direito Tributário pela Universidade Estácio de Sá, MBA Executivo pela COPPEAD-UFRJ e pós-graduada em Direito Civil pela Escola Superior de Advocacia da Ordem dos Advogados do Brasil (OAB), RJ. Foi membro do Comitê de Auditoria Estatutária da Companhia e atualmente é Presidente do Conselho Fiscal da Companhia.

Declara que não esteve sujeita, nos últimos cinco anos, (i) a condenação criminal; (ii) a condenação em processo administrativo da CVM, do BACEN ou da SUSEP; (iii) 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 não é considerada pessoa politicamente exposta, nos termos da Resolução CVM nº 50/2021.

Órgãos da Administração:

Órgão da Administração	Data da Eleição	Prazo do mandato	Cargo eletivo ocupado	Detalhar o cargo exercido	Data de posse	Foi eleito pelo controlador	Data de início do primeiro mandato
Conselho Fiscal	25/04/2025	25/04/2026	Pres. C.F.Eleito p/Controlador		25/04/2025	Sim	25/04/2025

Condenações:

Tipo de Condenação	Descrição da Condenação
N/A	N/A

Nome CARLOS ALBERTO VIEIRA **CPF:** 288.477.179-49 **Passaporte:** **Nacionalidade:** Brasil **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 fui 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. Foi coordenador da Intersindical dos Engenheiros, Técnicos Industriais, Administradores, Economistas e Contabilistas até fevereiro de 2024.

Declara que não esteve sujeito, nos últimos cinco anos, (i) a condenação criminal; (ii) a condenação em processo administrativo da CVM, do BACEN ou da SUSEP; (iii) 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 não é considerado pessoa politicamente exposta, nos termos da Resolução CVM nº 50/2021.

Órgãos da Administração:

Órgão da Administração	Data da Eleição	Prazo do mandato	Cargo eletivo ocupado	Detalhar o cargo exercido	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 DIRK ACHIEL MARC BEEUWSAERT **CPF:** 000.000.000-00 **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 2017, vice-presidente do comitê de investimentos da AMEA em AbuDhabi.

Declara que não esteve sujeito, nos últimos cinco anos, (i) a condenação criminal; (ii) a condenação em processo administrativo da CVM, do BACEN ou da SUSEP; (iii) 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 não é considerado pessoa politicamente exposta, nos termos da Resolução CVM nº 50/2021.

Declara, 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	Detalhar o cargo exercido	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 **Passaporte:** **Nacionalidade:** Brasil **Profissão:** Economista **Data de Nascimento:** 08/02/1965

Experiência Profissional:

Nascido em 08.02.1965, 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, da London Business School. Trabalhou na área naval tendo exercido várias funções gerenciais em empresas de navegação, estaleiros e apoio marítimo, entre elas a de Diretor Superintendente da Metalnave S.A. e Diretor Financeiro das Indústrias Verolme-Ishibras S.A. Iniciou 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. e da Usina Hidrelétrica de Jirau. Exerce o cargo de Diretor-Presidente da ENGIE Brasil Energia S.A desde julho de 2016 e desde abril de 2025 assumiu a posição de CEO do Grupo ENGIE no Brasil e de Diretor Geral de Renováveis na América Latina. No Grupo ENGIE, foi também Managing Director Brazil for Renewables and FlexGen business units.

Declara que não esteve sujeito, nos últimos cinco anos, (i) a condenação criminal; (ii) a condenação em processo administrativo da CVM, do BACEN ou da SUSEP; (iii) 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 não é considerado pessoa politicamente exposta, nos termos da Resolução CVM nº 50/2021.

Órgãos da Administração:

Órgão da Administração	Data da Eleição	Prazo do mandato	Cargo eletivo ocupado	Detalhar o cargo exercido	Data de posse	Foi eleito pelo controlador	Data de início do primeiro mandato
Diretoria	07/05/2025	01/06/2028	Diretor Presidente / Superintendente		01/06/2025		04/01/2010
Conselho de Administração	15/08/2025	AGO 2026	Conselho de Administração (Suplente)		15/08/2025	Sim	15/08/2025

Condenações:

Tipo de Condenação	Descrição da Condenação
N/A	N/A

Nome EDUARDO VETERE **CPF:** 137.753.318-24 **Passaporte:** **Nacionalidade:** Argentina **Profissão:** Economista **Data de Nascimento:** 03/09/1977

Experiência Profissional:

Nascido em 03.09.1977, economista, iniciou sua carreira em finanças na ELF Argentina em 2000. Posteriormente, mudou-se para Paris, onde atuou como Analista Financeiro Sênior na ATOFINA - TOTAL. Em 2005, ingressou na Energy Consulting Services da GDF SUEZ em Buenos Aires, ocupando posições estratégicas nas áreas de comercialização e programação de gás, além da gestão de portfólio, o que o levou a atuar como Trader Sênior de Gás Natural e GNL na Argentina. Em 2013, passou a liderar áreas de Recursos Humanos como CHRO da GNLS (joint venture ENGIE / MARUBENI) no Uruguai, conduzindo a estratégia de RH de um importante projeto industrial offshore de GNL e negociações sindicais. Em 2016, assumiu o cargo de PMO Sênior de RH para a ENGIE América Latina, liderando a implementação regional de diversos projetos de RH em cinco países. Em 2017, tornou-se CHRO da ENGIE Services Chile, à frente de uma grande empresa de serviços de facilities management com 5.000 colaboradores, marcada por intenso diálogo social. Posteriormente, participou da aquisição da CAM, ampliando sua atuação para 10.000 colaboradores no Chile, Peru e Colômbia. Em 2019, assumiu o cargo de Vice-Presidente de RH das Américas na ENGIE Impact, com sede em Nova York, onde contribuiu para a estruturação da prática de sustentabilidade nos Estados Unidos, Chile e Peru. Em 2022 foi nomeado Diretor Global de Talentos do Grupo ENGIE (Paris) para as áreas de Networks e GEMS. Em 2025 assumiu a posição de Head dos Diretores Globais de Talentos do Grupo.

Declara que não esteve sujeito, nos últimos cinco anos, (i) a condenação criminal; (ii) a condenação em processo administrativo da CVM, do BACEN ou da SUSEP; (iii) 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 não é considerado pessoa politicamente exposta, nos termos da Resolução CVM nº 50/2021.

Órgãos da Administração:

Órgão da Administração	Data da Eleição	Prazo do mandato	Cargo eletivo ocupado	Detalhar o cargo exercido	Data de posse	Foi eleito pelo controlador	Data de início do primeiro mandato
Diretoria	13/11/2025	01/06/2028	Outros Diretores	Diretor de Recursos Humanos	01/01/2026		01/01/2026

Condenações:

Tipo de Condenação	Descrição da Condenação
N/A	N/A

Nome FELIPE DE QUEIROZ BATISTA **CPF:** 082.344.607-73 **Passaporte:** **Nacionalidade:** Brasil **Profissão:** Advogado **Data de Nascimento:** 15/02/1979

Experiência Profissional:

Nascido em 15.02.1979, é formado em direito pela PUC-Rio em 2001 e inscrito na Ordem dos Advogados do Brasil, tem formação de educação continuada em Negociação Avançada pela Fundação Getúlio Vargas (2009) e em Mediação Corporativa pelo Centre de Médiation et d'Arbitrage de Paris - CMAP (2017). Trabalhou como membro da equipe de project finance do Pinheiro Neto Advogados até 2009, com experiência como associado internacional no Shearman & Sterling LLP - Nova York em 2006 e 2007. Ingressou no Grupo ENGIE em 2009, como Head Legal Counsel da Jirau Energia S/A (antiga Energia Sustentável do Brasil S/A) e, de 2016 a 2019, como Deputy Head Legal Counsel da ENGIE Brasil Participações Ltda., responsável pela resolução de conflitos e implantação de projetos no Brasil. Também atuou como diretor Jurídico e de Ética da Transportadora Associada de Gás S.A. (TAG), entre 2019 e 2024. Ocupou o cargo de conselheiro, efetivo ou suplente, em diversas empresas do grupo, a saber, Itá Energética S.A., Jirau Energia S.A e Usina Termelétrica Pampa Sul S.A. Atualmente é conselheiro suplente da Transportadora Associada de Gás S.A. (TAG), Diretor de Gestão de Participações Societárias da ENGIE Brasil Participações Ltda. e Diretor Jurídico e de Ética na ENGIE Brasil Energia S.A.

Declara que não esteve sujeito, nos últimos cinco anos, (i) a condenação criminal; (ii) a condenação em processo administrativo da CVM, do BACEN ou da SUSEP; (iii) 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 não é considerado pessoa politicamente exposta, nos termos da Resolução CVM nº 50/2021.

Órgãos da Administração:

Órgão da Administração	Data da Eleição	Prazo do mandato	Cargo eletivo ocupado	Detalhar o cargo exercido	Data de posse	Foi eleito pelo controlador	Data de início do primeiro mandato
Diretoria	26/06/2025	01/06/2028	Outros Diretores	Diretor Jurídico e de Ética	01/07/2025		01/07/2025

Condenações:

Tipo de Condenação	Descrição da Condenação
N/A	N/A

Nome GABRIEL MANN DOS SANTOS **CPF:** 983.371.819-15 **Passaporte:** **Nacionalidade:** Brasil **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 ENGIE 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. Em junho de 2025 tomou posse para o cargo de Diretor de Regulação e Estratégia da Companhia e em julho de 2025 a denominação desta diretoria passou a ser: Regulação, Estratégia e Comunicação.

Declara que não esteve sujeito, nos últimos cinco anos, (i) a condenação criminal; (ii) a condenação em processo administrativo da CVM, do BACEN ou da SUSEP; (iii) 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 não é considerado pessoa politicamente exposta, nos termos da Resolução CVM nº 50/2021.

Órgãos da Administração:

Órgão da Administração	Data da Eleição	Prazo do mandato	Cargo eletivo ocupado	Detalhar o cargo exercido	Data de posse	Foi eleito pelo controlador	Data de início do primeiro mandato
Diretoria	07/05/2025	01/06/2028	Outros Diretores	Diretor de Regulação, Estratégia e Comunicação	01/06/2025		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 **Passaporte:** **Nacionalidade:** Brasil **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 não esteve sujeito, nos últimos cinco anos, (i) a condenação criminal; (ii) a condenação em processo administrativo da CVM, do BACEN ou da SUSEP; (iii) 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 não é considerado pessoa politicamente exposta, nos termos da Resolução CVM nº 50/2021.

Órgãos da Administração:

Órgão da Administração	Data da Eleição	Prazo do mandato	Cargo eletivo ocupado	Detalhar o cargo exercido	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 **Passaporte:** **Nacionalidade:** Brasil **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 Energias Renováveis e Armazenamento da ENGIE Brasil sendo também diretor de diversas empresas controladas da Companhia. Desde abril de 2025 assumiu também a posição de Diretor Geral de Renováveis para o Brasil e das atividades operacionais de Renováveis da Companhia.

Declara que não esteve sujeito, nos últimos cinco anos, (i) a condenação criminal; (ii) a condenação em processo administrativo da CVM, do BACEN ou da SUSEP; (iii) 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 não é considerado pessoa politicamente exposta, nos termos da Resolução CVM nº 50/2021.

Órgãos da Administração:

Órgão da Administração	Data da Eleição	Prazo do mandato	Cargo eletivo ocupado	Detalhar o cargo exercido	Data de posse	Foi eleito pelo controlador	Data de início do primeiro mandato
Diretoria	07/05/2025	01/06/2028	Outros Diretores	Diretor de Energias Renováveis e Armazenamento	01/06/2025		15/08/2019

Condenações:

Tipo de Condenação	Descrição da Condenação
N/A	N/A

Nome GUSTAVO HENRIQUE LABANCA NOVO **CPF:** 000.674.107-07 **Passaporte:** **Nacionalidade:** Brasil **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), Pós-Graduação em Avaliação de Empresas e Projetos pela FGV-RJ, e MBA em Engenharia Nuclear pela ABDAN / ABDIB / COPPE (UFRJ). Ingressou na ENGIE em 1998. De junho de 2019 até março de 2025 foi o CEO da TAG, tendo assumido o cargo de Managing Director Power Networks Brazil no Grupo ENGIE. Em julho de 2021 assumiu o cargo de Chefe de Operações Brasil para GBU Networks (Unidade Global de Negócios de 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. Atualmente ocupa o cargo de membro suplente do Conselho de Administração e de Diretor de Transmissão de Energia da Companhia.

Declara que não esteve sujeito, nos últimos cinco anos, (i) a condenação criminal; (ii) a condenação em processo administrativo da CVM, do BACEN ou da SUSEP; (iii) 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 não é considerado pessoa politicamente exposta, nos termos da Resolução CVM nº 50/2021.

Órgãos da Administração:

Órgão da Administração	Data da Eleição	Prazo do mandato	Cargo eletivo ocupado	Detalhar o cargo exercido	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
Diretoria	26/06/2025	01/06/2028	Outros Diretores	Diretor de Transmissão de Energia	01/07/2025		01/07/2025

Condenações:

Tipo de Condenação	Descrição da Condenação
N/A	N/A

Nome JORGE MIGUEL DE BESSA MENEZES **CPF:** 837.714.927-34 **Passaporte:** **Nacionalidade:** Brasil **Profissão:** Contador **Data de Nascimento:** 24/01/1966

Experiência Profissional: Nascido em 24.01.1966, é formado em Ciências Contábeis pela Cândido Mendes, com MBA (Master in Business Administration), na área de controladoria e finanças e Analista de Sistemas (PUCRJ). 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 não esteve sujeito, nos últimos cinco anos, (i) a condenação criminal; (ii) a condenação em processo administrativo da CVM, do BACEN ou da SUSEP; (iii) 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 não é considerado pessoa politicamente exposta, nos termos da Resolução CVM nº 50/2021.

Órgãos da Administração:

Órgão da Administração	Data da Eleição	Prazo do mandato	Cargo eletivo ocupado	Detalhar o cargo exercido	Data de posse	Foi eleito pelo controlador	Data de início do primeiro mandato
Conselho Fiscal	25/04/2025	25/04/2026	C.F.(Suplent)Eleito p/Minor.Ordinaristas		25/04/2025	Não	26/04/2023

Condenações:

Tipo de Condenação	Descrição da Condenação
N/A	N/A

Nome KARIN KOOGAN BREITMAN **CPF:** 375.914.877-87 **Passaporte:** **Nacionalidade:** Brasil **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 livros, artigos científicos e patentes (Microsoft e Dell-EMC). Coordena o Presidential Task Force in Globalization da Asoociation for Computing Machinery e já atuou 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. Foi Diretora na Rio Tinto e atualmente atua no Conselho Consultivo Técnico da Research Data Alliance e da COPPEAD, e ocupa o cargo de Diretora Técnica no Google.

Declara que não esteve sujeita, nos últimos cinco anos, (i) a condenação criminal; (ii) a condenação em processo administrativo da CVM, do BACEN ou da SUSEP; (iii) 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 (iv) não é considerada pessoa politicamente exposta, nos termos da Resolução CVM nº 50/2021.

Declara, 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	Detalhar o cargo exercido	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 MANOEL ARLINDO ZARONI TORRES **CPF:** 115.116.056-34 **Passaporte:** **Nacionalidade:** Brasil **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 não esteve sujeito, nos últimos cinco anos, (i) a condenação criminal; (ii) a condenação em processo administrativo da CVM, do BACEN ou da SUSEP; (iii) 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 não é considerado pessoa politicamente exposta, nos termos da Resolução CVM nº 50/2021.

Declara, 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	Detalhar o cargo exercido	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 **Passaporte:** **Nacionalidade:** Brasil **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 não esteve sujeito, nos últimos cinco anos, (i) a condenação criminal; (ii) a condenação em processo administrativo da CVM, do BACEN ou da SUSEP; (iii) 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 não é considerado pessoa politicamente exposta, nos termos da Resolução CVM nº 50/2021.

Órgãos da Administração:

Órgão da Administração	Data da Eleição	Prazo do mandato	Cargo eletivo ocupado	Detalhar o cargo exercido	Data de posse	Foi eleito pelo controlador	Data de início do primeiro mandato
Conselho Fiscal	25/04/2025	25/04/2026	C.F.(Suplent)Eleito p/Controlador		25/04/2025	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 **Passaporte:** **Nacionalidade:** Brasil **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.

Declara, 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	Detalhar o cargo exercido	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 MARCELO CARDOSO MALTA **CPF:** 001.323.137-58 **Passaporte:** **Nacionalidade:** Brasil **Profissão:** Contador **Data de Nascimento:** 15/08/1968

Experiência Profissional:

Nascido em 15.08.1968, é Bacharel em Ciências Contábeis, formado em 1992 pela Universidade do Estado do Rio de Janeiro. Iniciou sua carreira profissional em 1989 como auditor na Deloitte Touche Tohmatsu Auditores Independentes, onde permaneceu até julho de 2005. Durante esse período, ocupou diversos cargos de liderança, alcançando a posição de Diretor de Auditoria em 2000. Em agosto de 2005, ingressou na ENGIE Brasil Energia S.A. como Gerente de Contabilidade, função que exerceu até 2019. Entre 2015 e 2016, atuou também como Gerente de Planejamento Financeiro e Controle da empresa. Entre 2008 e 2019, foi Presidente do Conselho Deliberativo da PREVIG. Também exerceu a função de Diretor Financeiro da Itá Energética S.A. entre 2015 e 2023 e foi membro do Conselho de Administração da Usina Termelétrica Pampa Sul S.A. entre 2020 e 2023. Em 2019, foi nomeado Diretor Financeiro da ENGIE, cargo que ocupou até maio de 2023. Em seguida, assumiu a posição de Diretor-Presidente da PREVIG - Sociedade de Previdência Complementar, entidade de previdência das empresas do Grupo ENGIE no Brasil, cargo que ocupa até o momento.

Declara que não esteve sujeito, nos últimos cinco anos, (i) a condenação criminal; (ii) a condenação em processo administrativo da CVM, do BACEN ou da SUSEP; (iii) 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 não é considerado pessoa politicamente exposta, nos termos da Resolução CVM nº 50/2021.

Órgãos da Administração:

Órgão da Administração	Data da Eleição	Prazo do mandato	Cargo eletivo ocupado	Detalhar o cargo exercido	Data de posse	Foi eleito pelo controlador	Data de início do primeiro mandato
Conselho Fiscal	25/04/2025	25/04/2026	C.F.(Efetivo)Eleito p/Controlador		25/04/2025	Sim	25/04/2025

Condenações:

Tipo de Condenação	Descrição da Condenação
N/A	N/A

Nome MARCOS KELLER AMBONI **CPF:** 910.214.729-72 **Passaporte:** **Nacionalidade:** Brasil **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 ENGIE. 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). Em junho de 2025 tomou posse para o cargo de Diretor de Gestão e Comercialização de Energia da Companhia.

Declara que não esteve sujeito, nos últimos cinco anos, (i) a condenação criminal; (ii) a condenação em processo administrativo da CVM, do BACEN ou da SUSEP; (iii) 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 não é considerado pessoa politicamente exposta, nos termos da Resolução CVM nº 50/2021.

Órgãos da Administração:

Órgão da Administração	Data da Eleição	Prazo do mandato	Cargo eletivo ocupado	Detalhar o cargo exercido	Data de posse	Foi eleito pelo controlador	Data de início do primeiro mandato
Diretoria	07/05/2025	01/06/2028	Outros Diretores	Diretor de Gestão e Comercialização de Energia	01/06/2025		01/10/2019

Condenações:

Tipo de Condenação	Descrição da Condenação
N/A	N/A

Nome MAURÍCIO STOLLE BÄHR **CPF:** 748.528.847-49 **Passaporte:** **Nacionalidade:** Brasil **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., Diretor Financeiro da Nacional Energética S.A. e Diretor Presidente da ENGIE Brasil Participações Ltda. Atualmente é Presidente do Conselho de Administração da Companhia, da Transportadora Associada de Gás S.A. (TAG) e da Jirau Energia S.A.

Declara que não esteve sujeito, nos últimos cinco anos, (i) a condenação criminal; (ii) a condenação em processo administrativo da CVM, do BACEN ou da SUSEP; (iii) 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 não é considerado pessoa politicamente exposta, nos termos da Resolução CVM nº 50/2021.

Órgãos da Administração:

Órgão da Administração	Data da Eleição	Prazo do mandato	Cargo eletivo ocupado	Detalhar o cargo exercido	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 **Passaporte:** **Nacionalidade:** Brasil **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 não esteve sujeito, nos últimos cinco anos, (i) a condenação criminal; (ii) a condenação em processo administrativo da CVM, do BACEN ou da SUSEP; (iii) 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 não é considerado pessoa politicamente exposta, nos termos da Resolução CVM nº 50/2021.

Declara, 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	Detalhar o cargo exercido	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 **CPF:** 000.000.000-00 **Passaporte:** C621425 **Nacionalidade:** Portugal **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 ENGIE. 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 não esteve sujeito, nos últimos cinco anos, (i) a condenação criminal; (ii) a condenação em processo administrativo da CVM, do BACEN ou da SUSEP; (iii) 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 não é considerado pessoa politicamente exposta, nos termos da Resolução CVM nº 50/2021.

Órgãos da Administração:

Órgão da Administração	Data da Eleição	Prazo do mandato	Cargo eletivo ocupado	Detalhar o cargo exercido	Data de posse	Foi eleito pelo controlador	Data de início do primeiro mandato
Conselho de Administração	25/04/2024	AGO 2026	Vice Presidente Cons. de Administração		25/04/2024	Sim	14/07/2016

Nome PAULO MAURÍCIO MANTUANO DE LIMA **CPF:** 314.812.137-68 **Passaporte:** **Nacionalidade:** Brasil **Profissão:** Economista **Data de Nascimento:** 03/11/1954

Experiência Profissional:

Nascido em 03.11.1954, é graduado em economia pela Universidade Gama Filho desde 1981. Possui Pós-graduação no programa de MBA Executivo pela COPPEAD e MBA em Finanças Corporativas pela Fundação Getúlio Vargas. Participou do programa de desenvolvimento de conselheiros da Fundação Dom Cabral. Possui certified financial planner pela planejar e certificação de conselheiro fiscal pelo Instituto Brasileiro de Governança Corporativa. Iniciou sua trajetória profissional no mercado financeiro no Banco Nacional S.A., onde assumiu posições gerenciais. Foi sócio diretor na Premium Distribuidora de Títulos de Valores Mobiliários Ltda. e entre os anos de 1998 e 2018 atuou no setor elétrico nas posições de Gerente de Finanças na ENGIE Brasil Energia S.A. e de Diretor Administrativo e Financeiro na Jirau Energia S.A. Foi também Diretor de Investimentos e Diretor Superintendente na Previg. Foi membro do Conselho Fiscal da Neoenergia e da Renova Energia. Desde 2019 é Presidente do Conselho Fiscal da TAG.

Declara que não esteve sujeito, nos últimos cinco anos, (i) a condenação criminal; (ii) a condenação em processo administrativo da CVM, do BACEN ou da SUSEP; (iii) 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 não é considerado pessoa politicamente exposta, nos termos da Resolução CVM nº 50/2021.

Órgãos da Administração:

Órgão da Administração	Data da Eleição	Prazo do mandato	Cargo eletivo ocupado	Detalhar o cargo exercido	Data de posse	Foi eleito pelo controlador	Data de início do primeiro mandato
Conselho Fiscal	25/04/2025	25/04/2026	C.F.(Suplent)Eleito p/Controlador		25/04/2025	Sim	25/04/2025

Condenações:

Tipo de Condenação	Descrição da Condenação
N/A	N/A

Nome PIERRE AUGUSTE GRATIEN LEBLANC **CPF:** 020.852.737-00 **Passaporte:** **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 atuou como Chefe Global das finanças da GBS. Atualmente é Diretor Presidente e Financeiro da ENGIE Brasil Participações Ltda., membro suplente do Conselho de Administração e Diretor Financeiro e de Relações com Investidores da Companhia.

Declara que não esteve sujeito, nos últimos cinco anos, (i) a condenação criminal; (ii) a condenação em processo administrativo da CVM, do BACEN ou da SUSEP; (iii) 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 não é considerado pessoa politicamente exposta, nos termos da Resolução CVM nº 50/2021.

Órgãos da Administração:

Órgão da Administração	Data da Eleição	Prazo do mandato	Cargo eletivo ocupado	Detalhar o cargo exercido	Data de posse	Foi eleito pelo controlador	Data de início do primeiro mandato
Diretoria	26/06/2025	01/06/2028	Diretor Financeiro / Diretor de Relações com Investidores		01/07/2025		01/07/2025
Conselho de Administração	25/04/2024	AGO 2026	Conselho de Administração (Suplente)		25/02/2025	Sim	25/02/2025

Condenações:

Tipo de Condenação	Descrição da Condenação
N/A	N/A

Nome PIERRE JEAN BERNARD GUIOLLOT **CPF:** 000.000.000-00 **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. Iniciou sua carreira como Auditor na KPMG. 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 ENGIE 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 e Presidente do Comite de Auditoria da ENGIE Global Market SAS.

Declara que não esteve sujeito, nos últimos cinco anos, (i) a condenação criminal; (ii) a condenação em processo administrativo da CVM, do BACEN ou da SUSEP; (iii) 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 não é considerado pessoa politicamente exposta, nos termos da Resolução CVM nº 50/2021.

Órgãos da Administração:

Órgão da Administração	Data da Eleição	Prazo do mandato	Cargo eletivo ocupado	Detalhar o cargo exercido	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

Nome RAQUEL DA FONSECA CANTARINO **CPF:** 025.407.357-38 **Passaporte:** **Nacionalidade:** Brasil **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 não esteve sujeita, nos últimos cinco anos, (i) a condenação criminal; (ii) a condenação em processo administrativo da CVM, do BACEN ou da SUSEP; (iii) 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 não é considerada pessoa politicamente exposta, nos termos da Resolução CVM nº 50/2021.

Declara, 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	Detalhar o cargo exercido	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 **Passaporte:** **Nacionalidade:** Brasil **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 foi conduzido 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 patrocinada pela ENGIE Brasil Energia. Atualmente é Gerente da Unidade Organizacional Engenharia de Manutenção de Ativos de Sistemas da ENGIE Brasil Energia. Entre 2020 e 2022 foi membro suplente do Conselho de Administração da ENGIE, sendo reconduzido ao posto para o biênio 2022/2024. Em 2024 foi eleito como membro efetivo do Conselho de Administração da Companhia.

Declara que não esteve sujeito, nos últimos cinco anos, (i) a condenação criminal; (ii) a condenação em processo administrativo da CVM, do BACEN ou da SUSEP; (iii) 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 não é considerado pessoa politicamente exposta, nos termos da Resolução CVM nº 50/2021.

Órgãos da Administração:

Órgão da Administração	Data da Eleição	Prazo do mandato	Cargo eletivo ocupado	Detalhar o cargo exercido	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 **CPF:** 719.253.721-70 **Passaporte:** **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 ENGIE 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 (Unidade Global de Negócios de Infraestrutura) e, em maio de 2023, assumiu seu cargo atual como VP de RH para a América do Sul e Chefe de RH no Brasil. Atualmente é Diretora de Pessoas & Cultura da ENGIE Brasil Participações Ltda., e membro efetivo do Conselho de Administração da Companhia.

Declara que não esteve sujeita, nos últimos cinco anos, (i) a condenação criminal; (ii) a condenação em processo administrativo da CVM, do BACEN ou da SUSEP; (iii) 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 não é considerada pessoa politicamente exposta, nos termos da Resolução CVM nº 50/2021.

Órgãos da Administração:

Órgão da Administração	Data da Eleição	Prazo do mandato	Cargo eletivo ocupado	Detalhar o cargo exercido	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)		12/09/2024	Sim	12/09/2024

Condenações:

Tipo de Condenação	Descrição da Condenação
N/A	N/A

Nome SYLVIE MARIE VICENTE EP. CREDOT **CPF:** 000.000.000-00 **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. Foi Diretora Jurídica e de Ética da Unidade de Negócios Globais de Renováveis do Grupo ENGIE até o início de 2025, e recentemente assumiu a posição de Diretora Jurídica e de Ética, Suprimento e Gestão de Energia do Grupo ENGIE.

Declara que não esteve sujeita, nos últimos cinco anos, (i) a condenação criminal; (ii) a condenação em processo administrativo da CVM, do BACEN ou da SUSEP; (iii) 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 não é considerada pessoa politicamente exposta, nos termos da Resolução CVM nº 50/2021.

Órgãos da Administração:

Órgão da Administração	Data da Eleição	Prazo do mandato	Cargo eletivo ocupado	Detalhar o cargo exercido	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

Nome THAIS FERRAZ SOARES **CPF:** 011.785.937-03 **Passaporte:** **Nacionalidade:** Brasil **Profissão:** Engenheira **Data de Nascimento:** 08/09/1985

Experiência Profissional:

Nascida em 08.09.1985, é graduada em Engenharia Ambiental pela Universidade Federal do Rio de Janeiro (UFRJ), com especialização em Economia e Gestão de Energia pela COPPEAD-RJ. Ingressou no Grupo ENGIE em 2007. A partir de 2018, assumiu a gerência de Meio Ambiente, Responsabilidade Social Corporativa e Transição Energética na ENGIE Brasil Participações. Em 2019, passou a integrar a equipe da Transportadora Associada de Gás (TAG), inicialmente como Gerente de Meio Ambiente, Saúde e Segurança e, desde março de 2024, como Gerente de Pessoas e Cultura, Comunicação e Responsabilidade Social Corporativa.

Declara que não esteve sujeita, nos últimos cinco anos, (i) a condenação criminal; (ii) a condenação em processo administrativo da CVM, do BACEN ou da SUSEP; (iii) 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 não é considerada pessoa politicamente exposta, nos termos da Resolução CVM nº 50/2021.

Órgãos da Administração:

Órgão da Administração	Data da Eleição	Prazo do mandato	Cargo eletivo ocupado	Detalhar o cargo exercido	Data de posse	Foi eleito pelo controlador	Data de início do primeiro mandato
Diretoria	20/08/2025	01/06/2028	Outros Diretores	Diretora de Sustentabilidade	01/10/2025		01/10/2025

Condenações:

Tipo de Condenação	Descrição da Condenação
N/A	N/A

7.4 Composição dos comitês

Nome: ANTÔNIO CARLOS CORRÊA BENAVIDES **CPF:** 453.798.669-72 **Passaporte:** **Nacionalidade:** Brasil **Profissão:** Economista **Data de Nascimento:** 06/10/1961

Experiência Profissional:

Nascido em 06.10.1961, é formado em Ciências Econômicas pela Universidade Federal de Santa Catarina (UFSC), com MBA em Gestão do Desenvolvimento e Cooperação Internacional na Universidade Moderna de Lisboa (IML) / Universidade do Estado de Santa Catarina (UDESC) em dezembro de 1997. Possui o Certificado Profissional em Garantia de Gestão de Riscos - CRMA™, concedido pelo The Institute of Internal Auditors (The IIA). Trabalhou no Banrisul de junho de 1981 até abril de 1984. Iniciou suas atividades na Eletrosul na área de seguros em maio de 1984 até julho de 1987, quando passou a exercer sua carreira como auditor interno, desempenhando a função de Gerente da Auditoria Interna a partir de maio de 2004 até outubro de 2021, quando passou a ocupar o cargo de Gerente de Governança, Riscos e Controles (GRC). No âmbito da Companhia também foi integrante permanente dos Fóruns Gerenciamento de Riscos e de Gestão de Processos Operacionais, além do Comitê de Ética, no qual foi coordenador de maio de 2015 até junho 2019. No período de março 2008 até abril 2018 foi membro do Conselho Deliberativo da Fundação Eletrosul de Previdência e Assistência Social (ELOS) e entre maio de 2004 e outubro de 2021 participou do Comitê Técnico de Auditoria & Compliance da Fundação COGE.

Declara que não esteve sujeito, nos últimos cinco anos, (i) a condenação criminal; (ii) a condenação em processo administrativo da CVM, do BACEN ou da SUSEP; (iii) 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 não é considerado pessoa politicamente exposta, nos termos da Resolução CVM nº 50/2021.

Comitês:

Tipo comitê	Tipo auditoria	Cargo ocupado	Data posse	Prazo mandato	Descrição de outros comitês	Descrição de outro cargo/função	Data da eleição	Data de início do primeiro mandato
Comitê de Auditoria	Comitê de Auditoria Estatuário aderente a Resolução CVM nº 23/21	Membro do Comitê (Efetivo)	07/08/2025	06/05/2026			07/08/2025	07/08/2025

Condenações:

Tipo de Condenação	Descrição da Condenação
N/A	N/A

Nome:	DIRK ACHIEL MARC BEEUWSAERT	**CPF:**	000.000.000-00	**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 2017, vice-presidente do comitê de investimentos da AMEA em AbuDhabi.

Declara que não esteve sujeito, nos últimos cinco anos, (i) a condenação criminal; (ii) a condenação em processo administrativo da CVM, do BACEN ou da SUSEP; (iii) 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 não é considerado pessoa politicamente exposta, nos termos da Resolução CVM nº 50/2021.

Declara, 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	Data de início do primeiro mandato
Outros Comitês		Membro do Comitê (Efetivo)	15/03/2001	Indeterminado	Comitê Estratégico		15/03/2001	15/03/2001

Condenações:

Tipo de Condenação	Descrição da Condenação
N/A	N/A

Nome:	EDUARDO ANTONIO GORI SATTAMINI	**CPF:**	821.111.117-91	**Passaporte:**		**Nacionalidade:**	Brasil	**Profissão:**	Economista	**Data de Nascimento:**	08/02/1965

Experiência Profissional:

Nascido em 08.02.1965, 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, da London Business School. Trabalhou na área naval tendo exercido várias funções gerenciais em empresas de navegação, estaleiros e apoio marítimo, entre elas a de Diretor Superintendente da Metalnave S.A. e Diretor Financeiro das Indústrias Verolme-Ishibras S.A. Iniciou 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. e da Usina Hidrelétrica de Jirau. Exerce o cargo de Diretor-Presidente da ENGIE Brasil Energia S.A desde julho de 2016 e desde abril de 2025 assumiu a posição de CEO do Grupo ENGIE no Brasil e de Diretor Geral de Renováveis na América Latina. No Grupo ENGIE, foi também Managing Director Brazil for Renewables and FlexGen business units.

Declara que não esteve sujeito, nos últimos cinco anos, (i) a condenação criminal; (ii) a condenação em processo administrativo da CVM, do BACEN ou da SUSEP; (iii) 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 não é considerado pessoa politicamente exposta, nos termos da Resolução CVM nº 50/2021.

Comitês:

Tipo comitê	Tipo auditoria	Cargo ocupado	Data posse	Prazo mandato	Descrição de outros comitês	Descrição de outro cargo/função	Data da eleição	Data de início do primeiro mandato
Outros Comitês		Outros	12/09/2016	Indeterminado	Coordenador do Comitê Estratégico	Diretor Presidente e responsável pela área de Auditoria Interna.	12/09/2016	12/09/2016

Condenações:

Tipo de Condenação	Descrição da Condenação
N/A	N/A

Nome: EDUARDO VETERE **CPF:** 137.753.318-24 **Passaporte:** **Nacionalidade:** Argentina **Profissão:** Economista **Data de Nascimento:** 03/09/1977

Experiência Profissional:

Nascido em 03.09.1977, economista, iniciou sua carreira em finanças na ELF Argentina em 2000. Posteriormente, mudou-se para Paris, onde atuou como Analista Financeiro Sênior na ATOFINA - TOTAL. Em 2005, ingressou na Energy Consulting Services da GDF SUEZ em Buenos Aires, ocupando posições estratégicas nas áreas de comercialização e programação de gás, além da gestão de portfólio, o que o levou a atuar como Trader Sênior de Gás Natural e GNL na Argentina. Em 2013, passou a liderar áreas de Recursos Humanos como CHRO da GNLS (joint venture ENGIE / MARUBENI) no Uruguai, conduzindo a estratégia de RH de um importante projeto industrial offshore de GNL e negociações sindicais. Em 2016, assumiu o cargo de PMO Sênior de RH para a ENGIE América Latina, liderando a implementação regional de diversos projetos de RH em cinco países. Em 2017, tornou-se CHRO da ENGIE Services Chile, à frente de uma grande empresa de serviços de facilities management com 5.000 colaboradores, marcada por intenso diálogo social. Posteriormente, participou da aquisição da CAM, ampliando sua atuação para 10.000 colaboradores no Chile, Peru e Colômbia. Em 2019, assumiu o cargo de Vice-Presidente de RH das Américas na ENGIE Impact, com sede em Nova York, onde contribuiu para a estruturação da prática de sustentabilidade nos Estados Unidos, Chile e Peru. Em 2022 foi nomeado Diretor Global de Talentos do Grupo ENGIE (Paris) para as áreas de Networks e GEMS. Em 2025 assumiu a posição de Head dos Diretores Globais de Talentos do Grupo.

Declara que não esteve sujeito, nos últimos cinco anos, (i) a condenação criminal; (ii) a condenação em processo administrativo da CVM, do BACEN ou da SUSEP; (iii) 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 não é considerado pessoa politicamente exposta, nos termos da Resolução CVM nº 50/2021.

Comitês:

Tipo comitê	Tipo auditoria	Cargo ocupado	Data posse	Prazo mandato	Descrição de outros comitês	Descrição de outro cargo/função	Data da eleição	Data de início do primeiro mandato
Outros Comitês		Membro do Comitê (Efetivo)	01/01/2026	Indeterminado	Comitê de Sustentabilidade		12/12/2025	01/01/2026
Outros Comitês		Membro do Comitê (Efetivo)	01/01/2026	Indeterminado	Comitê de Ética		12/12/2025	01/01/2026

Condenações:

Tipo de Condenação	Descrição da Condenação
N/A	N/A

Nome:	FELIPE DE QUEIROZ BATISTA	**CPF:**	082.344.607-73	**Passaporte:**		**Nacionalidade:**	Brasil	**Profissão:**	Advogado	**Data de Nascimento:**	15/02/1979

Experiência Profissional:

Nascido em 15.02.1979, é formado em direito pela PUC-Rio em 2001 e inscrito na Ordem dos Advogados do Brasil, tem formação de educação continuada em Negociação Avançada pela Fundação Getúlio Vargas (2009) e em Mediação Corporativa pelo Centre de Médiation et d'Arbitrage de Paris - CMAP (2017). Trabalhou como membro da equipe de project finance do Pinheiro Neto Advogados até 2009, com experiência como associado internacional no Shearman & Sterling LLP - Nova York em 2006 e 2007. Ingressou no Grupo ENGIE em 2009, como Head Legal Counsel da Jirau Energia S/A (antiga Energia Sustentável do Brasil S/A) e, de 2016 a 2019, como Deputy Head Legal Counsel da ENGIE Brasil Participações Ltda., responsável pela resolução de conflitos e implantação de projetos no Brasil. Também atuou como diretor Jurídico e de Ética da Transportadora Associada de Gás S.A. (TAG), entre 2019 e 2024. Ocupou o cargo de conselheiro, efetivo ou suplente, em diversas empresas do grupo, a saber, Itá Energética S.A., Jirau Energia S.A e Usina Termelétrica Pampa Sul S.A. Atualmente é conselheiro suplente da Transportadora Associada de Gás S.A. (TAG), Diretor de Gestão de Participações Societárias da ENGIE Brasil Participações Ltda. e Diretor Jurídico e de Ética na ENGIE Brasil Energia S.A.

Declara que não esteve sujeito, nos últimos cinco anos, (i) a condenação criminal; (ii) a condenação em processo administrativo da CVM, do BACEN ou da SUSEP; (iii) 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 não é considerado pessoa politicamente exposta, nos termos da Resolução CVM nº 50/2021.

Comitês:

Tipo comitê	Tipo auditoria	Cargo ocupado	Data posse	Prazo mandato	Descrição de outros comitês	Descrição de outro cargo/função	Data da eleição	Data de início do primeiro mandato
Outros Comitês		Membro do Comitê (Efetivo)	26/06/2025	Indeterminado	Coordenador do Comitê de Ética		26/06/2025	26/06/2025

Condenações:

Tipo de Condenação	Descrição da Condenação
N/A	N/A

Nome: GABRIEL MANN DOS SANTOS **CPF:** 983.371.819-15 **Passaporte:** **Nacionalidade:** Brasil **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 ENGIE 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. Em junho de 2025 tomou posse para o cargo de Diretor de Regulação e Estratégia da Companhia e em julho de 2025 a denominação desta diretoria passou a ser: Regulação, Estratégia e Comunicação.

Declara que não esteve sujeito, nos últimos cinco anos, (i) a condenação criminal; (ii) a condenação em processo administrativo da CVM, do BACEN ou da SUSEP; (iii) 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 não é considerado pessoa politicamente exposta, nos termos da Resolução CVM nº 50/2021.

Comitês:

Tipo comitê	Tipo auditoria	Cargo ocupado	Data posse	Prazo mandato	Descrição de outros comitês	Descrição de outro cargo/função	Data da eleição	Data de início do primeiro mandato
Outros Comitês		Membro do Comitê (Efetivo)	26/06/2025	Indeterminado	Comitê de Sustentabilidade		26/06/2025	26/06/2025

Condenações:

Tipo de Condenação	Descrição da Condenação
N/A	N/A

Nome: GUSTAVO HENRIQUE LABANCA NOVO **CPF:** 000.674.107-07 **Passaporte:** **Nacionalidade:** Brasil **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), Pós-Graduação em Avaliação de Empresas e Projetos pela FGV-RJ, e MBA em Engenharia Nuclear pela ABDAN / ABDIB / COPPE (UFRJ). Ingressou na ENGIE em 1998. De junho de 2019 até março de 2025 foi o CEO da TAG, tendo assumido o cargo de Managing Director Power Networks Brazil no Grupo ENGIE. Em julho de 2021 assumiu o cargo de Chefe de Operações Brasil para GBU Networks (Unidade Global de Negócios de 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. Atualmente ocupa o cargo de membro suplente do Conselho de Administração e de Diretor de Transmissão de Energia da Companhia.

Declara que não esteve sujeito, nos últimos cinco anos, (i) a condenação criminal; (ii) a condenação em processo administrativo da CVM, do BACEN ou da SUSEP; (iii) 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 não é considerado pessoa politicamente exposta, nos termos da Resolução CVM nº 50/2021.

Comitês:

Tipo comitê	Tipo auditoria	Cargo ocupado	Data posse	Prazo mandato	Descrição de outros comitês	Descrição de outro cargo/função	Data da eleição	Data de início do primeiro mandato
Outros Comitês		Membro do Comitê (Efetivo)	05/05/2016	Indeterminado	Comitê Estratégico		05/05/2016	05/05/2016

Condenações:

Tipo de Condenação	Descrição da Condenação
N/A	N/A

Nome: MANOEL EDUARDO LIMA LOPES **CPF:** 046.227.237-00 **Passaporte:** **Nacionalidade:** Brasil **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.

Declara, 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	Data de início do primeiro mandato
Comitê de Auditoria	Comitê de Auditoria Estatuário aderente a Resolução CVM nº 23/21	Membro do Comitê (Efetivo)	07/05/2024	06/05/2026			07/05/2024	05/05/2022

Condenações:

Tipo de Condenação	Descrição da Condenação
N/A	N/A

Nome: MAURÍCIO STOLLE BÄHR **CPF:** 748.528.847-49 **Passaporte:** **Nacionalidade:** Brasil **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., Diretor Financeiro da Nacional Energética S.A. e Diretor Presidente da ENGIE Brasil Participações Ltda. Atualmente é Presidente do Conselho de Administração da Companhia, da Transportadora Associada de Gás S.A. (TAG) e da Jirau Energia S.A.

Declara que não esteve sujeito, nos últimos cinco anos, (i) a condenação criminal; (ii) a condenação em processo administrativo da CVM, do BACEN ou da SUSEP; (iii) 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 não é considerado pessoa politicamente exposta, nos termos da Resolução CVM nº 50/2021.

Comitês:

Tipo comitê	Tipo auditoria	Cargo ocupado	Data posse	Prazo mandato	Descrição de outros comitês	Descrição de outro cargo/função	Data da eleição	Data de início do primeiro mandato
Outros Comitês		Membro do Comitê (Efetivo)	25/06/1999	Indeterminado	Comitê Estratégico		25/06/1999	25/06/1999

Condenações:

Tipo de Condenação	Descrição da Condenação
N/A	N/A

Nome: MIGUEL BEDUSCHI NAHAS **CPF:** 053.490.399-11 **Passaporte:** **Nacionalidade:** Brasil **Profissão:** Engenheiro **Data de Nascimento:** 05/09/1986

Experiência Profissional:

Nascido em 05.09.1986, é formado em Engenharia Mecânica pela Universidade Federal de Santa Catarina, com MBA Executivo da Fundação Dom Cabral. Engenheiro de Manutenção de usinas termelétricas de 2012 a 2019, com experiência em planejamento de grandes paradas e manutenções preventivas. Coordenador de Governança e Planejamento Empresarial de 2019 a 2022, e de Controles Internos e Riscos Operacionais de 2022 a 2025. Atualmente é Gerente de Governança, Riscos Operacionais e Controles Internos.

Declara que não esteve sujeito, nos últimos cinco anos, (i) a condenação criminal; (ii) a condenação em processo administrativo da CVM, do BACEN ou da SUSEP; (iii) 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 não é considerado pessoa politicamente exposta, nos termos da Resolução CVM nº 50/2021.

Comitês:

Tipo comitê	Tipo auditoria	Cargo ocupado	Data posse	Prazo mandato	Descrição de outros comitês	Descrição de outro cargo/função	Data da eleição	Data de início do primeiro mandato
Outros Comitês		Membro do Comitê (Efetivo)	26/06/2025	Indeterminado	Comitê de Ética		26/06/2025	26/06/2025

Condenações:

Tipo de Condenação	Descrição da Condenação
N/A	N/A

Nome:	PAULO DE RESENDE SALGADO	**CPF:**	161.008.917-00	**Passaporte:**		**Nacionalidade:**	Brasil	**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 não esteve sujeito, nos últimos cinco anos, (i) a condenação criminal; (ii) a condenação em processo administrativo da CVM, do BACEN ou da SUSEP; (iii) 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 não é considerado pessoa politicamente exposta, nos termos da Resolução CVM nº 50/2021.

Declara, 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	Data de início do primeiro mandato
Comitê de Auditoria	Comitê de Auditoria Estatuário aderente a Resolução CVM nº 23/21	Outros	07/05/2024	06/05/2026		Coordenador do Comitê de Auditoria	07/05/2024	14/05/2020

Condenações:

Tipo de Condenação	Descrição da Condenação
N/A	N/A

Nome: PAULO JORGE TAVARES ALMIRANTE **CPF:** 000.000.000-00 **Passaporte:** C621425 **Nacionalidade:** Portugal **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 ENGIE. 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 não esteve sujeito, nos últimos cinco anos, (i) a condenação criminal; (ii) a condenação em processo administrativo da CVM, do BACEN ou da SUSEP; (iii) 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 não é considerado pessoa politicamente exposta, nos termos da Resolução CVM nº 50/2021.

Comitês:

Tipo comitê	Tipo auditoria	Cargo ocupado	Data posse	Prazo mandato	Descrição de outros comitês	Descrição de outro cargo/função	Data da eleição	Data de início do primeiro mandato
Outros Comitês		Membro do Comitê (Efetivo)	24/07/2016	Indeterminado	Comitê Estratégico		24/07/2016	24/07/2016

Nome: PIERRE AUGUSTE GRATIEN LEBLANC **CPF:** 020.852.737-00 **Passaporte:** **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 atuou como Chefe Global das finanças da GBS. Atualmente é Diretor Presidente e Financeiro da ENGIE Brasil Participações Ltda., membro suplente do Conselho de Administração e Diretor Financeiro e de Relações com Investidores da Companhia.

Declara que não esteve sujeito, nos últimos cinco anos, (i) a condenação criminal; (ii) a condenação em processo administrativo da CVM, do BACEN ou da SUSEP; (iii) 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 não é considerado pessoa politicamente exposta, nos termos da Resolução CVM nº 50/2021.

Comitês:

Tipo comitê	Tipo auditoria	Cargo ocupado	Data posse	Prazo mandato	Descrição de outros comitês	Descrição de outro cargo/função	Data da eleição	Data de início do primeiro mandato
Outros Comitês		Membro do Comitê (Efetivo)	26/06/2025	Indeterminado	Comitê de Sustentabilidade		26/06/2025	26/06/2025

Condenações:

Tipo de Condenação	Descrição da Condenação
N/A	N/A

Nome:	PIERRE JEAN BERNARD GUIOLLOT	**CPF:**	000.000.000-00	**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. Iniciou sua carreira como Auditor na KPMG. 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 ENGIE 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 e Presidente do Comite de Auditoria da ENGIE Global Market SAS.

Declara que não esteve sujeito, nos últimos cinco anos, (i) a condenação criminal; (ii) a condenação em processo administrativo da CVM, do BACEN ou da SUSEP; (iii) 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 não é considerado pessoa politicamente exposta, nos termos da Resolução CVM nº 50/2021.

Comitês:

Tipo comitê	Tipo auditoria	Cargo ocupado	Data posse	Prazo mandato	Descrição de outros comitês	Descrição de outro cargo/função	Data da eleição	Data de início do primeiro mandato
Outros Comitês		Membro do Comitê (Efetivo)	05/05/2016	Indeterminado	Comitê Estratégico		05/05/2016	05/05/2016

Nome: SOPHIE BRIGITTE SYLVIANE ANGRAND QUARRÉ DE VERNEUIL **CPF:** 719.253.721-70 **Passaporte:** **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 ENGIE 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 (Unidade Global de Negócios de Infraestrutura) e, em maio de 2023, assumiu seu cargo atual como VP de RH para a América do Sul e Chefe de RH no Brasil. Atualmente é Diretora de Pessoas & Cultura da ENGIE Brasil Participações Ltda., e membro efetivo do Conselho de Administração da Companhia.

Declara que não esteve sujeita, nos últimos cinco anos, (i) a condenação criminal; (ii) a condenação em processo administrativo da CVM, do BACEN ou da SUSEP; (iii) 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 não é considerada pessoa politicamente exposta, nos termos da Resolução CVM nº 50/2021.

Comitês:

Tipo comitê	Tipo auditoria	Cargo ocupado	Data posse	Prazo mandato	Descrição de outros comitês	Descrição de outro cargo/função	Data da eleição	Data de início do primeiro mandato
Outros Comitês		Membro do Comitê (Efetivo)	08/08/2023	Indeterminado	Comitê Estratégico		08/08/2023	08/08/2023

Condenações:

Tipo de Condenação	Descrição da Condenação
N/A	N/A

Nome: TAÍSA MACHADO SENA **CPF:** 027.426.439-07 **Passaporte:** **Nacionalidade:** Brasil **Profissão:** Contadora **Data de Nascimento:** 14/12/1979

Experiência Profissional:

Nascida em 14.12.1979, é formada em Ciências Contábeis pela Universidade Federal de Santa Catarina em 2005 e em Educação Física pela Universidade do Estado de Santa Catarina em 2001. Possui MBA em Gestão com ênfase em Liderança e Inovação pela Fundação Getúlio Vargas (FGV) e as seguintes certificações emitidas pelo Instituto Global de Auditoria Interna (The IIA): Certification in Control Self-Assessment (CCSA) e Certified Internal Auditor (CIA). Trabalhou em firma de auditoria externa antes de ingressar como auditora interna na ENGIE Brasil Energia em 2008. Em 2021 foi nomeada gerente da Auditoria Interna e, portanto, como membro do Comitê de Ética. Atualmente está como membro suplente do Conselho Deliberativo da PREVIG, entidade fechada de previdência complementar, indicada pela patrocinadora ENGIE.

Declara que não esteve sujeita, nos últimos cinco anos, (i) a condenação criminal; (ii) a condenação em processo administrativo da CVM, do BACEN ou da SUSEP; (iii) 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 não é considerada pessoa politicamente exposta, nos termos da Resolução CVM nº 50/2021.

Comitês:

Tipo comitê	Tipo auditoria	Cargo ocupado	Data posse	Prazo mandato	Descrição de outros comitês	Descrição de outro cargo/função	Data da eleição	Data de início do primeiro mandato
Outros Comitês		Membro do Comitê (Efetivo)	26/06/2025	Indeterminado	Comitê de Ética		26/06/2025	01/10/2021

Condenações:

Tipo de Condenação	Descrição da Condenação
N/A	N/A

Nome: THAIS FERRAZ SOARES **CPF:** 011.785.937-03 **Passaporte:** **Nacionalidade:** Brasil **Profissão:** Engenheira **Data de Nascimento:** 08/09/1985

Experiência Profissional:

Nascida em 08.09.1985, é graduada em Engenharia Ambiental pela Universidade Federal do Rio de Janeiro (UFRJ), com especialização em Economia e Gestão de Energia pela COPPEAD-RJ. Ingressou no Grupo ENGIE em 2007. A partir de 2018, assumiu a gerência de Meio Ambiente, Responsabilidade Social Corporativa e Transição Energética na ENGIE Brasil Participações. Em 2019, passou a integrar a equipe da Transportadora Associada de Gás (TAG), inicialmente como Gerente de Meio Ambiente, Saúde e Segurança e, desde março de 2024, como Gerente de Pessoas e Cultura, Comunicação e Responsabilidade Social Corporativa.

Declara que não esteve sujeita, nos últimos cinco anos, (i) a condenação criminal; (ii) a condenação em processo administrativo da CVM, do BACEN ou da SUSEP; (iii) 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 não é considerada pessoa politicamente exposta, nos termos da Resolução CVM nº 50/2021.

Comitês:

Tipo comitê	Tipo auditoria	Cargo ocupado	Data posse	Prazo mandato	Descrição de outros comitês	Descrição de outro cargo/função	Data da eleição	Data de início do primeiro mandato
Outros Comitês		Membro do Comitê (Efetivo)	01/10/2025	Indeterminado	Coordenadora do Comitê de Sustentabilidade		20/08/2025	01/10/2025

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 relação conjugal, união estável ou parentesco até o segundo grau 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 31/12/2024

Administrador do Emissor

EDUARDO ANTONIO GORI SATTAMINI	821.111.117-91	Controle	Controlada Direta
Diretor Presidente	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 social.

Administrador do Emissor

EDUARDO ANTONIO GORI SATTAMINI	821.111.117-91	Controle	Controlada Direta
Diretor Presidente	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 em conjunto da TAG, na qual detém 17,50% de participação no capital social.

Administrador do Emissor

MAURÍCIO STOLLE BÄHR	748.528.847-49	Controle	Controlada Direta
Presidente do Conselho de Administração	N/A	Brasileiro(a) - Brasil	

Pessoa Relacionada

TRANSPORTADORA ASSOCIADA DE GÁS S.A. (TAG)	06.248.349/0001-23		
Presidente do Conselho de Administração	N/A	Brasileiro(a) - Brasil	

Observação

A Companhia é controladora em conjunto da TAG, na qual detém 17,50% de participação no capital social.

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			
GUSTAVO HENRIQUE LABANCA NOVO	000.674.107-07	Controle	Controlada Direta
Membro Suplente do Conselho de Administração e Diretor de Transmissão de Energia	N/A	Brasileiro(a) - Brasil	
Pessoa Relacionada			
TRANSPORTADORA ASSOCIADA DE GÁS S.A. (TAG)	06.248.349/0001-23		
Conselheiro Suplente	N/A	Brasileiro(a) - Brasil	
Observação			
A Companhia é controladora em conjunto da TAG, na qual detém 17,50% de participação no capital social.			
Administrador do Emissor			
PAULO JORGE TAVARES ALMIRANTE		Controle	Controlador Indireto
Vice-Presidente do Conselho de Administração	CC963390	Estrangeiro(a) - Portugal	
Pessoa Relacionada			
ENGIE S.A.			
Vice-Presidente Executivo de Renováveis	N/A	Estrangeiro(a) - Portugal	
Observação			
N/A			
Administrador do Emissor			
PIERRE JEAN BERNARD GUIOLLOT		Controle	Controlador Indireto
Membro titular do Conselho de Administração	12CE76848	Estrangeiro(a) - França	
Pessoa Relacionada			
ENGIE S.A.			
Diretor Financeiro da Unidade de Negócios de Renováveis	N/A	Estrangeiro(a) - Bélgica	
Observação			
N/A			
Administrador do Emissor			
SYLVIE MARIE VICENTE EP. CREDOT		Controle	Controlador Indireto

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**	
Membro suplente do Conselho de Administração	21CK23382	Estrangeiro(a) - Itália	
Pessoa Relacionada			
ENGIE S.A.			
Diretora Jurídica e de Ética, Suprimento e Gestão de Energia do Grupo ENGIE	N/A	Estrangeiro(a) - Bélgica	
Observação			
N/A			
Administrador do Emissor			
SOPHIE BRIGITTE SYLVIANE ANGRAND QUARRÉ DE VERNEUIL	719.253.721-70	Controle	Controlador Direto
Membro Titular do Conselho de Administração e Diretora de Recursos Humanos	N/A	Brasileiro(a) - Brasil	
Pessoa Relacionada			
ENGIE BRASIL PARTICIPAÇÕES LTDA.	01.370.013/0001-15		
Diretora de Pessoas & Cultura	N/A	Brasileiro(a) - Brasil	
Observação			
N/A			
Administrador do Emissor			
PIERRE AUGUSTE GRATIEN LEBLANC	020.852.737-00	Controle	Controlador Direto
Membro Suplente do Conselho de Administração e Diretor Financeiro e de Relações com Investidores	N/A	Brasileiro(a) - Brasil	
Pessoa Relacionada			
ENGIE BRASIL PARTICIPAÇÕES LTDA.	01.370.013/0001-15		
Diretor Presidente e Financeiro	N/A	Brasileiro(a) - Brasil	
Observação			
N/A			

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 31/12/2023

Administrador do Emissor

EDUARDO ANTONIO GORI SATTAMINI	821.111.117-91	Controle	Controlada Direta
Diretor Presidente	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 social.

Administrador do Emissor

EDUARDO ANTONIO GORI SATTAMINI	821.111.117-91	Controle	Controlada Direta
Diretor Presidente	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 em conjunto da TAG, na qual detém 17,50% de participação no capital social.

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

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**	
GUSTAVO HENRIQUE LABANCA NOVO	000.674.107-07	Controle	Controlada Direta
Membro Suplente do Conselho de Administração	N/A	Brasileiro(a) - Brasil	
Pessoa Relacionada			
TRANSPORTADORA ASSOCIADA DE GÁS S.A. (TAG)	06.248.349/0001-23		
Conselheiro Suplente	N/A	Brasileiro(a) - Brasil	
Observação			
A TAG é um empreendimento controlado em conjunto, na qual a Companhia possuía 32,50% de participação em seu capital até janeiro de 2024 quando passou a deter 17,50% de participação em seu capital.			
Administrador do Emissor			
PAULO JORGE TAVARES ALMIRANTE		Controle	Controlador Indireto
Vice-Presidente do Conselho de Administração	CC963390	Estrangeiro(a) - Portugal	
Pessoa Relacionada			
ENGIE S.A.	00.000.000/0000-00		
Vice-Presidente Executivo de Renováveis	N/A	Estrangeiro(a) - Bélgica	
Observação			
Administrador do Emissor			
PIERRE JEAN BERNARD GUIOLLOT		Controle	Controlador Indireto
Membro titular 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	Estrangeiro(a) - Bélgica	
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**	
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.			
Diretora Jurídica e de Ética, Suprimento e Gestão de Energia do Grupo ENGIE	N/A	Estrangeiro(a) - Bélgica	
Observação			
N/A			

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			
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 TAG é um empreendimento controlado em conjunto, na qual a Companhia possuía 32,50% de participação em seu capital até janeiro de 2024 quando passou a deter 17,50% 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			
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	N/A	Estrangeiro(a) - Bélgica	
Observação			
Administrador do Emissor			
PAULO JORGE TAVARES ALMIRANTE		Controle	Controlador Indireto
Vice-Presidente do Conselho de Administração	CC963390	Estrangeiro(a) - Portugal	
Pessoa Relacionada			
ENGIE S.A.	00.000.000/0000-00		
Vice-Presidente Executivo de Renováveis	N/A	Estrangeiro(a) - Bélgica	
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**	
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

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 2025 e o prêmio líquido é de R$ 438.895,33. O valor deste seguro abrange as empresas do Grupo ENGIE e, portanto, a Companhia.

7.8 Outras informações relevantes

Complemento à Composição do Conselho de Administração e do Conselho Fiscal

Em 09 de janeiro de 2024, o presidente do Conselho de Administração recebeu carta de renúncia de André de Aquino Fontenelle Cangucú ao cargo de membro suplente do Conselho de Administração, com efeito desde 31 de dezembro de 2023. Em decorrência de sua saída, o cargo permaneceu vago até a Assembleia Geral Ordinária ocorrida em 25 de abril de 2024.

Na 27ª Assembleia Geral Ordinária, realizada em 25 de abril de 2024, cuja ata encontra-se disponível na página de Relações com Investidores da Companhia (www.engie.com.br/investidores/ > Investidores > Assembleias e Reuniões do Conselho) e no site da CVM (sistemas.cvm.gov.br/), foi eleita a nova composição do Conselho de Administração, além da instalação do Conselho Fiscal em virtude da solicitação por parte de 88,05% dos acionistas detentores de ações com direito a voto, nos termos do artigo 161 da Lei nº 6.404/1976. Na mesma Assembleia foi, ainda, deliberado a reeleição dos membros do Conselho Fiscal, eleitos em 26 de abril de 2023.

Na 28ª Assembleia Geral Ordinária, realizada em 25 de abril de 2025, cuja ata encontra-se disponível na página de Relações com Investidores da Companhia (www.engie.com.br/investidores/ > Investidores > Assembleias e Reuniões do Conselho) e no site da CVM (sistemas.cvm.gov.br/), foi instalado o Conselho Fiscal em virtude de solicitação por parte de 88,04% dos acionistas detentores de ações com direito a voto, nos termos do artigo 161 da Lei nº 6.404/1976. Na mesma Assembleia foi, ainda, deliberada a eleição dos membros do Conselho Fiscal, eleitos em 25 de abril de 2025.

Em 25 de abril de 2025, o presidente do Conselho de Administração recebeu carta de renúncia de Carla Carvalho de Carvalho, ao cargo de membro do Comitê de Auditoria Estatutário, em razão da sua eleição como membro do Conselho Fiscal da Companhia. Em decorrência de sua saída, o cargo permaneceu vago até a eleição de seu substituto.

Em 26 de junho de 2025, o presidente do Conselho de Administração recebeu carta de renúncia de Felisa Del Carmen Ros ao cargo de membro suplente do Conselho de Administração, com efeito desde essa data. Em decorrência de sua saída, o Conselho de Administração indicou Eduardo Antonio Gori Sattamini, Diretor Presidente da Companhia, para acumular a posição de Conselheiro Suplente. Esta nomeação foi submetida à deliberação dos acionistas em Assembleia Geral Extraordinária que ocorreu em 15 de agosto de 2025 e, portanto, o Sr. Eduardo Antonio Gori Sattamini tomou posse como Conselheiro Suplente da Companhia nessa data.

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

A composição do Comitê de Auditoria Estatutário, conforme previsto nos artigos 28 e 29 do Estatuto Social da Companhia, foi aprovada, por unanimidade, na reunião do Conselho de Administração da Companhia realizada em 7 de maio 2024 para um mandato de 2 (dois) anos. Ressalta-se, contudo, que um dos membros do Comitê renunciou ao cargo, conforme comunicado ao mercado divulgado em 25 de abril de 2025.

Na reunião do Conselho de Administração, realizada em 26 de junho de 2025, foi aprovada, por unanimidade, a indicação do Sr. Antônio Carlos Corrêa Benavides, como membro do Comitê de Auditoria Estatutário, em virtude da renúncia da Sra. Carla Carvalho de Carvalho ao cargo, que passou a compor o Conselho Fiscal da Companhia. Na reunião do Conselho de Administração da Companhia realizada em 07 de agosto de 2025, o Sr. Antônio Carlos Corrêa Benavides foi eleito para o cargo de membro do Comitê de Auditoria Estatutário, com mandato vigente até maio de 2026.

7.8 Outras informações relevantes

As atas estão disponíveis na página de Relações com Investidores da Companhia (www.engie.com.br/investidores/ > Investidores > Assembleias e Reuniões do Conselho) e no site da CVM (sistemas.cvm.gov.br/).

Composição da Diretoria e do Comitê Estratégico

Na 263ª Reunião do Conselho de Administração, realizada em 19 de setembro de 2024, foi eleito, por unanimidade, o Sr. Paulo Henrique Muller, para o cargo de Diretor de Implantação da Companhia, com mandato iniciando a partir de 01 de outubro de 2024 e pelo prazo que resta à atual diretoria, ou seja, até 05 de maio de 2025. A nomeação ocorre em substituição ao Sr. Márcio Daian Neves, que assumiu novos desafios profissionais.

Na 271ª Reunião do Conselho de Administração, realizada em 07 de maio de 2025, foi aprovada, por unanimidade, a reeleição dos atuais membros da Diretoria Executiva da Companhia, com mandato de 3 (três) anos, a partir do dia 1º de junho de 2025: i) para o cargo de Diretor Presidente, Eduardo Antonio Gori Sattamini; ii) para o cargo de Diretor de Operação, José Luiz Jansson Laydner; iii) para o cargo de Diretor de Regulação e Estratégia, Gabriel Mann dos Santos; iv) para o cargo de Diretor de Novos Negócios, Guilherme Slovinski Ferrari; v) para o cargo de Diretor Financeiro e de Relações com Investidores, Eduardo Takamori Guiyotoku; vi) para o cargo de Diretor de Gestão e Comercialização de Energia, Marcos Keller Amboni; vii) para o cargo de Diretora de Pessoas, Processos e Sustentabilidade, Luciana Moura Nabarrete; e viii) para o cargo de Diretor de Implantação, Paulo Henrique Muller, todos com mandato até 1º de junho de 2028.

Na 274ª Reunião do Conselho de Administração, realizada em 26 de junho de 2025, foi aprovada, por unanimidade, passando a ter vigência a partir do dia 1º de julho de 2025: (i) a eleição do Sr. Pierre Auguste Gratien Leblanc, para o cargo de Diretor Financeiro e de Relações com Investidores, em substituição ao Sr. Eduardo Takamori Guiyotoku, que assumirá novos desafios dentro do Grupo ENGIE; (ii) a extinção das posições de Diretor de Operação, Diretor de Implantação e Diretora de Pessoas, Processos e Sustentabilidade, e a destituição dos respectivos Diretores: José Luiz Jansson Laydner; Paulo Henrique Muller; e Luciana Moura Nabarrete, que assumirá novos desafios dentro do Grupo ENGIE; (iii) a extinção da posição de Diretor de Novos Negócios. Seu ocupante, Guilherme Slovinski Ferrari, assumirá uma nova posição na Diretoria Executiva, criada neste ato, tornando-se Diretor de Energias Renováveis e Armazenamento; (iv) a criação e a eleição de outros 3 (três) novos cargos de Diretor Executivo, quais sejam: Diretor de Transmissão de Energia, Diretor Jurídico e de Ética e Diretora de Recursos Humanos, que serão assumidos, respectivamente, pelos(as) Senhores(as): Gustavo Henrique Labanca Novo, Felipe de Queiroz Batista e Sophie Brigitte Sylviane Angrand Quarré de Verneuil; (v) a alteração da nomenclatura da posição de Diretor de Regulação e Estratégia para Diretor de Regulação, Estratégia e Comunicação; (vi) e, finalmente, a criação de uma posição adicional na Diretoria Executiva, para além do limite definido no Estatuto Social, a ser submetida à Assembleia Geral. Portanto, a partir do dia 1º de julho de 2025 a Diretoria Executiva da Companhia passará a ser a seguinte: a) para o cargo de Diretor Presidente, Eduardo Antonio Gori Sattamini; b) para o cargo de Diretor de Transmissão de Energia, Gustavo Henrique Labanca Novo; c) para o cargo de Diretor de Regulação, Estratégia e Comunicação, Gabriel Mann dos Santos d) para o cargo de Diretor de Energias Renováveis e Armazenamento, Guilherme Slovinski Ferrari; e) para o cargo de Diretor Financeiro e de Relações com Investidores, Pierre Auguste Gratien Leblanc; f) para o cargo de Diretor de Gestão e Comercialização de Energia, Marcos Keller Amboni; g) para o cargo de Diretora de Recursos Humanos, Sophie Brigitte Sylviane Angrand Quarré de Verneuil; e h) para o cargo de Diretor Jurídico e de Ética, Felipe de Queiroz Batista, e pelo prazo que resta à atual diretora, ou seja, até 1º de junho de 2028.

7.8 Outras informações relevantes

Na Assembleia Geral Extraordinária da Companhia, realizada no dia 15 de agosto de 2025, foi aprovada a alteração do estatuto social da Companhia para aumentar o número de membros da diretoria de 8 (oito) para até 9 (nove) e por conta disso, na 280ª Reunião de Conselho de Administração da Companhia, realizada dia 20 de agosto 2025, foi indicada a Sra. Thais Ferraz Soares, brasileira, engenheira ambiental, casada, portadora da cédula de identidade nº 131055261 emitida por IFP/RJ, inscrita no CPF sob o nº 011.785.937-03, para o cargo de Diretora de Sustentabilidade da Companhia, que tomou posse no dia 1º de outubro de 2025 e pelo prazo que resta à atual diretoria, ou seja, até 1º de junho de 2028.

Na 285ª Reunião do Conselho de Administração, realizada em 13 de novembro de 2025, em substituição à Diretora de Recursos Humanos, Sra. Sophie Brigitte Sylviane Angrand Quarrel de Verneuil, que assumirá nova posição no Grupo ENGIE em Paris, foi eleito, por unanimidade, o Sr. Eduardo Vetere, argentino, casado, economista, portador do passaporte nº AAH031457, com mandato iniciando no dia 1º de janeiro de 2026 e pelo prazo que resta à atual diretoria, ou seja, até 1º de junho de 2028, sendo que, findo o mandato, o diretor permanecerá no exercício do cargo até a investidura do diretor que o substituir, nos termos da lei e do Estatuto Social da Companhia.

As atas estão disponíveis na página de Relações com Investidores da Companhia (www.engie.com.br/investidores/ > Investidores > Assembleias e Reuniões do Conselho) e no site da CVM (sistemas.cvm.gov.br/).

Adesão às boas práticas

Para contribuir com a evolução contínua da gestão, o Conselho de Administração realiza regularmente uma avaliação do nível de adesão da ENGIE Brasil Energia às recomendações do Código Brasileiro de Governança Corporativa, conforme Resolução CVM 80. O Informe sobre o Código Brasileiro de Governança está disponível na página de Relações com Investidores da Companhia (www.engie.com.br/investidores/ > Investidores > Governança Corporativa), bem como nos sites da B3 (www.b3.com.br) e da CVM (sistemas.cvm.gov.br/), indicando princípios e práticas previstos e aplicados, assim como eventuais desvios verificados, com as devidas justificativas. Em 2024, 96% das recomendações aplicáveis à Companhia foram integralmente atendidas.

8.1 Política ou prática de remuneração

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 ENGIE e as referências de remuneração obtidas por meio de pesquisas salariais realizadas por consultorias especializadas. O Conselho de Administração aprovou, em 27 de fevereiro de 2024, a Política de Remuneração de Conselheiros, Diretores e Membros de Comitê ("Política de Remuneração"), a qual está disponível na página de Relações com Investidores da Companhia (www.engie.com.br/investidores/ > Investidores > Estatuto Social, Códigos e Políticas).

A prática de remuneração para membros do Conselho de Administração, da Diretoria Executiva (prevista no Estatuto Social), 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 pelas remunerações descritas no item 8.1 c) abaixo.

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;

Os montantes da remuneração são propostos pela controladora direta da Companhia, ENGIE Brasil Participações Ltda., conforme critérios estabelecidos em nível global pelo Grupo ENGIE e posteriormente aprovados na Assembleia Geral dos Acionistas da Companhia, nos termos da Lei nº 6.404/76. Tal montante não é alterado durante o exercício, pois é definido para cada ano conforme limites aprovados pela Assembleia Geral dos Acionistas para cada exercício social (janeiro a dezembro).

(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, bem como com a observância da consistência interna no Grupo ENGIE.

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 do Grupo ENGIE.

(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 de Remuneração 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 à B3.

8.1 Política ou prática de remuneração

c. Composição da remuneração

i. descrição dos diversos elementos que compõem a remuneração, incluindo, em relação a cada um deles

Dependendo da função exercida pelo executivo, este pode receber remuneração fixa mensal, remuneração variável anual e/ou incentivo de longo prazo, além de cesta de benefícios sociais, conforme descrito a seguir:

a) A remuneração fixa é o pagamento mensal de um montante fixo ao executivo e representa uma compensação financeira pelos seus esforços. É definida de acordo com a natureza e responsabilidades de cada cargo, com base em pesquisas de mercado realizadas periodicamente por consultorias especializadas.

b) A remuneração variável poderá ser paga anualmente, na forma de bônus e participação nos lucros e/ou resultados, considerando o alcance dos objetivos coletivos estabelecidos para o exercício e individuais do executivo, tendo por objetivo a compensação pelos resultados atingidos, alinhados às diretrizes de negócios, valores e cultura da Companhia.

> Os indicadores financeiros utilizados são definidos anualmente e podem envolver evolução do EBIT da Companhia, Fluxo de caixa livre, e outros indicadores financeiros.
>
> Os indicadores não financeiros utilizados englobam o cumprimento de metas individuais de gestão, objetivos de saúde e segurança do trabalho e diversidade de gênero no quadro funcional.

c) O incentivo de longo prazo ("ILP") é baseado em um plano de *Phantom Shares* que envolve um bônus diferido específico, pago em valores monetários, três anos após a data de concessão atrelado ao atingimento de indicadores financeiros e um programa de *Performance Shares* vinculado aos resultados futuros do Grupo.

d) Os benefícios sociais são concedidos aos executivos como forma de garantir condições sociais e de saúde necessárias à posição que ocupam na Companhia e englobam assistência à recuperação da saúde, check-up médico anual, auxílio à alimentação, seguro de vida e previdência complementar.

Cada órgão possui uma composição de remuneração em vigor, conforme segue:

Conselho de Administração

- Todos os membros percebem Remuneração Fixa, com diferenciação entre membros titulares e suplentes, paga em 13 parcelas iguais durante o exercício.

- Os membros do Conselho de Administração não fazem jus aos benefícios sociais, exceto o Presidente e os membros eleitos pelos colaboradores da Companhia.

- Os membros titular e suplente do Conselheiro de Administração eleitos pelos colaboradores, se empregados da Companhia, manterão seu contrato de trabalho ativo, com o recebimento normal das remunerações fixa e variável e, em adição, passarão a receber também os honorários de conselheiro titular e suplente, respectivamente.

Os honorários individuais praticados aos membros do Conselho de Administração não superam a remuneração individual dos membros da Diretoria Executiva.

8.1 Política ou prática de remuneração

Diretoria Executiva

- Os membros recebem remuneração fixa, paga em 13,33 parcelas durante o exercício e remuneração variável.

- Remuneração variável, é mensurada anualmente de acordo com o cargo do executivo e os resultados da Companhia, individuais e, em menor percentual, com o resultado do Grupo Econômico, pode oscilar entre 34% e 90% da remuneração anual fixa do executivo.

- Benefício pós-emprego: A Companhia é patrocinadora de plano de previdência complementar, no modelo de Contribuição Definida, administrado pela PREVIG - Sociedade de Previdência Complementar, 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.

- 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 3 anos e, também, às *Performance Shares*, conforme descrito no item 8.19 deste Formulário de Referência.

Diretoria Não Estatutária

A partir de 01.11.2023 a Assessoria Jurídica foi elevada ao nível de Diretoria Jurídica e de Ética e a função de Diretora Jurídica e de Ética foi acumulada pela então Gerente Jurídica, sendo considerada uma Diretoria Funcional (não prevista no Estatuto Social). A remuneração da Diretoria Funcional (Não Estatutária) segue a Legislação Trabalhista vigente e Acordos Coletivos de Trabalho e não compõe o montante de remuneração de administradores aprovado pela AGO para o exercício. A partir de 26.06.2025, a Diretoria Jurídica e de Ética passou a ser uma Diretoria Estatutária.

Conselho Fiscal

Todos os membros percebem remuneração fixa, com diferenciação entre membros titulares e suplentes, paga em 13 parcelas iguais durante o exercício em forma de pró-labore, cujo montante é aprovado pela Assembleia Geral dos Acionistas. O pró-labore dos membros titulares não poderá ser inferior, para cada membro em exercício, a 10% da média da remuneração mensal dos diretores estatutários, sem considerar benefícios e remuneração variável. Os membros do Conselho Fiscal não percebem remuneração variável e não fazem jus à cesta de benefícios.

Comitê Estratégico

Os membros do Comitê Estratégico não percebem remuneração adicional para participação no Comitê.

Exceção para os casos em que houver membros representantes do Conselho de Administração nesses órgãos, cuja remuneração (ou não) será definida pelo próprio Conselho e que atualmente corresponde à mesma remuneração definida para os membros suplentes do Conselho de Administração.

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.

8.1 Política ou prática de remuneração

Comitê de Auditoria Estatutário

A remuneração do Comitê de Auditoria Estatutário é definida pelo controlador direto, 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.

- ***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 31.12.2024					
	Conselho de Administração	Diretoria Executiva	Conselho Fiscal	Comitê de Auditoria Estatutário	Total
Remuneração fixa anual					
Salário ou pró-labore	93,92%	52,37%	100,00%	100,00%	62,48%
Benefícios direto e indireto	0,15%	7,45%	0,00%	0,00%	5,67%
Participações em comitês	3,43%	0,00%	0,00%	0,00%	0,85%
Outros	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
Descrição de outras remunerações fixas					
Remuneração variável					
Bônus	0,48%	14,47%	0,00%	0,00%	11,06%
Participação de resultados	0,79%	10,95%	0,00%	0,00%	8,47%
Participação em reuniões	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
Comissões	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
Outros	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
Descrição de outras remunerações variáveis					
Benefício pós-emprego	1,23%	4,97%	0,00%	0,00%	4,06%
Benefícios motivados pela cessação do cargo	0,00%	0,00%	0,00%		0,00%
Baseada em ações	0,00%	9,80%	0,00%	0,00%	7,41%
Total da remuneração[(1)]	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%

8.1 Política ou prática de remuneração

Remuneração total do Exercício Social em 31.12.2023					
	Conselho de Administração	Diretoria Executiva	Conselho Fiscal	Comitê de Auditoria Estatutário	Total
Remuneração fixa anual					
Salário ou pró-labore	91,65%	57,86%	100,00%	100,00%	68,76%
Benefícios direto e indireto	0,57%	7,20%	0,00%	0,00%	5,13%
Participações em comitês	4,79%	0,00%	0,00%	0,00%	1,16%
Outros	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
Descrição de outras remunerações fixas	-	-	-	-	-
Remuneração variável					
Bônus	0,68%	8,23%	0,00%	0,00%	5,87%
Participação de resultados	1,57%	16,57%	0,00%	0,00%	11,87%
Participação em reuniões	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
Comissões	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
Outros	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
Descrição de outras remunerações variáveis	-	-	-	-	-
Benefício pós-emprego	0,74%	5,03%	0,00%	0,00%	3,67%
Benefícios motivados pela cessação do cargo	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
Baseada em ações	0,00%	5,10%%	0,00%	0,00%	3,54%
Total da remuneração(1)	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%

Remuneração total do Exercício Social em 31.12.2022					
	Conselho de Administração	Diretoria Executiva	Conselho Fiscal	Comitê de Auditoria Estatutário	Total
Remuneração fixa anual					
Salário ou pró-labore	92,12%	50,95%	100,00%	100,00%	63,94%
Benefícios direto e indireto	0,07%	6,35%	0,00%	0,00%	4,45%
Participações em comitês	4,43%	0,00%	0,00%	0,00%	1,04%
Outros	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
Descrição de outras remunerações fixas	-	-	-	-	-
Remuneração variável					
Bônus	0,63%	29,24%	0,00%	0,00%	20,54%
Participação de resultados	1,43%	6,04%	0,00%	0,00%	4,55%
Participação em reuniões	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
Comissões	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
Outros	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
Descrição de outras remunerações variáveis	-	-	-	-	-
Benefício pós-emprego	1,32%	5,43%	0,00%	0,00%	4,09%
Benefícios motivados pela cessação do cargo	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
Baseada em ações	0,00%	2,00%	0,00%	0,00%	1,40%
Total da remuneração(1)	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%

(1) Conforme Ofício Circular/Anual-2025-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.

8.1 Política ou prática de remuneração

- ***Metodologia de cálculo e de reajuste de cada um dos elementos da remuneração***

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.

- ***Principais indicadores de desempenho nele levados em consideração, inclusive, se for o caso, indicadores ligados a questões ASG***

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.

A remuneração variável da Diretoria da Companhia está diretamente relacionada a metodologia de cálculo aplicada pelo Grupo ENGIE, que considera os resultados de desempenho coletivos e individuais, sendo estes:

- Indicadores financeiros: atrelados a objetivos financeiros como evolução do EBIT, Fluxo de caixa livre e outros indicadores financeiros;

- Indicadores individuais: atrelados a metas individuais de gestão; e

- Indicadores ASG: atrelados a objetivos não financeiros, com duas temáticas com igual peso, saúde e segurança do trabalho (SST) e diversidade de gênero no quadro funcional.

Além disso, cinco indicadores são utilizados para apurar os resultados de desempenho propostos no âmbito da remuneração variável de longo prazo (ILP): TSR (retorno total para o acionista); ROACE (retorno sobre o capital médio empregado) do Grupo ENGIE; Metas de emissão de gases de efeito estufa (GEE); Mulheres em papéis de liderança; e Capacidade em renováveis.

A metodologia da remuneração variável contempla também penalidades de até 20% nos casos de: queda significativa nos resultados de Saúde e Segurança do Trabalho, descumprimento dos valores relacionados à ética e à conformidade, e comportamento gerencial inadequado.

ii. razões que justificam a composição da remuneração

A Política de Remuneração dos Administradores, aprovada pelo Conselho de Administração em 27.02.2024, 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.

iii. existência de membros não remunerados pela Companhia e a razão para esse fato

Não há membros não remunerados no Conselho de Administração, na Diretoria Estatutária, no Conselho Fiscal, e nos Comitês de Assessoramento, pela Companhia ou pela Controladora.

d. existência de remuneração suportada por subsidiárias, controladas ou controladores diretos ou indiretos

Não há remuneração paga por subsidiárias, controladas ou controladores em razão do cargo exercido na Administração da Companhia, exceto pelo pagamento da remuneração do Presidente do Conselho de Administração em função do cargo que ocupa na controladora direta e paga por esta, conforme descritas nos itens 8.1.c) acima e 8.20 deste Formulário de Referência.

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 31/12/2025 - Valores Anuais				
	Conselho de Administração	Diretoria Estatutária	Conselho Fiscal	Total
Nº total de membros	18,00	8,00	6,00	32,00
Nº de membros remunerados	18,00	8,00	6,00	32,00
Esclarecimento				
Remuneração fixa anual				
Salário ou pró-labore	9.517.288,42	17.589.321,76	971.013,72	28.077.623,90
Benefícios direto e indireto	0,00	1.626.149,58	0,00	1.626.149,58
Participações em comitês	261.033,50	0,00	0,00	261.033,50
Outros	0,00	0,00	0,00	0,00
Descrição de outras remunerações fixas				
Remuneração variável				
Bônus	0,00	3.633.941,15	0,00	3.633.941,15
Participação de resultados	0,00	3.079.690,89	0,00	3.079.690,89
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	0,00	1.769.027,64	0,00	1.769.027,64
Cessação do cargo	0,00	0,00	0,00	0,00
Baseada em ações (incluindo opções)	0,00	2.477.425,02	0,00	2.477.425,02
Observação	Nos termos do referido Ofício, encargos sociais a cargo do empregador não integram os valores de remuneração global ou individual apresentados nas tabelas deste item. Para mais informações sobre encargos, vide item 8.20. Adicionalmente, em linha com os itens 8.1(c)(i), 8.1(d) e 8.20, a remuneração do Presidente do Conselho de Administração é paga pela Controladora, ENGIE Brasil Participações Ltda., com a qual mantém vínculo empregatício, sendo 40% do valor, incluídos encargos, reembolsados pela Companhia, proporcionalmente à sua dedicação, e incluídos nos montantes anuais informados neste item 8.2.	Nos termos do referido Ofício, encargos sociais a cargo do empregador não integram os valores de remuneração global ou individual apresentados nas tabelas deste item. Para mais informações sobre encargos, vide item 8.20. Adicionalmente, em linha com os itens 8.1(c)(i), 8.1(d) e 8.20, a remuneração do Presidente do Conselho de Administração é paga pela Controladora, ENGIE Brasil Participações Ltda., com a qual mantém vínculo empregatício, sendo 40% do valor, incluídos encargos, reembolsados pela Companhia, proporcionalmente à sua dedicação, e incluídos nos montantes anuais informados neste item 8.2.	Nos termos do referido Ofício, encargos sociais a cargo do empregador não integram os valores de remuneração global ou individual apresentados nas tabelas deste item. Para mais informações sobre encargos, vide item 8.20. Adicionalmente, em linha com os itens 8.1(c)(i), 8.1(d) e 8.20, a remuneração do Presidente do Conselho de Administração é paga pela Controladora, ENGIE Brasil Participações Ltda., com a qual mantém vínculo empregatício, sendo 40% do valor, incluídos encargos, reembolsados pela Companhia, proporcionalmente à sua dedicação, e incluídos nos montantes anuais informados neste item 8.2.	
Total da remuneração	9.778.321,92	30.175.556,04	971.013,72	40.924.891,68

Remuneração total do Exercício Social em 31/12/2024 - Valores Anuais

	Conselho de Administração	Diretoria Estatutária	Conselho Fiscal	Total
Nº total de membros	18,00	8,00	6,00	32,00
Nº de membros remunerados	12,33	8,00	6,00	26,33
Esclarecimento				
Remuneração fixa anual				
Salário ou pró-labore	6.148.403,67	10.483.266,32	572.299,15	17.203.969,14
Benefícios direto e indireto	9.955,30	1.490.607,94	0,00	1.500.563,24
Participações em comitês	224.539,08	0,00	0,00	224.539,08
Outros	0,00	0,00	0,00	0,00
Descrição de outras remunerações fixas				
Remuneração variável				
Bônus	31.263,44	2.896.739,37	0,00	2.928.002,81
Participação de resultados	51.642,14	2.191.397,30	0,00	2.243.039,44
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	80.318,91	994.673,30	0,00	1.074.992,21
Cessação do cargo	0,00	0,00	0,00	0,00
Baseada em ações (incluindo opções)	0,00	1.960.998,06	0,00	1.960.998,06
Observação	Nos termos do referido Ofício, encargos sociais a cargo do empregador não integram os valores de remuneração global ou individual apresentados nas tabelas deste item. Adicionalmente, em linha com os itens 8.1(c)(i), 8.1(d) e 8.20, a remuneração do Presidente do Conselho de Administração é paga pela Controladora, ENGIE Brasil Participações Ltda., com a qual mantém vínculo empregatício, sendo 40% do valor, incluídos encargos, reembolsados pela Companhia, proporcionalmente à sua dedicação, e incluídos nos montantes anuais informados neste item 8.2. A remuneração ao Comitê de Auditoria Estatutário apresentou valor negativo decorrente de provisão de honorários que foi revertida no exercício social de 2024.	Nos termos do referido Ofício, encargos sociais a cargo do empregador não integram os valores de remuneração global ou individual apresentados nas tabelas deste item. Adicionalmente, em linha com os itens 8.1(c)(i), 8.1(d) e 8.20, a remuneração do Presidente do Conselho de Administração é paga pela Controladora, ENGIE Brasil Participações Ltda., com a qual mantém vínculo empregatício, sendo 40% do valor, incluídos encargos, reembolsados pela Companhia, proporcionalmente à sua dedicação, e incluídos nos montantes anuais informados neste item 8.2. A remuneração ao Comitê de Auditoria Estatutário apresentou valor negativo decorrente de provisão de honorários que foi revertida no exercício social de 2024.	Nos termos do referido Ofício, encargos sociais a cargo do empregador não integram os valores de remuneração global ou individual apresentados nas tabelas deste item. Adicionalmente, em linha com os itens 8.1(c)(i), 8.1(d) e 8.20, a remuneração do Presidente do Conselho de Administração é paga pela Controladora, ENGIE Brasil Participações Ltda., com a qual mantém vínculo empregatício, sendo 40% do valor, incluídos encargos, reembolsados pela Companhia, proporcionalmente à sua dedicação, e incluídos nos montantes anuais informados neste item 8.2. A remuneração ao Comitê de Auditoria Estatutário apresentou valor negativo decorrente de provisão de honorários que foi revertida no exercício social de 2024.	
Total da remuneração	6.546.122,54	20.017.682,29	572.299,15	27.136.103,98

Remuneração total do Exercício Social em 31/12/2023 - Valores Anuais

	Conselho de Administração	Diretoria Estatutária	Conselho Fiscal	Total
Nº total de membros	18,00	8,00	6,00	32,00
Nº de membros remunerados	13,00	8,00	6,00	27,00
Esclarecimento				
Remuneração fixa anual				
Salário ou pró-labore	5.649.972,23	10.185.679,75	856.241,96	16.691.893,94
Benefícios direto e indireto	35.110,98	1.266.815,68	0,00	1.301.926,66
Participações em comitês	295.222,44	0,00	0,00	295.222,44
Outros	0,00	0,00	0,00	0,00
Descrição de outras remunerações fixas				
Remuneração variável				
Bônus	41.677,04	1.449.384,35	0,00	1.491.061,39
Participação de resultados	96.923,34	2.917.458,18	0,00	3.014.381,52
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	45.693,97	886.136,13	0,00	931.830,10
Cessação do cargo	0,00	0,00	0,00	0,00
Baseada em ações (incluindo opções)	0,00	898.440,73	0,00	898.440,73
Observação	Nos termos do referido Ofício, encargos sociais a cargo do empregador não integram os valores de remuneração global ou individual apresentados nas tabelas deste item. Adicionalmente, em linha com os itens 8.1(c)(i), 8.1(d) e 8.20, a remuneração do Presidente do Conselho de Administração é paga pela Controladora, ENGIE Brasil Participações Ltda., com a qual mantém vínculo empregatício, sendo 40% do valor, incluídos encargos, reembolsados pela Companhia, proporcionalmente à sua dedicação, e incluídos nos montantes anuais informados neste item 8.2.	Nos termos do referido Ofício, encargos sociais a cargo do empregador não integram os valores de remuneração global ou individual apresentados nas tabelas deste item. Adicionalmente, em linha com os itens 8.1(c)(i), 8.1(d) e 8.20, a remuneração do Presidente do Conselho de Administração é paga pela Controladora, ENGIE Brasil Participações Ltda., com a qual mantém vínculo empregatício, sendo 40% do valor, incluídos encargos, reembolsados pela Companhia, proporcionalmente à sua dedicação, e incluídos nos montantes anuais informados neste item 8.2.	Nos termos do referido Ofício, encargos sociais a cargo do empregador não integram os valores de remuneração global ou individual apresentados nas tabelas deste item. Adicionalmente, em linha com os itens 8.1(c)(i), 8.1(d) e 8.20, a remuneração do Presidente do Conselho de Administração é paga pela Controladora, ENGIE Brasil Participações Ltda., com a qual mantém vínculo empregatício, sendo 40% do valor, incluídos encargos, reembolsados pela Companhia, proporcionalmente à sua dedicação, e incluídos nos montantes anuais informados neste item 8.2.	
Total da remuneração	6.164.600,00	17.603.914,82	856.241,96	24.624.756,78

Remuneração total do Exercício Social em 31/12/2022 - Valores Anuais

	Conselho de Administração	Diretoria Estatutária	Conselho Fiscal	Total
Nº total de membros	18,00	8,00	6,00	32,00
Nº de membros remunerados	13,00	8,00	6,00	27,00
Esclarecimento				
Remuneração fixa anual				
Salário ou pró-labore	5.329.847,01	8.773.572,48	974.398,39	15.077.817,88
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	36.515,26	5.034.694,16	0,00	5.071.209,42
Participação de resultados	82.802,20	1.040.097,37	0,00	1.122.899,57
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)	0,00	345.115,09	0,00	345.115,09
Observação	Nos termos do referido Ofício, encargos sociais a cargo do empregador não integram os valores de remuneração global ou individual apresentados nas tabelas deste item. Adicionalmente, em linha com os itens 8.1(c)(i), 8.1(d e 8.20), a remuneração do Presidente do Conselho de Administração é paga pela Controladora, ENGIE Brasil Participações Ltda., com a qual mantém vínculo empregatício, sendo 40% do valor, incluídos encargos, reembolsados pela Companhia, proporcionalmente à sua dedicação, e incluídos nos montantes anuais informados neste item 8.2.	Nos termos do referido Ofício, encargos sociais a cargo do empregador não integram os valores de remuneração global ou individual apresentados nas tabelas deste item. Adicionalmente, em linha com os itens 8.1(c)(i), 8.1(d e 8.20), a remuneração do Presidente do Conselho de Administração é paga pela Controladora, ENGIE Brasil Participações Ltda., com a qual mantém vínculo empregatício, sendo 40% do valor, incluídos encargos, reembolsados pela Companhia, proporcionalmente à sua dedicação, e incluídos nos montantes anuais informados neste item 8.2.	Nos termos do referido Ofício, encargos sociais a cargo do empregador não integram os valores de remuneração global ou individual apresentados nas tabelas deste item. Adicionalmente, em linha com os itens 8.1(c)(i), 8.1(d e 8.20), a remuneração do Presidente do Conselho de Administração é paga pela Controladora, ENGIE Brasil Participações Ltda., com a qual mantém vínculo empregatício, sendo 40% do valor, incluídos encargos, reembolsados pela Companhia, proporcionalmente à sua dedicação, e incluídos nos montantes anuais informados neste item 8.2.	
Total da remuneração	5.785.990,41	17.221.251,64	974.398,39	23.981.640,44

8.3 Remuneração Variável

Exercício Social: 31/12/2025

	Conselho de Administração	Diretoria Estatutária	Conselho Fiscal	Total
N° total de membros	18,00	8,00	6,00	**32,00**
N° de membros remunerados	0,00	8,00	0,00	**8,00**
Esclarecimento	N/A		N/A	
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	0,00	3633941,15	0,00	**3.633.941,15**
Valor previsto no plano de remuneração, caso as metas estabelecidas fossem atingidas	0,00	2076537,80	0,00	**2.076.537,80**
Valor efetivamente reconhecido no exercício social	0,00	0,00	0,00	**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	0,00	3079690,89	0,00	**3.079.690,89**
Valor previsto no plano de remuneração, caso as metas estabelecidas fossem atingidas	0,00	2463752,71	0,00	**2.463.752,71**
Valor efetivamente reconhecido no exercício social	0,00	0,00	0,00	**0,00**

Exercício Social: 31/12/2024

	Conselho de Administração	Diretoria Estatutária	Conselho Fiscal	Total
N° total de membros	18,00	8,00	6,00	**32,00**
N° de membros remunerados	0,33	8,00	0,00	**8,33**
Esclarecimento			N/A	
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	58154,00	3426086,55	0,00	**3.484.240,55**
Valor previsto no plano de remuneração, caso as metas estabelecidas fossem atingidas	38769,34	1957763,74	0,00	**1.996.533,08**
Valor efetivamente reconhecido no exercício social	31263,44	2896739,37	0,00	**2.928.002,81**
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	121154,18	2880332,68	0,00	**3.001.486,86**
Valor previsto no plano de remuneração, caso as metas estabelecidas fossem atingidas	96923,34	2304266,14	0,00	**2.401.189,48**
Valor efetivamente reconhecido no exercício social	51642,14	2191397,30	0,00	**2.243.039,44**

Exercício Social: 31/12/2023

	Conselho de Administração	Diretoria Estatutária	Conselho Fiscal	Total
N° total de membros	18,00	8,00	6,00	**32,00**
N° de membros remunerados	1,00	8,00	0,00	**9,00**
Esclarecimento			N/A	
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	52338,60	6779172,67	0,00	**6.831.511,27**
Valor previsto no plano de remuneração, caso as metas estabelecidas fossem atingidas	34892,40	3389586,34	0,00	**3.424.478,74**
Valor efetivamente reconhecido no exercício social	41677,04	1449384,35	0,00	**1.491.061,39**
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	109038,76	917458,18	0,00	**1.026.496,94**
Valor previsto no plano de remuneração, caso as metas estabelecidas fossem atingidas	87231,01	2917458,18	0,00	**3.004.689,19**
Valor efetivamente reconhecido no exercício social	96923,34	2917458,18	0,00	**3.014.381,52**

Exercício Social: 31/12/2022

	Conselho de Administração	Diretoria Estatutária	Conselho Fiscal	Total
N° total de membros	18,00	8,00	6,00	**32,00**
N° de membros remunerados	1,00	8,00	0,00	**9,00**
Esclarecimento			N/A	
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	47104,74	2544891,98	0,00	**2.591.996,72**
Valor previsto no plano de remuneração, caso as metas estabelecidas fossem atingidas	31403,16	1272445,99	0,00	**1.303.849,15**
Valor efetivamente reconhecido no exercício social	36515,26	5034694,16	0,00	**5.071.209,42**
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	98134,88	2543758,81	0,00	**2.641.893,69**
Valor previsto no plano de remuneração, caso as metas estabelecidas fossem atingidas	78507,91	1453576,46	0,00	**1.532.084,37**
Valor efetivamente reconhecido no exercício social	82802,20	1040097,37	0,00	**1.122.899,57**

8.4 Plano de remuneração baseado em ações

A Companhia oferece aos seus Administradores Plano de Incentivo de Longo Prazo ("ILP") mantido por seu acionista controlador direto, ENGIE Brasil Participações Ltda.

a. Termos e condições gerais

Conforme descrito nos itens 8.1, 8.5, 8.6, 8.7 e 8.8 deste Formulário de Referência, para objetivos de médio e longo prazos, a controladora direta da Companhia, ENGIE Brasil Participações Ltda., oferece à Diretoria Executiva um ILP baseado em ações fantasma (*Phantom Shares*) da Companhia. Informações sobre o plano de "*Performance Shares*" do Grupo ENGIE estão reportadas no item 8.19 deste Formulário de Referência.

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, com previsão de outorga anual aos executivos.

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 "d" abaixo dividido pelo valor das ações.

d. Número máximo de opções a serem outorgadas

Conforme descrito no item "e" 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 Ltda., 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 maio 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, após um período de *vesting de* 3 anos. O pagamento do ILP aos Diretores Estatutários é realizado pela Companhia.

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.

8.4 Plano de remuneração baseado em ações

j. critérios e eventos que, quando verificados, ocasionarão a suspensão, alteração ou extinção do plano

O acionista controlador direto, ENGIE Brasil Participações Ltda., 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, em decorrência de falecimento do executivo ou por mera liberalidade do Grupo ENGIE.

8.5 Remuneração baseada em ações (Opções de compra de ações)

Justificativa para o não preenchimento do quadro:

Não aplicável, tendo em vista que a Companhia não outorga opções de compra de ações e, por essa razão, não houve, nos últimos 3 (três) exercícios sociais, qualquer reconhecimento no resultado relacionado a esse tipo de remuneração. As informações anteriormente reportadas neste item, referentes ao plano de Phantom Shares (conforme descrito no item 8.4 acima), estão detalhadas nos itens 8.9 a 8.11 deste Formulário de Referência.

8.6 Outorga de opções de compra de ações

Não aplicável, tendo em vista que a Companhia não outorga opções de compra de ações e, por essa razão, não houve, nos últimos 3 (três) exercícios sociais, qualquer reconhecimento no resultado relacionado a esse tipo de remuneração. As informações anteriormente reportadas neste item, referentes ao plano de *Phantom Shares* (conforme descrito no item 8.4 acima), estão detalhadas nos itens 8.9 a 8.11 deste Formulário de Referência.

8.7 Opções em aberto

Não aplicável, tendo em vista que a Companhia não outorga opções de compra de ações e, por essa razão, não houve, nos últimos 3 (três) exercícios sociais, qualquer reconhecimento no resultado relacionado a esse tipo de remuneração. As informações anteriormente reportadas neste item, referentes ao plano de *Phantom Shares* (conforme descrito no item 8.4 acima), estão detalhadas nos itens 8.9 a 8.11 deste Formulário de Referência.

8.8 Opções exercidas e ações entregues

Não aplicável, tendo em vista que a Companhia não outorga opções de compra de ações e, por essa razão, não houve, nos últimos 3 (três) exercícios sociais, qualquer reconhecimento no resultado relacionado a esse tipo de remuneração. As informações anteriormente reportadas neste item, referentes ao plano de *Phantom Shares* (conforme descrito no item 8.4 acima), estão detalhadas nos itens 8.9 a 8.11 deste Formulário de Referência.

8.9 Diluição potencial por outorga de ações

Ações entregues – Previsto para exercício social corrente (2025)	Conselho de Administração	Diretoria Executiva
Número total de membros	18,00	8,00
Número de membros remunerados	0,00	8,00
Diluição potencial em caso de outorga de todas as ações aos beneficiários[1]	N/A	N/A

Ações entregues – Exercício social encerrado em 31.12.2024	Conselho de Administração	Diretoria Executiva
Número total de membros	18,00	8,00
Número de membros remunerados	0,00	8,00
Diluição potencial em caso de outorga de todas as ações aos beneficiários[1]	N/A	N/A

Ações entregues – Exercício social encerrado em 31.12.2023	Conselho de Administração	Diretoria Executiva
Número total de membros	18,00	8,00
Número de membros remunerados	0,00	8,00
Diluição potencial em caso de outorga de todas as ações aos beneficiários[1]	N/A	N/A

Ações entregues – Exercício social encerrado em 31.12.2022	Conselho de Administração	Diretoria Executiva
Número total de membros	18,00	8,00
Número de membros remunerados	0,00	8,00
Diluição potencial em caso de outorga de todas as ações aos beneficiários[1]	N/A	N/A

(1) Não há diluição em potencial em razão de ter havido a entrega de *Phantom shares*.

8.10 Outorga de ações

As informações sobre o Plano ILP de outorga de ações fantasmas (*Phantom shares)* são apresentadas nas tabelas a seguir:

Ações Fantasmas (*Phantom shares*) – Prevista para o exercício social corrente (2025)	Conselho de Administração	Diretoria Executiva
Número total de membros	18,00	8,00
Número de membros remunerados	0,00	8,00
Data de outorga	N/A	15.03.2025
Quantidade de ações outorgadas	N/A	37.775
Prazo máximo para entrega das ações	N/A	15.03.2027
Prazo de restrição à transferência das ações	N/A	N/A
Valor justo das ações na data da outorga	N/A	R$ 40,67
Multiplicação da quantidade de ações outorgadas pelo valor justo das ações na data da outorga	N/A	R$ 1.536.309,25

Ações Fantasmas (*Phantom shares*) – Exercício social encerrado em 31.12.2024	Conselho de Administração	Diretoria Executiva
Número total de membros	18,00	8,00
Número de membros remunerados	0,00	8,00
Data de outorga	N/A	15.03.2024
Quantidade de ações outorgadas	N/A	41.000
Prazo máximo para entrega das ações	N/A	15.03.2027
Prazo de restrição à transferência das ações	N/A	N/A
Valor justo das ações na data da outorga	N/A	R$ 40,67
Multiplicação da quantidade de ações outorgadas pelo valor justo das ações na data da outorga	N/A	R$ 1.667.470,00

Ações Fantasmas (*Phantom shares*) – Exercício social encerrado em 31.12.2023	Conselho de Administração	Diretoria Executiva
Número total de membros	18,00	8,00
Número de membros remunerados	0,00	8,00
Data de outorga	N/A	15.03.2023
Quantidade de ações outorgadas	N/A	51.005
Prazo máximo para entrega das ações	N/A	15.03.2026
Prazo de restrição à transferência das ações	N/A	N/A
Valor justo das ações na data da outorga	N/A	R$ 38,29
Multiplicação da quantidade de ações outorgadas pelo valor justo das ações na data da outorga	N/A	R$ 1.952.981,45

Ações Fantasmas (*Phantom shares*) – Exercício social encerrado em 31.12.2022	Conselho de Administração	Diretoria Executiva
Número total de membros	18,00	8,00
Número de membros remunerados	0,00	8,00
Data de outorga	N/A	15.03.2022
Quantidade de ações outorgadas	N/A	62.421
Prazo máximo para entrega das ações	N/A	15.03.2025
Prazo de restrição à transferência das ações	N/A	N/A
Valor justo das ações na data da outorga	N/A	R$ 39,44
Multiplicação da quantidade de ações outorgadas pelo valor justo das ações na data da outorga	N/A	R$ 2.461.884,24

8.11 Ações Entregues

Exercício Social: 31/12/2024

	Conselho de Administração	Diretoria Estatutária	Conselho Fiscal
N° total de membros	18,00	8,00	
N° de membros remunerados	0,00	7,00	
N° de ações	0	34.620	
Preço médio ponderado de aquisição	0,00	50,63	
Preço médio ponderado de mercado das ações adquiridas	0,00	40,67	
Multiplicação do total das ações adquiridas pela da diferença entre o preço médio ponderado de aquisição e o preço médio ponderado de mercado das ações adquiridas	0,00	344.815,20	
Esclarecimento	N/A		

Exercício Social: 31/12/2023

	Conselho de Administração	Diretoria Estatutária	Conselho Fiscal
N° total de membros	18,00	8,00	
N° de membros remunerados	0,00	6,67	
N° de ações	0	28.841	
Preço médio ponderado de aquisição	0,00	39,50	
Preço médio ponderado de mercado das ações adquiridas	0,00	38,29	
Multiplicação do total das ações adquiridas pela da diferença entre o preço médio ponderado de aquisição e o preço médio ponderado de mercado das ações adquiridas	0,00	34.897,61	
Esclarecimento	N/A		

Exercício Social: 31/12/2022

	Conselho de Administração	Diretoria Estatutária	Conselho Fiscal
N° total de membros	18,00	8,00	
N° de membros remunerados	0,00	7,00	
N° de ações	0	37.770	
Preço médio ponderado de aquisição	0,00	36,67	
Preço médio ponderado de mercado das ações adquiridas	0,00	39,44	
Multiplicação do total das ações adquiridas pela da diferença entre o preço médio ponderado de aquisição e o preço médio ponderado de mercado das ações adquiridas	0,00	-104.622,90	
Esclarecimento	N/A		

8.12 Precificação das ações/opções

O Plano de 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 Grupo ENGIE, 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 Companhia pagar a seus acionistas os dividendos e juros sobre capital próprio declarados no ano em questão. 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 ENGIE.

d. forma de determinação da volatilidade esperada

Não aplicável ao modelo de plano de ILP baseado em ações aplicado pelo Grupo ENGIE, uma vez que a volatilidade das ações não foi considerada no cálculo para apuração do valor da bonificação.

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 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.

8.13 Participações detidas por órgão

O quadro abaixo demonstra a quantidade de ações detidas por membros do Conselho de Administração, Diretoria Executiva e Conselho Fiscal da Companhia em 31 de março de 2025:

Órgão	Quantidade de ações ordinárias
Conselho de Administração	58.738
Diretoria Executiva	1.150
Conselho Fiscal	5.094
Total	**64.982**

Em 31 de março de 2025, a Companhia possuía 815.927.740 ações ordinárias, todas nominativas e sem valor nominal. As ações detidas por esses membros correspondem a 0,0079640% das ações emitidas.

8.14 Planos de previdência

	Conselho de Administração	Diretoria Executiva
Número de membros	0,00	8,00
Número de membros remunerados	0,00	8,00
Nome do Plano	Plano CD	Plano CD
Quantidade de Administradores que reúnem condições para se aposentar	0,00	2,00
Condições para se aposentar antecipadamente (idade mínima)	N/A	Aposentadoria Normal = 60 anos Aposentadoria Antecipada = 48 anos
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	0,00	R$ 11.741.270,40
Valor total acumulado das contribuições realizadas durante o último exercício social, descontada a parcela relativa a contribuições feitas diretamente pelos Administradores	0,00	R$ 139.235,49
Se há possibilidade de resgate antecipado e quais as condições[1]	Aplicável	Aplicável

(1) Desde 2023, o resgate antecipado é aplicável desde que esteja dentro das especificações do Art. 113 do Regulamento da Previg.

8.15 Remuneração mínima, média e máxima

Valores anuais

	Diretoria Estatutária			Conselho de Administração			Conselho Fiscal		
	31/12/2024	31/12/2023	31/12/2022	31/12/2024	31/12/2023	31/12/2022	31/12/2024	31/12/2023	31/12/2022
Nº de membros	8,00	8,00	8,00	18,00	18,00	18.00	6,00	6,00	6,00
Nº de membros remunerados	8,00	8,00	8,00	12,33	13,00	13,00	6,00	6,00	6,00
Valor da maior remuneraçãoReal	4.269.033,47	3.856.088,03	3.318.269,17	449.078,16	393.635,94	324.377,61	189.194,97	179.152,72	164.715,37
Valor da menor remuneraçãoReal	1.289.732,82	1.183.096,98	1.032.459,92	224.539,08	196.817,97	162.188,84	94.597,53	89.676,36	82.357,68
Valor médio da remuneraçãoReal	2.502.210,29	2.200.489,35	2.152.656,46	530.766,69	474.200,00	445.076,19	95.383,19	142.706,99	162.399,73

Observações e esclarecimentos

	Diretoria Estatutária	
	Observação	**Esclarecimento**
31/12/2024	O número de membros “total” e “remunerados” foi apurado da forma especificada no Ofício Circular Anual 2025 CVM/SEP. O valor da maior e menor remuneração anual individual foi apurado considerando apenas membros que tiveram 12 meses completos de atuação no exercício. O valor médio da remuneração anual corresponde à divisão do valor total da remuneração anual de cada órgão (letra “e” do item 8.2) pelo número de membros remunerados informado para o respectivo órgão (letra “c” do item 8.2). Conforme Ofício Circular/Anual-2025-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.	
31/12/2023	O número de membros “total” e “remunerados” foi apurado da forma especificada no Ofício Circular Anual 2025 CVM/SEP. O valor da maior remuneração anual individual foi apurado sem qualquer exclusão, considerando todas as remunerações reconhecidas no resultado. O membro da Diretoria que recebeu a maior remuneração individual no exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2023 exerceu o cargo por 12 meses. O valor da menor remuneração anual individual da Diretoria foi apurado considerando as remunerações efetivamente reconhecidas no resultado do exercício, sem qualquer exclusão uma vez que todos os membros exerceram o cargo por 12 meses. O valor médio da remuneração anual corresponde à divisão do valor total da remuneração anual de cada órgão (letra “e” do item 8.2) pelo número de membros remunerados informado para o respectivo órgão (letra “c” do item 8.2). Conforme Ofício Circular/Anual-2025-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.	
31/12/2022	Conforme Ofício Circular/Anual-2025-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**
31/12/2024	O número de membros “total” e “remunerados” foi apurado da forma especificada no Ofício Circular Anual 2025 CVM/SEP. O valor da maior e menor remuneração anual individual foi apurado considerando apenas membros que tiveram 12 meses completos de atuação no exercício. O valor médio da remuneração anual corresponde à divisão do valor total da remuneração anual de cada órgão (letra “e” do item 8.2) pelo número de membros remunerados informado para o respectivo órgão (letra “c” do item 8.2). Conforme Ofício Circular/Anual-2025-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.	Referente à maior remuneração e à remuneração média do Conselho de Administração, os valores reportados estão abaixo da média uma vez que o montante total da remuneração, conforme reportado no item 8.2 deste Formulário de Referência, reflete a somatória do valor reembolsado pela Companhia à sua controladora direta, em razão do cargo ocupado pelo Presidente do Conselho de Administração da Companhia na Diretoria Executiva de sua controladora direta, vide explicação constante do item 8.20.
31/12/2023	O número de membros “total” e “remunerados” foi apurado da forma especificada no Ofício Circular Anual 2025 CVM/SEP. O valor da maior remuneração anual individual foi apurado sem qualquer exclusão, considerando todas as remunerações reconhecidas no resultado. O membro do Conselho de Administração que recebeu a maior remuneração individual no exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2023 exerceu o cargo por 12 meses. O valor da menor remuneração anual individual da Diretoria foi apurado considerando as remunerações efetivamente reconhecidas no resultado do exercício, sem qualquer exclusão uma vez que todos os membros exerceram o cargo por 12 meses. O valor médio da remuneração anual corresponde à divisão do valor total da remuneração anual de cada órgão (letra “e” do item 8.2) pelo número de membros remunerados informado para o respectivo órgão (letra “c” do item 8.2). Conforme Ofício Circular/Anual-2025-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.	Referente à maior remuneração e à remuneração média do Conselho de Administração, os valores reportados estão abaixo da média uma vez que o montante total da remuneração, conforme reportado no item 8.2 deste Formulário de Referência, reflete a somatória do valor reembolsado pela Companhia à sua controladora direta, em razão do cargo ocupado pelo Presidente do Conselho de Administração da Companhia na Diretoria Executiva de sua controladora direta, vide explicação constante do item 8.20.
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.	Referente à maior remuneração e à remuneração média do Conselho de Administração, os valores reportados estão abaixo da média uma vez que o montante total da remuneração, conforme reportado no item 8.2 deste Formulário de Referência, reflete a somatória do valor reembolsado pela Companhia à sua controladora direta, em razão do cargo ocupado pelo Presidente do Conselho de Administração da Companhia na Diretoria Executiva de sua controladora direta, vide explicação constante do item 8.20.

	Conselho Fiscal	
	Observação	**Esclarecimento**
31/12/2024	O número de membros “total” e “remunerados” foi apurado da forma especificada no Ofício Circular Anual 2025 CVM/SEP. O valor da maior e menor remuneração anual individual foi apurado considerando apenas membros que tiveram 12 meses completos de atuação no exercício. O valor médio da remuneração anual corresponde à divisão do valor total da remuneração anual de cada órgão (letra “e” do item 8.2) pelo número de membros remunerados informado para o respectivo órgão (letra “c” do item 8.2). Conforme Ofício Circular/Anual-2025-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.	
31/12/2023	O número de membros “total” e “remunerados” foi apurado da forma especificada no Ofício Circular Anual 2025 CVM/SEP. O valor da maior remuneração anual individual foi apurado sem qualquer exclusão, considerando todas as remunerações reconhecidas no resultado. O membro do Conselho Fiscal que recebeu a maior remuneração individual no exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2023 exerceu o cargo por 12 meses. O valor da menor remuneração anual individual do Conselho Fiscal foi apurado considerando as remunerações efetivamente reconhecidas no resultado do exercício, com a exclusão de todos os membros que exerceram o cargo por menos de 12 meses. O valor médio da remuneração anual corresponde à divisão do valor total da remuneração anual de cada órgão (letra “e” do item 8.2) pelo número de membros remunerados informado para o respectivo órgão (letra “c” do item 8.2). Conforme Ofício Circular/Anual-2025-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 valor médio e menor remuneração do Conselho Fiscal em 2023 teve uma queda se comparado aos anos anteriores, em razão das mudanças de Conselheiros ocorridas no exercício de 2023.	
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.	

8.16 Mecanismos de remuneração/indenização

Não aplicável, tendo em vista que 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

	Conselho de Administração	Diretoria Executiva	Conselho Fiscal
Previsão para o exercício social corrente	56,2%	-	-
Exercício social encerrado em 31.12.2024	56,2%	-	-
Exercício social encerrado em 31.12.2023	56,0%	-	-
Exercício social encerrado em 31.12.2022	43,0%	-	-

8.18 Remuneração - Outras funções

Não aplicável, tendo em vista que não houve pagamento de remuneração, reconhecido no resultado da Companhia, 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.

8.18 Remuneração - Outras funções (Estruturado)

Documento não preenchido.

8.19 Remuneração reconhecida do controlador/controlada

O Grupo ENGIE mantém um programa de concessão de ações ENGIE S.A. por desempenho (*Performance Shares*), que pode ser concedido, dentro das condições estabelecidas, aos executivos e profissionais seniores de todas as controladas do Grupo ENGIE, inclusive, aos diretores da Companhia.

No quadro a seguir, demonstra-se os valores reconhecidos no resultado do Grupo ENGIE aos membros da Diretoria Executiva da Companhia, que as recebe em função do exercício dos seus respectivos cargos na Companhia:

Remuneração a ser Recebida em Função do Exercício do Cargo na Companhia		Conselho de Administração	Diretoria Executiva	Conselho Fiscal	Comitê de Auditoria Estatutário	Total
Exercício social 2025	Controladores diretos e indiretos	-	R$ 4.310.899,20	-	-	R$ 4.310.899,20
	Controladas da Companhia	-	-	-	-	-
	Sociedades sob controle comum	-	-	-	-	-
Exercício social 2024	Controladores diretos e indiretos	-	R$ 3.085.582,98	-	-	R$ 3.085.582,98
	Controladas da Companhia	-	-	-	-	-
	Sociedades sob controle comum	-	-	-	-	-
Exercício social 2023	Controladores diretos e indiretos	-	R$ 4.101.120,00	-	-	R$ 4.101.120,00
	Controladas da Companhia	-	-	-	-	-
	Sociedades sob controle comum	-	-	-	-	-
Exercício social 2022	Controladores diretos e indiretos	-	R$ 3.064.088,95	-	-	R$ 3.064.088,95
	Controladas da Companhia	-	-	-	-	-
	Sociedades sob controle comum	-	-	-	-	-

8.19 Remuneração reconhecida do controlador/controlada (Estruturado)

Documento não preenchido.

8.20 Outras informações relevantes

Informações complementares ao item 8.2 – "Remuneração total do Conselho de Administração, Diretoria Executiva e do Conselho Fiscal reconhecida no resultado dos últimos 3 exercícios sociais e à prevista para o exercício social corrente"

(i) Remuneração Global Anual (2025)

Em 2025, foi submetido à aprovação pela Assembleia Geral Ordinária (AGO), o valor global da remuneração anual dos Administradores de até R$ 51.390.000,00, dos quais R$ 9.536.086,20 correspondem a encargos sociais de ônus do empregador.

(ii) Encargos sociais de ônus do empregador

Conforme Ofício Circular/Anual-2025-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 2025 (previsto), 2024, 2023 e 2022 foram de R$9.536.086,20 (previsto), R$ 6.785.839,09, R$ 5.068.526,67, R$ 5.154.957,32, respectivamente.

(iii) Reembolso pago pela Companhia à sua controladora direta, ENGIE Brasil Participações Ltda.

O Presidente do Conselho de Administração da Companhia também ocupa cargo de Diretor Presidente na ENGIE Brasil Participações Ltda., controladora direta da Companhia, e tem sua remuneração paga por esta em razão do cargo ocupado na referida diretoria. No entanto, em razão do cargo ocupado no Conselho de Administração da Companhia, a ENGIE reembolsa à controladora direta 40% do valor total pago ao executivo.

Os valores reembolsados pela Companhia estão previstos nos montantes anuais do Conselho de Administração apresentados no item 8.2 do presente Formulário de Referência, no campo *"Salário e Pró-Labore"*.

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

a) Auditoria das Demonstrações Financeiras elaboradas de acordo com as práticas contábeis brasileiras e "International Financial Reporting Standards – IFRS", referentes ao exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2024;
b) Auditoria das Demonstrações Financeiras Regulatórias de controladas elaboradas de acordo com o Manual de Contabilidade do Setor Elétrico, aprovado pela Aneel, referentes ao exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2024;
c) Revisão das Informações Trimestrais (ITR) relativas aos trimestres a findarem em 31 de março, 30 de junho e 30 de setembro de 2024;
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 2024;
e) Revisão das Escriturações Contábil Fiscal (ECF), referentes ao exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2024;
f) Auditoria do "Reporting Package" de 31 de dezembro de 2024.

Montante total da remuneração dos auditores independentes, segregada por serviços, no último exercício social

Os honorários dos auditores independentes contratados relativos ao exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2024 para a realização dos serviços de auditoria independente na Companhia e suas controladas foram de R$ 3.197.803. Este montante é composto desta forma:
(a) auditoria das demonstrações financeiras de 31 de dezembro de 2024 – R$ 2.162.240, auditoria das demonstrações contábeis regulatórias de 31 de dezembro de 2024 – R$ 74.941 e revisão das informações trimestrais de 2024 – R$ 116.131 – somando um total de R$ 2.353.312;
(b) asseguração limitada do cumprimento de compromissos contratuais de 31 de dezembro de 2024 – R$ 152.586;
(c) revisão das Escriturações Contábil Fiscal (ECF) do exercício social findo em 31 de dezembro de 2024 – R$ 183.955; e
(d) auditoria do "Reporting Package" de 31 de dezembro de 2024 – R$ 507.950. 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

Não houve substituição deste auditor.

Razão apresentada pelo auditor em caso da discordância da justificativa

Não houve substituição deste auditor.

Código CVM do Auditor	004189	
Razão Social	**Tipo Auditor**	**CPF/CNPJ**
KPMG AUDITORES INDEPENDENTES LTDA	Juridica	57.755.217/0001-29
Data de contratação do serviço	**Data de início da prestação de serviço**	
01/04/2026	01/01/2026	

Descrição dos serviços prestados

a) Auditoria das Demonstrações Financeiras elaboradas de acordo com as práticas contábeis brasileiras e "International Financial Reporting Standards – IFRS", referentes ao exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2026; b) Auditoria das Demonstrações Financeiras Regulatórias de controladas elaboradas de acordo com o Manual de Contabilidade do Setor Elétrico, aprovado pela Aneel, referentes ao exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2026; c) Revisão das Informações Trimestrais (ITR) relativas aos trimestres a findarem em 31 de março, 30 de junho e 30 de setembro de 2026; 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 2026; e) Revisão das Escriturações Contábil Fiscal (ECF), referentes ao exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2026; e f) Auditoria do "Reporting Package" de 31 de dezembro de 2026.
Montante total da remuneração dos auditores independentes, segregada por serviços, no último exercício social
Os honorários dos auditores independentes contratados relativos ao exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2026 para a realização dos serviços de auditoria independente na Companhia e suas controladas foram de R$ 4.443.207. Este montante é composto desta forma: (a) auditoria das demonstrações financeiras de 31 de dezembro de 2026 – R$ 3.584.884, auditoria das demonstrações contábeis regulatórias de 31 de dezembro de 2026 – R$ 91.000 e revisão das informações trimestrais de 2026 – R$ 170.000 – somando um total de R$ 3.845.884; (b) asseguração limitada do cumprimento de compromissos contratuais de 31 de dezembro de 2026 – R$ 64.000; (c) revisão das Escriturações Contábil Fiscal (ECF) do exercício social findo em 31 de dezembro de 2026 – R$ 183.323; e (d) auditoria do "Reporting Package" de 31 de dezembro de 2026 – R$ 350.000. 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
Não houve substituição deste auditor.
Razão apresentada pelo auditor em caso da discordância da justificativa
Não houve substituição deste auditor.

9.3 Independência e conflito de interesses dos auditores

Durante o ano de 2024 a Companhia contratou serviços de consultoria tributária, os quais foram aprovados na reunião do Conselho de Administração realizada em 13 de dezembro de 2024. Os honorários referentes a este serviço foram de R$ 165 mil.

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 monitorar os eventuais conflitos de independência dos auditores internos e externos. Além disso, o Regimento Interno do Comitê de Auditoria Estatutário, aprovado na reunião do Conselho de Administração realizada em 5 de novembro de 2024, 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 financeiras de 31 de dezembro de 2024, destaca que em 2024 o Comitê de Auditoria Estatutário realizou quatro reuniões com o Conselho de Administração da Companhia para informar sobre o desenvolvimento de suas atividades.

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 de auditorias por eles efetuadas, dentre outras. 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 financeiras.

9.4 Outras informações relevantes

O Conselho de Administração da Companhia, em reunião realizada em 25 de fevereiro de 2026, aprovou a contratação da KPMG Auditores Independentes Ltda. para a prestação dos serviços de auditoria independente sobre as suas demonstrações financeiras, a partir da revisão das Informações Trimestrais ("ITR") relativas ao trimestre findo em 31 de março de 2026, em substituição à Ernst & Young Auditores Independentes S.S. Ltda. Para mais informações vide item 9.1/9.2 deste Formulário de Referência.

10.1A Descrição dos recursos humanos

Quantidade de empregados por declaração de gênero

	Feminino	Masculino	Não binário	Outros	Prefere não responder
Liderança	58	195	0	0	0
Não-liderança	326	614	0	0	0
TOTAL = 1.193	**384**	**809**	**0**	**0**	**0**

Quantidade de empregados por declaração de cor ou raça

	Amarelo	Branco	Preto	Pardo	Indígena	Outros	Prefere não responder
Liderança	2	215	10	26	0	0	0
Não-liderança	8	692	39	200	1	0	0
TOTAL = 1.193	**10**	**907**	**49**	**226**	**1**	**0**	**0**

Quantidade de empregados por posição e faixa etária

	Abaixo de 30 anos	De 30 a 50 anos	Acima de 50 anos
Liderança	1	209	43
Não-liderança	183	707	50
TOTAL = 1.193	**184**	**916**	**93**

Quantidade de empregados - Pessoas com Deficiência

	Pessoa com Deficiência	Pessoa sem Deficiência	Prefere não responder
Liderança	3	250	0
Não-liderança	56	884	0
TOTAL = 1.193	**59**	**1134**	**0**

Quantidade de empregados por posição e localização geográfica

	Norte	Nordeste	Centro-Oeste	Sudeste	Sul	Exterior
Liderança	6	33	5	21	188	0
Não-liderança	13	174	24	79	650	0
TOTAL = 1.193	**19**	**207**	**29**	**100**	**838**	**0**

Quantidade de empregados por localização geográfica e declaração de gênero

	Feminino	Masculino	Não binário	Outros	Prefere não responder
Norte	4	15	0	0	0
Nordeste	52	155	0	0	0
Centro-Oeste	6	23	0	0	0
Sudeste	17	83	0	0	0
Sul	305	533	0	0	0
Exterior	0	0	0	0	0
TOTAL = 1.193	**384**	**809**	**0**	**0**	**0**

Quantidade de empregados por localização geográfica e declaração de cor ou raça

	Amarelo	Branco	Preto	Pardo	Indígena	Outros	Prefere não responder
Norte	0	8	2	9	0	0	0
Nordeste	0	86	26	95	0	0	0
Centro-Oeste	0	15	3	11	0	0	0
Sudeste	0	66	4	29	1	0	0
Sul	10	732	14	82	0	0	0
Exterior	0	0	0	0	0	0	0
TOTAL = 1.193	**10**	**907**	**49**	**226**	**1**	**0**	**0**

Quantidade de empregados por localização geográfica e faixa etária

	Abaixo de 30 anos	De 30 a 50 anos	Acima de 50 anos
Norte	0	18	1
Nordeste	46	150	11
Centro-Oeste	2	25	2
Sudeste	10	79	11
Sul	126	644	68
Exterior	0	0	0
TOTAL = 1.193	**184**	**916**	**93**

10.1 Descrição dos recursos humanos

b. Número de terceirizados (total e por grupos, com base na atividade desempenhada e na localização geográfica)

	31.03.2025						
	Norte	Nordeste	Centro Oeste	Sudeste	Sul	Exterior	Total
Apoio Técnico	103	5.471	91	407	807	-	6.968
Apoio Administrativo	-	-	-	-	151	-	151
Total	**103**	5.471	91	407	958	-	7.118

c. Índice de rotatividade

31.03.2025
1,02%

10.2 Alterações relevantes

No período de 3 (três) meses encerrado em 31 de março de 2025, o índice de rotatividade foi de 1,02%. Por sua vez, a taxa de contratação da Companhia no mesmo período foi de 3,15%, crescimento alinhado com a expansão da Companhia em geração e transmissão.

10.3 Políticas e práticas de remuneração dos empregados

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 (exceto em cargos de aprendizagem como Trainees e Jovens Aprendizes), 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.

A proposta da Administração contempla o valor de até R$ 45.740.000,00 a título de PLR dos empregados, relativa ao exercício de 2024, a ser distribuído de acordo com os critérios definidos no Sistema de Remuneração da Empresa e Acordos Coletivos de Trabalho.

b. Política de benefícios

A Companhia não possui uma política unificada de benefícios, 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

O Grupo ENGIE mantém um programa de concessão de ações ENGIE S.A. por desempenho (*Performance Shares*), que pode ser concedido, dentro das condições estabelecidas, aos executivos e profissionais seniores de todas as controladas do Grupo ENGIE, inclusive, aos diretores da Companhia. Este programa é reconhecido no resultado da ENGIE S.A.

d. Razão entre a maior remuneração individual e a mediana da remuneração individual dos empregados

Maior Remuneração Individual	Mediana da Remuneração Individual	Razão entre as Remunerações
4.262.033,47	154.114,18	27,7

10.3(d) Políticas e práticas de remuneração dos empregados

Maior Remuneração Individual	Mediana da Remuneração Individual	Razão entre as Remunerações
4.269.033,47	154.113,18	27,70
Esclarecimento		

10.4 Relações entre emissor e sindicatos

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:

INTEREBE

- Federação Nacional dos Trabalhadores nas Indústrias Urbanas – FNU;
- 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;
- Sindicato dos Eletricitários da Bahia – SINERGIA/BA;
- Sindicato dos Eletricitários do Estado do Ceará – SINDELETRO/CE;
- Sindicato dos Trabalhadores em Eletricidade no Estado do Tocantins – STEET;
- Sindicato dos Trabalhadores na Indústria de Energia Elétrica de Campinas – SINERGIA/CAMPINAS
- Sindicato dos Trabalhadores na Indústria de Energia Elétrica de Florianópolis – -SINERGIA;
- Sindicato dos Trabalhadores na Indústria Energética e Prestadoras de Serviços no Setor Elétrico do Estado do Rio Grande do Norte – SINTERN;
- Sindicato dos Trabalhadores nas Indústrias de Energia Elétrica de Lages – STIEEL;
- Sindicato dos Trabalhadores nas Indústrias Urbanas no Estado De Goiás – STIUEG;
- Sindicato dos Urbanitários do Maranhão – STIU/MA; e
- Sindicato Intermunicipal dos Trabalhadores na Indústria Energética de Minas Gerais – SINDIELETRO/MG.

INTERSINDICAL

- Federação Nacional dos Economistas;
- Federação Nacional dos Engenheiros (abrange o Sindicato dos Engenheiros);
- Federação Nacional dos Técnicos Industriais (abrange o Sindicato dos Técnicos Industriais);
- Sindicato dos Administradores do Estado de Santa Catarina;
- Sindicato dos Contabilistas da Grande Florianópolis;
- Sindicato dos Economistas no Estado de Santa Catarina;
- Sindicato dos Engenheiros de Santa Catarina – SENGE-SC; e
- Sindicato dos Técnicos Industriais de Santa Catarina SINTEC-SC.

10.5 Outras informações 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

Na data deste Formulário de Referência, a Companhia, conta com as seguintes estruturas de governança para tratar do assunto de transações com partes relacionadas:

Comitê Especial Independente para Transações com Partes Relacionadas

A Companhia possui o Comitê Especial Independente para Transações com Partes Relacionadas, criado pelo Conselho de Administração, na 106ª Reunião, realizada em 30 de setembro de 2010. O Comitê Especial Independente é 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:

- 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;
- 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
- 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 será instalado pelo Conselho de Administração sempre que tomar conhecimento de possível transação com parte relacionada, cabendo ao próprio Comitê Independente aprovar regimento interno detalhando seu funcionamento. Atualmente o Comitê Independente não está instalado.

O Regulamento do Comitê Especial Independente para Avaliação de Transações com Partes Relacionadas está disponível na página de Relações com Investidores da Companhia (www.engie.com.br/investidores/ > Investidores > Estatuto Social, Códigos e Políticas).

Política de Partes Relacionadas

Foi aprovada pelo Conselho de Administração da Companhia, na reunião realizada em 27 de abril de 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; e (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 Real	Saldo existente	Montante Real	Duração	Taxa de juros cobrados
ENGIE Brasil Comercializadora Ltda. e Geramamoré Participações e Comercializadora de Energia Ltda.	31/03/2025	124.809,09	124.809,09	124.809,09	Até 31.03.2025	
Relação com o emissor	Geramamoré Participações e Comercializadora de Energia é investida do Grupo ENGIE, porém não possui relação societária direta com a ENGIE, e a ENGIE Comercializadora é sociedade controlada direta da ENGIE. O valor indicado no campo “Saldo existente” se refere ao montante total indicado na Nota Explicativa nº 24, item a.2, coluna “Fornecedor - Outros”, campo “Geramamoré Participações”, das Informações trimestrais do período encerrado em 31 de março de 2025. Este montante total representa a somatória do saldo aqui demonstrado com o saldo indicado no quadro “ENGIE Trading Comercializadora de Energia Ltda. e Geramamoré Participações e Comercializadora de Energia Ltda."					
Objeto contrato	Compra e venda de Energia Elétrica no Ambiente de Contratação Livre					
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					

11.2 Transações com partes relacionadas

Parte relacionada	Data transação	Montante envolvido Real	Saldo existente	Montante Real	Duração	Taxa de juros cobrados
ENGIE Brasil Comercializadora Ltda. e Geramamoré Participações e Comercializadora de Energia Ltda.	31/03/2025	227.621,45	227.621,45	227.621,45	Até 31.03.2025	
Relação com o emissor	Geramamoré Participações e Comercializadora de Energia é investida do Grupo ENGIE, porém não possui relação societária direta com a ENGIE, e a ENGIE Comercializadora é sociedade controlada direta da ENGIE. O valor indicado no campo “Saldo existente” se refere ao montante total indicado na Nota Explicativa nº 24, item b.2, coluna “Custo – Compra de energia”, campo “Geramamoré Participações”, das Informações trimestrais do período encerrado em 31 de março de 2025. Este montante total representa a somatória do saldo aqui demonstrado com o saldo indicado no quadro “ENGIE Trading Comercializadora de Energia Ltda. e Geramamoré Participações e Comercializadora de Energia Ltda.”					
Objeto contrato	Compra e venda de Energia Elétrica no Ambiente de Contratação Livre					
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					

11.2 Transações com partes relacionadas

Parte relacionada	Data transação	Montante envolvido Real	Saldo existente	Montante Real	Duração	Taxa de juros cobrados
ENGIE Brasil Energia S.A e ENGIE Brasil Participações Ltda.	01/01/2023	8.594.298,53	1.912.323,98	8.594.298,53	Até 31.12.2027 (48 meses)	
Relação com o emissor	ENGIE Brasil Participações Ltda. é controladora direta da ENGIE Brasil Energia S.A.					
Objeto contrato	É objeto deste contrato, serviços relativos às áreas de Compras, Finanças, Tributário e Contabilidade a ser executado na sede da contratada					
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 30 dias.					
Natureza e razão para a operação	Prestação de serviços de terceiros, compartilhamento de pessoal com empresas do Grupo ENGIE. A escolha da prestadora de serviços foi definida através da combinação do preço com e a experiência na execução de serviços de compartilhamento de pessoal.					
Posição contratual do emissor	Devedor					

11.2 Transações com partes relacionadas

Parte relacionada	Data transação	Montante envolvido Real	Saldo existente	Montante Real	Duração	Taxa de juros cobrados
ENGIE Brasil Energia S.A. e ENGIE S.A.	31/12/2024	23.671,81	23.671,81	23.671,81	Indeterminado	
Relação com o emissor	ENGIE S.A é investida do Grupo ENGIE, Companhia do mesmo grupo econômico do controlador, porém não possuem relações societárias diretas com a ENGIE Brasil Energia S.A.					
Objeto contrato	Nota de débito referente a serviços gerais de informática e tecnologia em nuvem, tais como Office 365, plataforma de assinatura eletrônica de documentos e produtos voltados à Segurança Cibernética					
Garantia e seguros	N/A					
Rescisão ou extinção	N/A					
Natureza e razão para a operação	Trata-se de um aviso de débito que se originou da prestação de serviço e manutenção sistemas de informação e telecomunicações. A emissão da nota de débito e manutenção em aberto por prazo indeterminado permite maior flexibilidade para prestação do serviço em caso de necessidade imediata.					
Posição contratual do emissor	Devedor					

11.2 Transações com partes relacionadas

Parte relacionada	Data transação	Montante envolvido Real	Saldo existente	Montante Real	Duração	Taxa de juros cobrados
ENGIE Brasil Energia S.A. e Jirau Energia S.A.	01/10/2016	381.976.409,28	1.598.546,57	381.976.409,28	Até 31.12.2042	
Relação com o emissor	Jirau Energia é investida do Grupo ENGIE, porém não possui relação societária direta com a ENGIE.					
Objeto contrato	Compra e venda de Energia Elétrica com agentes da CCEE no Ambiente de Contratação Livre					
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					

11.2 Transações com partes relacionadas

Parte relacionada	Data transação	Montante envolvido Real	Saldo existente	Montante Real	Duração	Taxa de juros cobrados
ENGIE Brasil Energia S.A. e Jirau Energia S.A.	01/10/2016	381.976.409,28	4.211.654,45	381.976.409,28	Até 31.12.2042	
Relação com o emissor	Jirau Energia é investida do Grupo ENGIE, porém não possui relação societária direta com a ENGIE.					
Objeto contrato	Compra e venda de Energia Elétrica com agentes da CCEE no Ambiente de Contratação Livre					
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					

11.2 Transações com partes relacionadas

Parte relacionada	Data transação	Montante envolvido Real	Saldo existente	Montante Real	Duração	Taxa de juros cobrados
ENGIE Brasil Energia S.A. e Solairedirect Holding Brasil S.A.	01/07/2021	256.621,66	256.621,66	256.621,66	Indeterminado	
Relação com o emissor	Solairedirect Holding Brasil S.A. é investida do Grupo ENGIE, Companhia do mesmo grupo econômico do controlador, porém não possuem relações societárias diretas com a ENGIE Brasil Energia S.A.					
Objeto contrato	Nota de débito referente a prestação de serviço de mão de obra que, até a data base de 31.03.2025, não foi realizada sua liquidação mas poderá ser demandado e efetivamente prestado					
Garantia e seguros	N/A					
Rescisão ou extinção	N/A					
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. A emissão da nota de débito e manutenção em aberto por prazo indeterminado permite maior flexibilidade para prestação do serviço em caso de necessidade imediata.					
Posição contratual do emissor	Credor					

11.2 Transações com partes relacionadas

Parte relacionada	Data transação	Montante envolvido Real	Saldo existente	Montante Real	Duração	Taxa de juros cobrados
ENGIE Brasil Energia S.A. e Tractebel Engineering Ltda.	01/08/2023	14.358.768,00	279.954,20	14.358.768,00	Até 01.08.2027 (48 meses)	
Relação com o emissor	Tractebel Engineering é investida do Grupo ENGIE, Companhia do mesmo grupo econômico do controlador, porém não possuem relações societárias diretas com a ENGIE Brasil Energia 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 o contrato, 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 de usinas. 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					

11.2 Transações com partes relacionadas

Parte relacionada	Data transação	Montante envolvido Real	Saldo existente	Montante Real	Duração	Taxa de juros cobrados
ENGIE Brasil Energia S.A. e Tractebel Engineering Ltda.	01/08/2023	14.358.768,00	509.339,55	14.358.768,00	Até 01.08.2027 (48 meses)	
Relação com o emissor	Tractebel Engineering é investida do Grupo ENGIE, Companhia do mesmo grupo econômico do controlador, porém não possuem relações societárias diretas com a ENGIE Brasil Energia 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 o contrato, 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 de usinas. 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					

11.2 Transações com partes relacionadas

Parte relacionada	Data transação	Montante envolvido Real	Saldo existente	Montante Real	Duração	Taxa de juros cobrados
ENGIE Brasil Energia S.A. e Transportadora Associada de Gás S.A.	30/09/2023	2.778,59	2.778,59	2.778,59	Indeterminado	
Relação com o emissor	TAG é investida do Grupo ENGIE e controlada em conjunto da ENGIE, a qual detém 17,5% do seu capital social					
Objeto contrato	Nota de débito referente a prestação de serviço e mão de obra de operação e manutenção de usina, que, até a data base de 31.03.2025, não foi realizado mas poderá ser demandado e efetivamente prestado					
Garantia e seguros	N/A					
Rescisão ou extinção	N/A					
Natureza e razão para a operação	Trata-se de um aviso de débito que se originou da prestação do seguinte serviço e mão de obra de operação e manutenção de usina. A emissão da nota de débito e manutenção em aberto por prazo indeterminado permite maior flexibilidade para prestação do serviço em caso de necessidade imediata.					
Posição contratual do emissor	Credor					

11.2 Transações com partes relacionadas

Parte relacionada	Data transação	Montante envolvido Real	Saldo existente	Montante Real	Duração	Taxa de juros cobrados
ENGIE Brasil Energia S.A. e ENGIE RENOUVELABLES SAS.	31/03/2025	5.255.524,80	5.255.524,80	5.255.524,8	31.03.2025	
Relação com o emissor	ENGIE RENOUVELABLES SAS é investida do Grupo ENGIE, Companhia do mesmo grupo econômico do controlador, porém não possui relação societária direta com a ENGIE Brasil Energia S.A.					
Objeto contrato	Projetos Industriais e serviços de aquisição, gestão de engenharia e tecnologia e gestão de desempenho operacional.					
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 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					

11.2 Transações com partes relacionadas

Parte relacionada	Data transação	Montante envolvido Real	Saldo existente	Montante Real	Duração	Taxa de juros cobrados
ENGIE Brasil Energia S.A. e ENGIE RENOUVELABLES SAS.	31/03/2025	5.255.524,80	5.255.524,80	5.255.524,8	31.03.2025	
Relação com o emissor	ENGIE RENOUVELABLES SAS é investida do Grupo ENGIE, Companhia do mesmo grupo econômico do controlador, porém não possui relação societária direta com a ENGIE Brasil Energia S.A.					
Objeto contrato	Projetos Industriais e serviços de aquisição, gestão de engenharia e tecnologia e gestão de desempenho operacional.					
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 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					

11.2 Transações com partes relacionadas

Parte relacionada	Data transação	Montante envolvido Real	Saldo existente	Montante Real	Duração	Taxa de juros cobrados
ENGIE Brasil Energia S.A. e ENGIE Soluções Integradas Ltda.	01/03/2022	6.172.589,00	163.563,03	6.172.589,00	01.03.2032 (120 meses)	
Relação com o emissor	ENGIE Soluções Integradas é investida do Grupo ENGIE, porém não possui relação societária direta com a ENGIE.					
Objeto contrato	Execução, revisão técnica e pós-venda dos contratos de Engineering, Procurement and Construction (“EPC” ou Engenharia, Aquisição e Construção), provenientes da ENGIE Geração Solar Distribuída, em garantia contra defeitos na execução dos serviços de instalação, garantia contra defeitos de fabricação em módulos e inversores e/ou garantia de performance do Gerador Fotovoltaico.					
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 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	Credor					

11.2 Transações com partes relacionadas

Parte relacionada	Data transação	Montante envolvido Real	Saldo existente	Montante 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 e não possui relações societárias diretas com a Companhia, e a EBECP é sociedade controlada da ENGIE.					
Objeto contrato	Compra e Venda de Ações e Quotas, no qual a EBECP adquiriu os Conjuntos Fotovoltaicos Paracatu e Floresta pelo valor de R$ 625.000.000,00					
Garantia e seguros	N/A					
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					

11.2 Transações com partes relacionadas

Parte relacionada	Data transação	Montante envolvido Real	Saldo existente	Montante Real	Duração	Taxa de juros cobrados
Hidropower Energia S.A. e ENGIE Ineo (Outras)	30/09/2023	8.585,31	8.585,31	8.585,31	Indeterminado	
Relação com o emissor	ENGIE Ineo é investida do Grupo ENGIE, porém não possui relação societária direta com a ENGIE. E a Hidropower é sociedade controlada indireta da ENGIE.					
Objeto contrato	Nota de débito referente a serviços gerais de informática e tecnologia que, até a data base de 31.03.2025, não foram realizados mas poderão ser demandados e efetivamente prestados. O valor indicado no campo “Saldo existente” se refere ao montante indicado na Nota Explicativa nº 24, item a.2, coluna “Contas a receber”, campo “Outras”, das Informações trimestrais do período encerrado em 31 de março de 2025					
Garantia e seguros	N/A					
Rescisão ou extinção	N/A					
Natureza e razão para a operação	Trata-se de um aviso de débito que se originou da prestação de serviço e manutenção sistemas de informação e telecomunicações. A emissão da nota de débito e manutenção em aberto por prazo indeterminado permite maior flexibilidade para prestação do serviço em caso de necessidade imediata.					
Posição contratual do emissor	Credor					

11.2 Transações com partes relacionadas

Parte relacionada	Data transação	Montante envolvido Real	Saldo existente	Montante Real	Duração	Taxa de juros cobrados
Jaguara e Tractebel Engineering Ltda.	01/08/2023	1.692.432,00	110.535,12	1.692.432,00	Até 01.08.2027 (48 meses)	
Relação com o emissor	Tractebel Engineering é investida do Grupo ENGIE, porém não possui relação societária direta com a ENGIE, e a Jaguara é sociedade controlada da ENGIE.					
Objeto contrato	É objeto deste Contrato a auscultação civil referente a segurança das barragens e estruturas associadas para usinas de concessão da ENGIE, Jaguara, Miranda, Hidropower Energia S.A. e Tupan Energia Elétrica S.A					
Garantia e seguros	São obrigações das empresas que integram este contrato, 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 de usinas. 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					

11.2 Transações com partes relacionadas

Parte relacionada	Data transação	Montante envolvido Real	Saldo existente	Montante Real	Duração	Taxa de juros cobrados
Miranda e Tractebel Engineering Ltda.	01/08/2023	1.826.400,00	119.284,74	1.826.400,00	Até 01.08.2027 (48 meses)	
Relação com o emissor	Tractebel Engineering é investida do Grupo ENGIE, porém não possui relação societária direta com a ENGIE, e a Miranda é sociedade controlada da ENGIE.					
Objeto contrato	É objeto deste Contrato a auscultação civil referente a segurança das barragens e estruturas associadas para usinas de concessão da ENGIE, Jaguara, Miranda, Hidropower Energia S.A. e Tupan Energia Elétrica S.A					
Garantia e seguros	São obrigações das empresas que integram o contrato, 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 de usinas. 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					

11.2 Itens 'n.' e '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, Grupo 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

(i) 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. As operações deram-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.

(ii) 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

Não há outras informações que a Companhia julgue relevantes com relação a esta Seção do Formulário de Referência.

12.1 Informações sobre o capital social

Tipo Capital	Capital Emitido	
Data da autorização ou aprovação	**Prazo de integralização**	**Valor do capital**
05/11/2025	Não aplicável	6.863.706.794,52
Quantidade de ações ordinárias	**Quantidade de ações preferenciais**	**Quantidade total de ações**
1.142.298.836	0	1.142.298.836

Tipo Capital	Capital Subscrito	
Data da autorização ou aprovação	**Prazo de integralização**	**Valor do capital**
05/11/2025	Não aplicável	6.863.706.794,52
Quantidade de ações ordinárias	**Quantidade de ações preferenciais**	**Quantidade total de ações**
1.142.298.836	0	1.142.298.836

Tipo Capital	Capital Integralizado	
Data da autorização ou aprovação	**Prazo de integralização**	**Valor do capital**
05/11/2025	Não aplicável	6.863.706.794,52
Quantidade de ações ordinárias	**Quantidade de ações preferenciais**	**Quantidade total de ações**
1.142.298.836	0	1.142.298.836

Tipo Capital	Capital Autorizado	
Data da autorização ou aprovação	**Prazo de integralização**	**Valor do capital**
19/12/2025	Não aplicável	18.136.293.205,48
Quantidade de ações ordinárias	**Quantidade de ações preferenciais**	**Quantidade total de ações**
0	0	0

12.2 Emissores estrangeiros - Direitos e regras

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 80.

12.3 Outros valores mobiliários emitidos no Brasil

Valor mobiliário	**Debêntures**
Identificação do valor mobiliário	ENGIE Brasil Energia S.A. – 6ª emissão – 2ª Série (TBLE26)
Data de emissão	15/07/2016
Data de vencimento	15/07/2026
Quantidade	353.400
Valor nominal global R$	353.400.000,00
Saldo Devedor em Aberto	378.019.949,59
Restrição a circulação	Sim
Descrição da restrição	90 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 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	ISIN: BREGIEDBS027 Remuneração: IPCA + 6,2515% a.a. Espécie: Quirografária Agente fiduciário: Pentágono S.A. DTVM. Os principais termos e condições da contratação estão descritos na Cláusula 8 da Escritura de Emissão. Juros: Sobre o Valor Nominal Unitário Atualizado incidirão juros remuneratórios prefixados correspondentes a 6,2515% a.a. Vencimento antecipado: O Agente Fiduciário deve declarar o vencimento antecipado automático, 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. Nos demais itens de vencimento antecipado previstos na Cláusula 6.26 o Agente Fiduciário deverá, nos termos da Escritura de Emissão, convocar Assembleia Geral de Debenturistas para deliberar sobre o tema. Eventuais restrições impostas ao Emissor para: - Distribuição de dividendos: limitações previstas na Cláusula 6.26.XVI da Escritura de Emissão. - Alienação de ativos: limitações previstas na Cláusula 6.26.II da Escritura de Emissão. - Contratação de novas dívidas: Não se aplica. - Emissão de novos valores mobiliários: Não se aplica. - Realização de operações societárias: limitações previstas nas Cláusulas 6.26.X e 6.26.XI da Escritura de Emissão.

12.3 Outros valores mobiliários emitidos no Brasil

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% 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 das Debêntures em Circulação.
Outras características relevantes	As Assembleias Gerais de Debenturistas poderão ser convocadas pelo Agente Fiduciário, pela Emissora, por Debenturistas que representem, no mínimo, 10% das Debêntures em Circulação ou pela CVM. A escritura e demais documentos relacionados à emissão estão disponíveis na página de Relações com Investidores da Companhia (www.engie.com.br/investidores/ > Investidores > Outros Arquivamentos CVM > Prospectos e Documentos de Oferta de Distribuição Pública) e no site da CVM (sistemas.cvm.gov.br/).

Valor mobiliário	**Debêntures**
Identificação do valor mobiliário	ENGIE Brasil Energia S.A. – 7ª emissão – 1ª Série (EGIE17)
Data de emissão	15/07/2018
Data de vencimento	15/07/2025
Quantidade	515.353
Valor nominal global R$	515.353.000,00
Saldo Devedor em Aberto	383.348.706,04
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 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.

12.3 Outros valores mobiliários emitidos no Brasil

Características dos valores mobiliários de dívida	ISIN: BREGIEDBS035 Remuneração: IPCA + 5,6579% a.a. Espécie: Quirografária Agente fiduciário: VX Pavarini DTVM. Os principais termos e condições da contratação estão descritos na Cláusula VIII da Escritura de Emissão. Juros: Sobre o Valor Nominal Unitário Atualizado incidirão juros remuneratórios prefixados correspondentes a 5,6579% a.a. Vencimento antecipado: O Agente Fiduciário deve declarar o vencimento antecipado automático, nos termos da Escritura de Emissão, na ciência da ocorrência ao disposto na Cláusula 5.1.1. da Escritura de Emissão. Nos demais itens de vencimento antecipado previstos na Cláusula 5.1.2. o Agente Fiduciário deverá, nos termos da Escritura de Emissão, convocar Assembleia Geral de Debenturistas para deliberar sobre o tema. Eventuais restrições impostas ao Emissor para: - Distribuição de dividendos: limitações previstas na Cláusula 5.1.2.e da Escritura de Emissão. - Alienação de ativos: limitações previstas na Cláusula 5.1.2.c da Escritura de Emissão. - Contratação de novas dívidas: Não se aplica. - Emissão de novos valores mobiliários: Não se aplica. - Realização de operações societárias: limitações previstas nas Cláusulas 5.1.1.h e 5.1.1.i da Escritura de Emissão.
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 das Debêntures em Circulação da respectiva série. Estas condições são válidas para todas as séries da 7ª emissão.
Outras características relevantes	As Assembleias Gerais de Debenturistas poderão ser convocadas pelo Agente Fiduciário, pela Emissora, por Debenturistas que representem, no mínimo, 10% das Debêntures em Circulação ou pela CVM. A escritura e demais documentos relacionados à emissão estão disponíveis na página de Relações com Investidores da Companhia (www.engie.com.br/investidores/ > Investidores > Outros Arquivamentos CVM > Prospectos e Documentos de Oferta de Distribuição Pública) e no site da CVM (sistemas.cvm.gov.br/).

Valor mobiliário	**Debêntures**
Identificação do valor mobiliário	ENGIE Brasil Energia S.A. – 7ª emissão – 2ª Série (EGIE27)
Data de emissão	15/07/2018
Data de vencimento	15/07/2028
Quantidade	231.257
Valor nominal global R$	231.257.000,00
Saldo Devedor em Aberto	344.611.474,28

12.3 Outros valores mobiliários emitidos no Brasil

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 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.
Características dos valores mobiliários de dívida	ISIN: BREGIEDBS043 Remuneração: IPCA + 5,9033% a.a. Espécie: Quirografária Agente fiduciário: VX Pavarini DTVM. Os principais termos e condições da contratação estão descritos na Cláusula VIII da Escritura de Emissão. Juros: Sobre o Valor Nominal Unitário Atualizado incidirão juros remuneratórios prefixados correspondentes a 5,9033% a.a. Vencimento antecipado: O Agente Fiduciário deve declarar o vencimento antecipado automático, nos termos da Escritura de Emissão, na ciência da ocorrência ao disposto na Cláusula 5.1.1. da Escritura de Emissão. Nos demais itens de vencimento antecipado previstos na Cláusula 5.1.2. o Agente Fiduciário deverá, nos termos da Escritura de Emissão, convocar Assembleia Geral de Debenturistas para deliberar sobre o tema. Eventuais restrições impostas ao Emissor para: - Distribuição de dividendos: limitações previstas na Cláusula 5.1.2.e da Escritura de Emissão. - Alienação de ativos: limitações previstas na Cláusula 5.1.2.c da Escritura de Emissão. - Contratação de novas dívidas: Não se aplica. - Emissão de novos valores mobiliários: Não se aplica. - Realização de operações societárias: limitações previstas nas Cláusulas 5.1.1.h e 5.1.1.i da Escritura de Emissão.
Condições para alteração dos direitos assegurados por tais valores mobiliários	As condições para alteração dos direitos assegurados são válidas para todas as séries da 7ª emissão, conforme indicado no quadro acima, referente à 7ª emissão – 1ª Série, neste mesmo item.
Outras características relevantes	As outras características relevantes são válidas para todas as séries da 7ª emissão, conforme indicado no quadro acima, referente à 7ª emissão – 1ª Série, neste mesmo item.

Valor mobiliário	**Debêntures**
Identificação do valor mobiliário	ENGIE Brasil Energia S.A. – 9ª emissão – 1ª Série (EGIE19)
Data de emissão	15/07/2019
Data de vencimento	15/07/2026
Quantidade	576.095
Valor nominal global R$	576.095.000,00
Saldo Devedor em Aberto	817.918.909,66
Restrição a circulação	Não
Conversibilidade	Não
Possibilidade resgate	Sim

12.3 Outros valores mobiliários emitidos no Brasil

Hipótese e cálculo do valor de resgate	Caso legalmente permitido à Companhia pela Lei 12.431, na forma a ser regulamentada pela CMN e somente após transcorridos 2 anos a contar da Data de Emissão, esta poderá realizar, a qualquer tempo, oferta facultativa de resgate antecipado da totalidade das Debêntures da 1ª Série, e/ou das Debêntures da 2ª Série, e/ou das Debêntures da 3ª Série, e/ou das Debêntures da 4ª Série, com o consequente cancelamento de tais Debêntures, que será endereçado a todos os Debenturistas, conforme o caso, sem distinção, assegurada a igualdade de condições a todos os Debenturistas, conforme o caso, para aceitar o resgate antecipado das Debêntures de que forem titulares, de acordo com os termos e condições previstos na Cláusula 4.14 da Escritura de Emissão Adicionalmente, não é admitido o resgate antecipado parcial.
Características dos valores mobiliários de dívida	ISIN: BREGIEDBS076 Remuneração: IPCA + 3,7000% a.a. Espécie: Quirografária Agente fiduciário: VX Pavarini DTVM. Os principais termos e condições da contratação estão descritos na Cláusula VIII da Escritura de Emissão. Juros: Sobre o Valor Nominal Unitário Atualizado incidirão juros remuneratórios prefixados correspondentes a 3,7000% a.a. Vencimento antecipado: O Agente Fiduciário deve declarar o vencimento antecipado automático, nos termos da Escritura de Emissão, na ciência da ocorrência ao disposto na Cláusula 5.1.1. da Escritura de Emissão. Nos demais itens de vencimento antecipado previstos na Cláusula 5.1.2. o Agente Fiduciário deverá, nos termos da Escritura de Emissão, convocar Assembleia Geral de Debenturistas para deliberar sobre o tema. Eventuais restrições impostas ao Emissor para: - Distribuição de dividendos: limitações previstas na Cláusula 5.1.2.e da Escritura de Emissão. - Alienação de ativos: limitações previstas na Cláusula 5.1.2.c da Escritura de Emissão. - Contratação de novas dívidas: Não se aplica. - Emissão de novos valores mobiliários: Não se aplica. - Realização de operações societárias: limitações previstas nas Cláusulas 5.1.1.h e 5.1.1.i da Escritura de Emissão.
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 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 das Debêntures em Circulação da respectiva série.

12.3 Outros valores mobiliários emitidos no Brasil

Outras características relevantes	As Assembleias Gerais de Debenturistas poderão ser convocadas pelo Agente Fiduciário, pela Emissora, por Debenturistas que representem, no mínimo, 10% das Debêntures em Circulação ou pela CVM. A escritura e demais documentos relacionados à emissão estão disponíveis na página de Relações com Investidores da Companhia (www.engie.com.br/investidores/ > Investidores > Outros Arquivamentos CVM > Prospectos e Documentos de Oferta de Distribuição Pública) e no site da CVM (sistemas.cvm.gov.br/).

Valor mobiliário	**Debêntures**
Identificação do valor mobiliário	ENGIE Brasil Energia S.A. – 9ª emissão – 2ª Série (EGIE29)
Data de emissão	15/07/2019
Data de vencimento	15/07/2029
Quantidade	539.678
Valor nominal global R$	539.678.000,00
Saldo Devedor em Aberto	767.264.744,37
Restrição a circulação	Não
Conversibilidade	Não
Possibilidade resgate	Sim
Hipótese e cálculo do valor de resgate	Caso legalmente permitido à Companhia pela Lei 12.431, na forma a ser regulamentada pela CMN e somente após transcorridos 2 anos a contar da Data de Emissão, esta poderá realizar, a qualquer tempo, oferta facultativa de resgate antecipado da totalidade das Debêntures da 1ª Série, e/ou das Debêntures da 2ª Série, e/ou das Debêntures da 3ª Série, e/ou das Debêntures da 4ª Série, com o consequente cancelamento de tais Debêntures, que será endereçado a todos os Debenturistas, conforme o caso, sem distinção, assegurada a igualdade de condições a todos os Debenturistas, conforme o caso, para aceitar o resgate antecipado das Debêntures de que forem titulares, de acordo com os termos e condições previstos na Cláusula 4.14 da Escritura de Emissão Adicionalmente, não é admitido o resgate antecipado parcial.
Características dos valores mobiliários de dívida	ISIN: BREGIEDBS084 Remuneração: IPCA + 3,9000% a.a. Espécie: Quirografária Agente fiduciário: VX Pavarini DTVM. Os principais termos e condições da contratação estão descritos na Cláusula VIII da Escritura de Emissão. Juros: Sobre o Valor Nominal Unitário Atualizado incidirão juros remuneratórios prefixados correspondentes a 3,9000% a.a. Vencimento antecipado: O Agente Fiduciário deve declarar o vencimento antecipado automático, nos termos da Escritura de Emissão, na ciência da ocorrência ao disposto na Cláusula 5.1.1. da Escritura de Emissão. Nos demais itens de vencimento antecipado previstos na Cláusula 5.1.2. o Agente Fiduciário deverá, nos termos da Escritura de Emissão, convocar Assembleia Geral de Debenturistas para deliberar sobre o tema. Eventuais restrições impostas ao Emissor para: - Distribuição de dividendos: limitações previstas na Cláusula 5.1.2.e da Escritura de Emissão. - Alienação de ativos: limitações previstas na Cláusula 5.1.2.c da Escritura de Emissão. - Contratação de novas dívidas: Não se aplica. - Emissão de novos valores mobiliários: Não se aplica. - Realização de operações societárias: limitações previstas nas Cláusulas 5.1.1.h e 5.1.1.i da Escritura de Emissão.

12.3 Outros valores mobiliários emitidos no Brasil

Condições para alteração dos direitos assegurados por tais valores mobiliários	As condições para alteração dos direitos assegurados são válidas para todas as séries da 9ª emissão, conforme indicado no quadro acima, referente à 9ª emissão – 1ª Série, neste mesmo item.
Outras características relevantes	As outras características relevantes são válidas para todas as séries da 9ª emissão, conforme indicado no quadro acima, referente à 9ª emissão – 1ª Série, neste mesmo item.

Valor mobiliário	**Debêntures**
Identificação do valor mobiliário	ENGIE Brasil Energia S.A. – 9ª emissão – 3ª Série (EGIE39)
Data de emissão	15/07/2019
Data de vencimento	15/07/2026
Quantidade	378.827
Valor nominal global R$	378.827.000,00
Saldo Devedor em Aberto	527.907.284,93
Restrição a circulação	Não
Conversibilidade	Não
Possibilidade resgate	Sim
Hipótese e cálculo do valor de resgate	Caso legalmente permitido à Companhia pela Lei 12.431, na forma a ser regulamentada pela CMN e somente após transcorridos 2 anos a contar da Data de Emissão, esta poderá realizar, a qualquer tempo, oferta facultativa de resgate antecipado da totalidade das Debêntures da 1ª Série, e/ou das Debêntures da 2ª Série, e/ou das Debêntures da 3ª Série, e/ou das Debêntures da 4ª Série, com o consequente cancelamento de tais Debêntures, que será endereçado a todos os Debenturistas, conforme o caso, sem distinção, assegurada a igualdade de condições a todos os Debenturistas, conforme o caso, para aceitar o resgate antecipado das Debêntures de que forem titulares, de acordo com os termos e condições previstos na Cláusula 4.14 da Escritura de Emissão Adicionalmente, não é admitido o resgate antecipado parcial.
Características dos valores mobiliários de dívida	ISIN: BREGIEDBS092 Remuneração: IPCA + 3,6000% a.a. Espécie: Quirografária Agente fiduciário: VX Pavarini DTVM. Os principais termos e condições da contratação estão descritos na Cláusula VIII da Escritura de Emissão. Juros: Sobre o Valor Nominal Unitário Atualizado incidirão juros remuneratórios prefixados correspondentes a 3,6000% a.a. Vencimento antecipado: O Agente Fiduciário deve declarar o vencimento antecipado automático, nos termos da Escritura de Emissão, na ciência da ocorrência ao disposto na Cláusula 5.1.1. da Escritura de Emissão. Nos demais itens de vencimento antecipado previstos na Cláusula 5.1.2. o Agente Fiduciário deverá, nos termos da Escritura de Emissão, convocar Assembleia Geral de Debenturistas para deliberar sobre o tema. Eventuais restrições impostas ao Emissor para: - Distribuição de dividendos: limitações previstas na Cláusula 5.1.2.e da Escritura de Emissão. - Alienação de ativos: limitações previstas na Cláusula 5.1.2.c da Escritura de Emissão. - Contratação de novas dívidas: Não se aplica. - Emissão de novos valores mobiliários: Não se aplica. - Realização de operações societárias: limitações previstas nas Cláusulas 5.1.1.h e 5.1.1.i da Escritura de Emissão.
Condições para alteração dos direitos assegurados por tais valores mobiliários	As condições para alteração dos direitos assegurados são válidas para todas as séries da 9ª emissão, conforme indicado no quadro acima, referente à 9ª emissão – 1ª Série, neste mesmo item.

12.3 Outros valores mobiliários emitidos no Brasil

Outras características relevantes	As outras características relevantes são válidas para todas as séries da 9ª emissão, conforme indicado no quadro acima, referente à 9ª emissão – 1ª Série, neste mesmo item.

Valor mobiliário	**Debêntures**
Identificação do valor mobiliário	ENGIE Brasil Energia S.A. – 9ª emissão – 4ª Série (EGIE49)
Data de emissão	15/07/2019
Data de vencimento	15/07/2029
Quantidade	105.400
Valor nominal global R$	105.400.000,00
Saldo Devedor em Aberto	146.906.880,97
Restrição a circulação	Não
Conversibilidade	Não
Possibilidade resgate	Sim
Hipótese e cálculo do valor de resgate	Caso legalmente permitido à Companhia pela Lei 12.431, na forma a ser regulamentada pela CMN e somente após transcorridos 2 anos a contar da Data de Emissão, esta poderá realizar, a qualquer tempo, oferta facultativa de resgate antecipado da totalidade das Debêntures da 1ª Série, e/ou das Debêntures da 2ª Série, e/ou das Debêntures da 3ª Série, e/ou das Debêntures da 4ª Série, com o consequente cancelamento de tais Debêntures, que será endereçado a todos os Debenturistas, conforme o caso, sem distinção, assegurada a igualdade de condições a todos os Debenturistas, conforme o caso, para aceitar o resgate antecipado das Debêntures de que forem titulares, de acordo com os termos e condições previstos na Cláusula 4.14 da Escritura de Emissão Adicionalmente, não é admitido o resgate antecipado parcial.
Características dos valores mobiliários de dívida	ISIN: BREGIEDBS0A5 Remuneração: IPCA + 3,7000% a.a. Espécie: Quirografária Agente fiduciário: VX Pavarini DTVM. Os principais termos e condições da contratação estão descritos na Cláusula VIII da Escritura de Emissão. Juros: Sobre o Valor Nominal Unitário Atualizado incidirão juros remuneratórios prefixados correspondentes a 3,7000% a.a. Vencimento antecipado: O Agente Fiduciário deve declarar o vencimento antecipado automático, nos termos da Escritura de Emissão, na ciência da ocorrência ao disposto na Cláusula 5.1.1. da Escritura de Emissão. Nos demais itens de vencimento antecipado previstos na Cláusula 5.1.2. o Agente Fiduciário deverá, nos termos da Escritura de Emissão, convocar Assembleia Geral de Debenturistas para deliberar sobre o tema. Eventuais restrições impostas ao Emissor para: - Distribuição de dividendos: limitações previstas na Cláusula 5.1.2.e da Escritura de Emissão. - Alienação de ativos: limitações previstas na Cláusula 5.1.2.c da Escritura de Emissão. - Contratação de novas dívidas: Não se aplica. - Emissão de novos valores mobiliários: Não se aplica. - Realização de operações societárias: limitações previstas nas Cláusulas 5.1.1.h e 5.1.1.i da Escritura de Emissão.
Condições para alteração dos direitos assegurados por tais valores mobiliários	As condições para alteração dos direitos assegurados são válidas para todas as séries da 9ª emissão, conforme indicado no quadro acima, referente à 9ª emissão – 1ª Série, neste mesmo item.
Outras características relevantes	As outras características relevantes são válidas para todas as séries da 9ª emissão, conforme indicado no quadro acima, referente à 9ª emissão – 1ª Série, neste mesmo item.

12.3 Outros valores mobiliários emitidos no Brasil

Valor mobiliário	**Debêntures**
Identificação do valor mobiliário	ENGIE Brasil Energia S.A. - 10ª emissão – Série única (EGIEA0)
Data de emissão	15/09/2021
Data de vencimento	15/09/2046
Quantidade	400.000
Valor nominal global R$	400.000.000,00
Saldo Devedor em Aberto	469.503.987,72
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 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 (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.

12.3 Outros valores mobiliários emitidos no Brasil

Características dos valores mobiliários de dívida	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 (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.
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.
Outras características relevantes	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. A escritura e demais documentos relacionados à emissão estão disponíveis na página de Relações com Investidores da Companhia (www.engie.com.br/investidores/ > Investidores > Outros Arquivamentos CVM > Prospectos e Documentos de Oferta de Distribuição Pública) e no site da CVM (sistemas.cvm.gov.br/).

Valor mobiliário	**Debêntures**
Identificação do valor mobiliário	ENGIE Brasil Energia S.A. – 11ª emissão – 1ª Série (EGIEA1)
Data de emissão	15/11/2023
Data de vencimento	15/11/2033

12.3 Outros valores mobiliários emitidos no Brasil

Quantidade	1.085.600
Valor nominal global R$	1.085.600.000,00
Saldo Devedor em Aberto	1.189.581.020,79
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 (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. 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.

12.3 Outros valores mobiliários emitidos no Brasil

Características dos valores mobiliários de dívida	ISIN: BREGIEDBS0C1 Remuneração: IPCA + 5,9325 % a.a. Espécie: Quirografária Agente fiduciário: Pentágono S.A. DTVM. Os principais termos e condições da contratação estão descritos na Cláusula VIII da Escritura de Emissão. Juros: Sobre o Valor Nominal Unitário Atualizado incidirão juros remuneratórios prefixados correspondentes a 5,9325% a.a. Vencimento antecipado: O Agente Fiduciário deve declarar o vencimento antecipado automático, nos termos da Escritura de Emissão, na ciência da ocorrência ao disposto na Cláusula 6.1.1. da Escritura de Emissão. Nos demais itens de vencimento antecipado previstos na Cláusula 6.1.2. o Agente Fiduciário deverá, nos termos da Escritura de Emissão, convocar Assembleia Geral de Debenturistas para deliberar sobre o tema. Eventuais restrições impostas ao Emissor para: - Distribuição de dividendos: limitações previstas na Cláusula 6.1.2.j da Escritura de Emissão. - Alienação de ativos: limitações previstas na Cláusula 6.1.2.h da Escritura de Emissão. - Contratação de novas dívidas: Não se aplica. - Emissão de novos valores mobiliários: Não se aplica. - Realização de operações societárias: limitações previstas nas Cláusulas 6.1.2.c e 6.1.2.e da Escritura de Emissão.

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.
Outras características relevantes	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. A escritura e demais documentos relacionados à emissão estão disponíveis na página de Relações com Investidores da Companhia (www.engie.com.br/investidores/ > Investidores > Outros Arquivamentos CVM > Prospectos e Documentos de Oferta de Distribuição Pública) e no site da CVM (sistemas.cvm.gov.br/).

Valor mobiliário	**Debêntures**
Identificação do valor mobiliário	ENGIE Brasil Energia S.A. – 11ª emissão – 2ª Série (EGIEB1)
Data de emissão	15/11/2023
Data de vencimento	15/11/2038
Quantidade	96.278
Valor nominal global R$	96.278.000,00
Saldo Devedor em Aberto	105.548.272,95

12.3 Outros valores mobiliários emitidos no Brasil

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. 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.

12.3 Outros valores mobiliários emitidos no Brasil

Características dos valores mobiliários de dívida	ISIN: BREGIEDBS0D9 Remuneração: IPCA + 6,0691% a.a. Espécie: Quirografária Agente fiduciário: Pentágono S.A. DTVM. Os principais termos e condições da contratação estão descritos na Cláusula VIII da Escritura de Emissão. Juros: Sobre o Valor Nominal Unitário Atualizado incidirão juros remuneratórios prefixados correspondentes a 6,0691% a.a. Vencimento antecipado: O Agente Fiduciário deve declarar o vencimento antecipado automático, nos termos da Escritura de Emissão, na ciência da ocorrência ao disposto na Cláusula 6.1.1. da Escritura de Emissão. Nos demais itens de vencimento antecipado previstos na Cláusula 6.1.2. o Agente Fiduciário deverá, nos termos da Escritura de Emissão, convocar Assembleia Geral de Debenturistas para deliberar sobre o tema. Eventuais restrições impostas ao Emissor para: - Distribuição de dividendos: limitações previstas na Cláusula 6.1.2.j da Escritura de Emissão. - Alienação de ativos: limitações previstas na Cláusula 6.1.2.h da Escritura de Emissão. - Contratação de novas dívidas: Não se aplica. - Emissão de novos valores mobiliários: Não se aplica. - Realização de operações societárias: limitações previstas nas Cláusulas 6.1.2.c e 6.1.2.e da Escritura de Emissão.
Condições para alteração dos direitos assegurados por tais valores mobiliários	As condições para alteração dos direitos assegurados são válidas para todas as séries da 11ª emissão, conforme indicado no quadro acima, referente à 11ª emissão – 1ª Série, neste mesmo item.
Outras características relevantes	As outras características relevantes são válidas para todas as séries da 11ª emissão, conforme indicado no quadro acima, referente à 11ª emissão – 1ª Série, neste mesmo item.

Valor mobiliário	**Debêntures**
Identificação do valor mobiliário	ENGIE Brasil Energia S.A. – 11ª emissão – 3ª Série (EGIEC1)
Data de emissão	15/11/2023
Data de vencimento	15/11/2028
Quantidade	318.122
Valor nominal global R$	318.122.000,00
Saldo Devedor em Aberto	364.128.215,11
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. 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	ISIN: BREGIEDBS0E7 Remuneração: Pré-Fixado 10,9000% a.a. Espécie: Quirografária Agente fiduciário: Pentágono S.A. DTVM. Os principais termos e condições da contratação estão descritos na Cláusula VIII da Escritura de Emissão. Juros: Sobre o Valor Nominal Unitário incidirão juros remuneratórios prefixados correspondentes a 10,9000%. Vencimento antecipado: O Agente Fiduciário deve declarar o vencimento antecipado automático, nos termos da Escritura de Emissão, na ciência da ocorrência ao disposto na Cláusula 6.1.1. da Escritura de Emissão. Nos demais itens de vencimento antecipado previstos na Cláusula 6.1.2. o Agente Fiduciário deverá, nos termos da Escritura de Emissão, convocar Assembleia Geral de Debenturistas para deliberar sobre o tema. Eventuais restrições impostas ao Emissor para: - Distribuição de dividendos: limitações previstas na Cláusula 6.1.2.j da Escritura de Emissão. - Alienação de ativos: limitações previstas na Cláusula 6.1.2.h da Escritura de Emissão. - Contratação de novas dívidas: Não se aplica. - Emissão de novos valores mobiliários: Não se aplica. - Realização de operações societárias: limitações previstas nas Cláusulas 6.1.2.c e 6.1.2.e da Escritura de Emissão.
Condições para alteração dos direitos assegurados por tais valores mobiliários	As condições para alteração dos direitos assegurados são válidas para todas as séries da 11ª emissão, conforme indicado no quadro acima, referente à 11ª emissão – 1ª Série, neste mesmo item.
Outras características relevantes	As outras características relevantes são válidas para todas as séries da 11ª emissão, conforme indicado no quadro acima, referente à 11ª emissão – 1ª Série, neste mesmo item.

12.3 Outros valores mobiliários emitidos no Brasil

Valor mobiliário	**Debêntures**
Identificação do valor mobiliário	ENGIE Brasil Energia S.A. - 11ª emissão – 4ª Série (EGIED1)
Data de emissão	15/11/2023
Data de vencimento	15/11/2028
Quantidade	900.000
Valor nominal global R$	900.000.000,00
Saldo Devedor em Aberto	941.947.911,42
Restrição a circulação	Não
Conversibilidade	Não
Possibilidade resgate	Sim
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.

12.3 Outros valores mobiliários emitidos no Brasil

Características dos valores mobiliários de dívida	ISIN: BREGIEDBS0F4 Remuneração: DI + 1,0000% a.a. Espécie: Quirografária Agente fiduciário: Pentágono S.A. DTVM. Os principais termos e condições da contratação estão descritos na Cláusula VIII da Escritura de Emissão. Juros: Sobre o Saldo do Valo Nominal Unitário incidirão juros remuneratórios correspondentes à 100% da Taxa DI, acrescida exponencialmente de spread de 1,0000% a.a. Vencimento antecipado: O Agente Fiduciário deve declarar o vencimento antecipado automático, nos termos da Escritura de Emissão, na ciência da ocorrência ao disposto na Cláusula 6.1.1. da Escritura de Emissão. Nos demais itens de vencimento antecipado previstos na Cláusula 6.1.2. o Agente Fiduciário deverá, nos termos da Escritura de Emissão, convocar Assembleia Geral de Debenturistas para deliberar sobre o tema. Eventuais restrições impostas ao Emissor para: - Distribuição de dividendos: limitações previstas na Cláusula 6.1.2.j da Escritura de Emissão. - Alienação de ativos: limitações previstas na Cláusula 6.1.2.h da Escritura de Emissão. - Contratação de novas dívidas: Não se aplica. - Emissão de novos valores mobiliários: Não se aplica. - Realização de operações societárias: limitações previstas nas Cláusulas 6.1.2.c e 6.1.2.e da Escritura de Emissão.
Condições para alteração dos direitos assegurados por tais valores mobiliários	As condições para alteração dos direitos assegurados são válidas para todas as séries da 11ª emissão, conforme indicado no quadro acima, referente à 11ª emissão – 1ª Série, neste mesmo item.
Outras características relevantes	Amortização Extraordinária: A Companhia poderá, a seu exclusivo critério, realizar a amortização extraordinária do Valor Nominal Unitário das Debêntures da Quarta Série ou do saldo do Valor Nominal Unitário das Debêntures da Quarta Série, limitada a 98% do Valor Nominal Unitário das Debêntures da Quarta Série ou do saldo do Valor Nominal Unitário 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. As outras características relevantes são válidas para todas as séries da 11ª emissão, conforme indicado no quadro acima, referente à 11ª emissão – 1ª Série, neste mesmo item.

Valor mobiliário	**Debêntures**
Identificação do valor mobiliário	ENGIE Brasil Energia S.A. – 11ª emissão – 5ª Série (EGIEE1)
Data de emissão	15/11/2023
Data de vencimento	15/11/2030
Quantidade	100.000
Valor nominal global R$	100.000.000,00
Saldo Devedor em Aberto	104.697.876,05
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	ISIN: BREGIEDBS0G2 Remuneração: DI + 1,1000% a.a. Espécie: Quirografária Agente fiduciário: Pentágono S.A. DTVM. Os principais termos e condições da contratação estão descritos na Cláusula VIII da Escritura de Emissão. Juros: Sobre o Saldo do Valo Nominal Unitário incidirão juros remuneratórios correspondentes à 100% da Taxa DI, acrescida exponencialmente de spread de 1,1000% a.a. Vencimento antecipado: O Agente Fiduciário deve declarar o vencimento antecipado automático, nos termos da Escritura de Emissão, na ciência da ocorrência ao disposto na Cláusula 6.1.1. da Escritura de Emissão. Nos demais itens de vencimento antecipado previstos na Cláusula 6.1.2. o Agente Fiduciário deverá, nos termos da Escritura de Emissão, convocar Assembleia Geral de Debenturistas para deliberar sobre o tema. Eventuais restrições impostas ao Emissor para: - Distribuição de dividendos: limitações previstas na Cláusula 6.1.2.j da Escritura de Emissão. - Alienação de ativos: limitações previstas na Cláusula 6.1.2.h da Escritura de Emissão. - Contratação de novas dívidas: Não se aplica. - Emissão de novos valores mobiliários: Não se aplica. - Realização de operações societárias: limitações previstas nas Cláusulas 6.1.2.c e 6.1.2.e da Escritura de Emissão.
Condições para alteração dos direitos assegurados por tais valores mobiliários	As condições para alteração dos direitos assegurados são válidas para todas as séries da 11ª emissão, conforme indicado no quadro acima, referente à 11ª emissão – 1ª Série, neste mesmo item.
Outras características relevantes	Amortização Extraordinária: A Emissora poderá, a seu exclusivo critério, realizar a amortização extraordinária do Valor Nominal Unitário das Debêntures da Quinta Série ou do saldo do Valor Nominal Unitário das Debêntures da Quinta Série, limitada a 98% do Valor Nominal Unitário das Debêntures da Quinta Série ou do saldo do Valor Nominal Unitário 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. As outras características relevantes são válidas para todas as séries da 11ª emissão, conforme indicado no quadro acima, referente à 11ª emissão – 1ª Série, neste mesmo item.

Valor mobiliário	**Debêntures**
Identificação do valor mobiliário	ENGIE Brasil Energia S.A. – 12ª emissão – 1ª Série (EGIEA2)

12.3 Outros valores mobiliários emitidos no Brasil

Data de emissão	15/06/2024
Data de vencimento	15/08/2029
Quantidade	863.239
Valor nominal global R$	863.239.000,00
Saldo Devedor em Aberto	892.360.307,23
Restrição a circulação	Sim
Descrição da restrição	Nos termos do artigo 86, inciso I, da Resolução CVM 160, as Debêntures somente poderão ser negociadas nos mercados regulamentados de valores mobiliários: (i) a qualquer tempo entre Investidores Profissionais; (ii) depois de decorridos 3 (três) meses contados da data de encerramento da Oferta, entre investidores qualificados, assim definidos nos termos dos artigos 12 e 13 da Resolução CVM 30; e (iii) depois de decorrido 6 (seis) meses contados da data de encerramento da Oferta, entre o público investidor em geral.
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) Valor Nominal Unitário das Debêntures da Primeira Série, acrescido: (1) da Remuneração das Debêntures da Primeira Série calculada, pro rata temporis, desde a primeira Data de Integralização ou da última Data de Pagamento da Remuneração das Debêntures da Primeira Série, conforme o caso, até a data do efetivo resgate (exclusive); e (2) dos Encargos Moratórios, se houver; ou (ii) valor presente da soma dos valores remanescentes de pagamento de amortização do Valor Nominal Unitário e da Remuneração das Debêntures da Primeira 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 (https://www.b3.com.br/pt_br/market-data-e-indices/servicos-de-dados/market-data/cotacoes/cotacoes/), correspondente ao vértice com número de dias corridos mais próximo à duration remanescente das Debêntures da Primeira Série, a ser apurada no fechamento do Dia Útil imediatamente anterior à data do Resgate Antecipado Facultativo Total das Debêntures da Primeira Série, calculado conforme fórmula na Escritura de Debêntures. Não será admitido o resgate facultativo parcial das Debêntures.

12.3 Outros valores mobiliários emitidos no Brasil

Características dos valores mobiliários de dívida	ISIN: BREGIEDBS0H0 Remuneração: Pré-Fixado 12,4974% a.a. Espécie: Quirografária Agente fiduciário: Pentágono S.A. DTVM. Os principais termos e condições da contratação estão descritos na Cláusula VIII da Escritura de Emissão. Juros: Sobre o Valor Nominal Unitário incidirão juros remuneratórios prefixados correspondentes a 12,4974% a.a. Vencimento antecipado: O Agente Fiduciário deve declarar o vencimento antecipado automático, nos termos da Escritura de Emissão, na ciência da ocorrência ao disposto na Cláusula 6.1.1. da Escritura de Emissão. Nos demais itens de vencimento antecipado previstos na Cláusula 6.1.2. o Agente Fiduciário deverá, nos termos da Escritura de Emissão, convocar Assembleia Geral de Debenturistas para deliberar sobre o tema. Eventuais restrições impostas ao Emissor para: - Distribuição de dividendos: limitações previstas na Cláusula 6.1.2.j da Escritura de Emissão. - Alienação de ativos: limitações previstas na Cláusula 6.1.2.h da Escritura de Emissão. - Contratação de novas dívidas: Não se aplica. - Emissão de novos valores mobiliários: Não se aplica. - Realização de operações societárias: limitações previstas nas Cláusulas 6.1.2.c e 6.1.2.e da Escritura de Emissão.

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, 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 (ii.a) a maioria das Debêntures Institucionais em Circulação, ou, (ii.b) caso não existam Debêntures Institucionais em Circulação, a maioria das Debêntures Institucionais. 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 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 da Cláusula IX (Assembleia geral de Debenturistas) da Escritura de Emissão, 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, (b.i) 2/3 (dois terços) das Debêntures Institucionais em Circulação ou, (b.ii) caso não existam Debêntures Institucionais em Circulação, a maioria das Debêntures Institucionais. 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, 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.
Outras características relevantes	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. A escritura e demais documentos relacionados à emissão estão disponíveis na página de Relações com Investidores da Companhia (www.engie.com.br/investidores/ > Investidores > Outros Arquivamentos CVM > Prospectos e Documentos de Oferta de Distribuição Pública) e no site da CVM (sistemas.cvm.gov.br/).

Valor mobiliário	**Debêntures**
Identificação do valor mobiliário	ENGIE Brasil Energia S.A. – 12ª emissão – 2ª Série (EGIEB2)
Data de emissão	15/06/2024
Data de vencimento	15/06/2034
Quantidade	636.761

12.3 Outros valores mobiliários emitidos no Brasil

Valor nominal global R$	636.761.000,00
Saldo Devedor em Aberto	696.352.794,19
Restrição a circulação	Sim
Descrição da restrição	Nos termos do artigo 86, inciso I, da Resolução CVM 160, as Debêntures somente poderão ser negociadas nos mercados regulamentados de valores mobiliários: (i) a qualquer tempo entre Investidores Profissionais; (ii) depois de decorridos 3 (três) meses contados da data de encerramento da Oferta, entre investidores qualificados, assim definidos nos termos dos artigos 12 e 13 da Resolução CVM 30; e (iii) depois de decorrido 6 (seis) meses contados da data de encerramento da Oferta, entre o público investidor em geral.
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 Segunda Série, acrescido da Remuneração das Debêntures da Segunda Série, calculada pro rata temporis, desde a Data de Início da Rentabilidade ou a Data de Pagamento da Remuneração das Debêntures da Segunda Série imediatamente anterior (inclusive), conforme o caso, até a data do Resgate Antecipado Facultativo Total das Debêntures da Segunda Série (exclusive), e (ii) o valor presente atualizado (conforme fator “C” da fórmula constante na Escritura de Emissão) das parcelas remanescentes de pagamento de amortização do Valor Nominal Unitário Atualizado das Debêntures da Segunda Série e da Remuneração das Debêntures da Segunda 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 Segunda Série, conforme o caso, na data do Resgate Antecipado Facultativo Total das Debêntures da Segunda Série, utilizando-se a cotação indicativa divulgada pela ANBIMA (http://www.anbima.com.br) apurada no segundo Dia Útil imediatamente anterior à data do Resgate Antecipado Facultativo Total das Debêntures da Segunda Série, calculado conforme fórmula na Escritura de Emissão; acrescido (a) dos Encargos Moratórios, se houver; e (b) de quaisquer obrigações pecuniárias e outros acréscimos referentes às Debêntures da Segunda Série. Não será admitido o resgate facultativo parcial das Debêntures. O valor devido pela Emissora será equivalente ao maior entre: (i) o Valor Nominal Unitário Atualizado das Debêntures da Segunda Série, acrescido da Remuneração das Debêntures da Segunda Série, calculada pro rata temporis, desde a Data de Início da Rentabilidade ou a Data de Pagamento da Remuneração das Debêntures da Segunda Série imediatamente anterior (inclusive), conforme o caso, até a data do Resgate Antecipado Facultativo Total das Debêntures da Segunda Série (exclusive), e (ii) o valor presente atualizado (conforme fator “C” da fórmula constante na Escritura de Emissão) das parcelas remanescentes de pagamento de amortização do Valor Nominal Unitário Atualizado das Debêntures da Segunda Série e da Remuneração das Debêntures da Segunda 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 Segunda Série, conforme o caso, na data do Resgate Antecipado Facultativo Total das Debêntures da Segunda 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 Segunda Série, calculado conforme fórmula na Escritura de Emissão; acrescido (a) dos Encargos Moratórios, se houver; e (b) de quaisquer obrigações pecuniárias e outros acréscimos referentes às Debêntures da Segunda Série. Não será admitido o resgate facultativo parcial das Debêntures.

12.3 Outros valores mobiliários emitidos no Brasil

Características dos valores mobiliários de dívida	ISIN: BREGIEDBS0I8 Remuneração: IPCA + 6,7766% a.a. Espécie: Quirografária Agente fiduciário: Pentágono S.A. DTVM. Os principais termos e condições da contratação estão descritos na Cláusula VIII da Escritura de Emissão. Juros: Sobre o Valor Nominal Unitário Atualizado incidirão juros remuneratórios prefixados correspondentes a 6,0691% a.a. Vencimento antecipado: O Agente Fiduciário deve declarar o vencimento antecipado automático, nos termos da Escritura de Emissão, na ciência da ocorrência ao disposto na Cláusula 6.1.1. da Escritura de Emissão. Nos demais itens de vencimento antecipado previstos na Cláusula 6.1.2. o Agente Fiduciário deverá, nos termos da Escritura de Emissão, convocar Assembleia Geral de Debenturistas para deliberar sobre o tema. Eventuais restrições impostas ao Emissor para: - Distribuição de dividendos: limitações previstas na Cláusula 6.1.2.j da Escritura de Emissão. - Alienação de ativos: limitações previstas na Cláusula 6.1.2.h da Escritura de Emissão. - Contratação de novas dívidas: Não se aplica. - Emissão de novos valores mobiliários: Não se aplica. - Realização de operações societárias: limitações previstas nas Cláusulas 6.1.2.c e 6.1.2.e da Escritura de Emissão.
Condições para alteração dos direitos assegurados por tais valores mobiliários	As condições para alteração dos direitos assegurados são válidas para todas as séries da 12ª emissão, conforme indicado no quadro acima, referente à 12ª emissão – 1ª Série, neste mesmo item.
Outras características relevantes	As outras características relevantes são válidas para todas as séries da 12ª emissão, conforme indicado no quadro acima, referente à 12ª emissão – 1ª Série, neste mesmo item.

Valor mobiliário	**Debêntures**
Identificação do valor mobiliário	ENGIE Brasil Energia S.A. – 12ª emissão – 4ª Série (EGIED2)
Data de emissão	15/06/2024
Data de vencimento	15/06/2026
Quantidade	500.000
Valor nominal global R$	500.000.000,00
Saldo Devedor em Aberto	544.157.939,30
Restrição a circulação	Não
Conversibilidade	Não
Possibilidade resgate	Não

12.3 Outros valores mobiliários emitidos no Brasil

Características dos valores mobiliários de dívida	ISIN: BREGIEDBS0K4 Remuneração: DI + 0,5500% a.a. Espécie: Quirografária Agente fiduciário: Pentágono S.A. DTVM. Os principais termos e condições da contratação estão descritos na Cláusula VIII da Escritura de Emissão. Juros: Sobre o Saldo do Valo Nominal Unitário incidirão juros remuneratórios correspondentes à 100% da Taxa DI, acrescida exponencialmente de spread de 0,5500% ao ano-base 252. Vencimento antecipado: O Agente Fiduciário deve declarar o vencimento antecipado automático, nos termos da Escritura de Emissão, na ciência da ocorrência ao disposto na Cláusula 6.1.1. da Escritura de Emissão. Nos demais itens de vencimento antecipado previstos na Cláusula 6.1.2. o Agente Fiduciário deverá, nos termos da Escritura de Emissão, convocar Assembleia Geral de Debenturistas para deliberar sobre o tema. Eventuais restrições impostas ao Emissor para: - Distribuição de dividendos: limitações previstas na Cláusula 6.1.2.j da Escritura de Emissão. - Alienação de ativos: limitações previstas na Cláusula 6.1.2.h da Escritura de Emissão. - Contratação de novas dívidas: Não se aplica. - Emissão de novos valores mobiliários: Não se aplica. - Realização de operações societárias: limitações previstas nas Cláusulas 6.1.2.c e 6.1.2.e da Escritura de Emissão.
Condições para alteração dos direitos assegurados por tais valores mobiliários	As condições para alteração dos direitos assegurados são válidas para todas as séries da 12ª emissão, conforme indicado no quadro acima, referente à 12ª emissão – 1ª Série, neste mesmo item.
Outras características relevantes	As outras características relevantes são válidas para todas as séries da 12ª emissão, conforme indicado no quadro acima, referente à 12ª emissão – 1ª Série, neste mesmo item.

Valor mobiliário	**Debêntures**
Identificação do valor mobiliário	ENGIE Brasil Energia S.A. – 13ª emissão – Série única (EGIEA3)
Data de emissão	25/09/2024
Data de vencimento	25/09/2030
Quantidade	1.500.000
Valor nominal global R$	1.500.000.000,00
Saldo Devedor em Aberto	1.502.751.193,82
Restrição a circulação	Sim
Descrição da restrição	Nos termos do artigo 86, inciso I, da Resolução CVM 160, as Debêntures somente poderão ser negociadas nos mercados regulamentados de valores mobiliários: (i) a qualquer tempo entre Investidores Profissionais; (ii) depois de decorridos 3 (três) meses contados da data de encerramento da Oferta, entre investidores qualificados, assim definidos nos termos dos artigos 12 e 13 da Resolução CVM 30; e (iii) depois de decorrido 6 (seis) meses contados da data de encerramento da Oferta, entre o público investidor em geral.
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, a seu exclusivo critério e independentemente da anuência dos Debenturistas, mediante o envio de Comunicação de Resgate Antecipado Facultativo Total. O valor devido pela Emissora será equivalente ao maior entre: (i) Valor Nominal Unitário das Debêntures, acrescido: (1) da Remuneração das Debêntures calculada, pro rata temporis, desde a primeira Data de Integralização ou da Data de Pagamento da Remuneração das Debêntures imediatamente anterior (inclusive), conforme o caso, até a data do efetivo resgate (exclusive); e (2) dos Encargos Moratórios, se houver; ou (ii) valor presente da soma dos valores remanescentes de pagamento de amortização do Valor Nominal Unitário e da Remuneração das Debêntures, 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 (https://www.b3.com.br/pt_br/market-data-e-indices/servicos-de-dados/market-data/cotacoes/cotacoes/), correspondente ao vértice com número de dias corridos mais próximo à duration remanescente das Debêntures , a ser apurada no fechamento do Dia Útil imediatamente anterior à data do Resgate Antecipado Facultativo Total das Debêntures, calculado conforme fórmula na Escritura de Debêntures, acrescido exponencialmente de uma taxa correspondente a -0,22% (vinte e dois centésimos por cento negativo), e somado aos Encargos Moratórios. Não será admitido o resgate facultativo parcial das Debêntures. O valor devido pela Emissora será equivalente ao maior entre: (i) Valor Nominal Unitário das Debêntures, acrescido: (1) da Remuneração das Debêntures calculada, pro rata temporis, desde a primeira Data de Integralização ou da Data de Pagamento da Remuneração das Debêntures imediatamente anterior (inclusive), conforme o caso, até a data do efetivo resgate (exclusive); e (2) dos Encargos Moratórios, se houver; ou (ii) valor presente da soma dos valores remanescentes de pagamento de amortização do Valor Nominal Unitário e da Remuneração das Debêntures, 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 (https://www.b3.com.br/pt_br/market-data-e-indices/servicos-de-dados/marketdata/consultas/mercado-de-derivativos/precos-referenciais/taxas-referenciais-bm-fbovespa/), correspondente ao vértice com número de dias corridos mais próximo à duration remanescente das Debêntures , a ser apurada no fechamento do Dia Útil imediatamente anterior à data do Resgate Antecipado Facultativo Total das Debêntures, calculado conforme fórmula na Escritura de Debêntures, acrescido exponencialmente de uma taxa correspondente a -0,22% (vinte e dois centésimos por cento negativo), e somado aos Encargos Moratórios. Não será admitido o resgate facultativo parcial das Debêntures.

12.3 Outros valores mobiliários emitidos no Brasil

Características dos valores mobiliários de dívida	ISIN: BREGIEDBS0L2 Remuneração: Pré-Fixado 12,2372% a.a. Espécie: Quirografária Agente fiduciário: Pentágono S.A. DTVM. Os principais termos e condições da contratação estão descritos na Cláusula VIII da Escritura de Emissão. Juros: Sobre o Valor Nominal Unitário incidirão juros remuneratórios prefixados correspondentes a 12,2372% a.a. Vencimento antecipado: O Agente Fiduciário deve declarar o vencimento antecipado automático, nos termos da Escritura de Emissão, na ciência da ocorrência ao disposto na Cláusula 6.1.1. da Escritura de Emissão. Nos demais itens de vencimento antecipado previstos na Cláusula 6.1.2. o Agente Fiduciário deverá, nos termos da Escritura de Emissão, convocar Assembleia Geral de Debenturistas para deliberar sobre o tema. Eventuais restrições impostas ao Emissor para: - Distribuição de dividendos: limitações previstas na Cláusula 6.1.2.j da Escritura de Emissão. - Alienação de ativos: limitações previstas na Cláusula 6.1.2.h da Escritura de Emissão. - Contratação de novas dívidas: Não se aplica. - Emissão de novos valores mobiliários: Não se aplica. - Realização de operações societárias: limitações previstas nas Cláusulas 6.1.2.c e 6.1.2.e da Escritura de Emissão.
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, nas deliberações das Assembleias Gerais de Debenturistas, as deliberações deverão ser aprovadas por Debenturistas que representem, em primeira ou segunda convocação, pelo menos, a maioria das Debêntures em Circulação presentes à Assembleias Gerais de Debenturistas. 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, (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 da Cláusula IX (Assembleia geral de Debenturistas) da Escritura de Emissão, e/ou (ix) da espécie das Debêntures, dependerão da aprovação por Debenturistas, que representem, em primeira ou segunda convocação, 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 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, inclusive no caso de renúncia ou perdão temporário, dependerão da aprovação por Debenturistas 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.
Outras características relevantes	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. A escritura e demais documentos relacionados à emissão estão disponíveis na página de Relações com Investidores da Companhia (www.engie.com.br/investidores/ > Investidores > Outros Arquivamentos CVM > Prospectos e Documentos de Oferta de Distribuição Pública) e no site da CVM (sistemas.cvm.gov.br/).

12.3 Outros valores mobiliários emitidos no Brasil

Valor mobiliário	**Debêntures**
Identificação do valor mobiliário	ENGIE Brasil Energia S.A. – 14ª emissão – 1ª Série (EGIEA4)
Data de emissão	20/02/2025
Data de vencimento	15/01/2032
Quantidade	1.000.000
Valor nominal global R$	1.000.000.000,00
Saldo Devedor em Aberto	1.005.870.807,53
Restrição a circulação	Sim
Descrição da restrição	Nos termos do artigo 86, inciso I, da Resolução CVM 160, as Debêntures somente poderão ser negociadas nos mercados regulamentados de valores mobiliários: (i) a qualquer tempo entre Investidores Profissionais; (ii) depois de decorridos 3 (três) meses contados da data de encerramento da Oferta, entre investidores qualificados, assim definidos nos termos dos artigos 12 e 13 da Resolução CVM 30; e (iii) depois de decorrido 6 (seis) meses contados da data de encerramento da Oferta, entre o público investidor em geral.
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 (quatro) 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 Antecipado Facultativo Total. O valor devido pela Emissora será equivalente ao maior entre: (i) Valor Nominal Unitário ou saldo do Valor Nominal Unitário das Debêntures da Primeira Série, conforme o caso, acrescido: (1) da Remuneração das Debêntures da Primeira Série calculada, pro rata temporis, desde a primeira Data de Integralização ou da Data de Pagamento da Remuneração das Debêntures da Primeira Série imediatamente anterior (inclusive), conforme o caso, até a data do efetivo resgate (exclusive); e (2) dos Encargos Moratórios, se houver; ou (ii) valor presente da soma dos valores remanescentes de pagamento de amortização do Valor Nominal Unitário ou saldo do Valor Nominal Unitário das Debêntures da Primeira Série e da Remuneração das Debêntures da Primeira 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 (https://www.b3.com.br/pt_br/market-data-e-indices/servicos-de-dados/market-data/consultas/mercado-de-derivativos/precos-referenciais/taxas-referenciais-bm-fbovespa/), correspondente ao vértice com número de dias mais próximo à duration remanescente das Debêntures da Primeira Série, a ser apurada no fechamento do Dia Útil imediatamente anterior à data do Resgate Antecipado Facultativo Total das Debêntures da Primeira Série, acrescido exponencialmente de uma taxa correspondente a -0,32% (trinta e dois centésimos por cento negativo), calculado conforme fórmula na Escritura de Emissão,, e somado aos Encargos Moratórios, se houver. Não será admitido o resgate facultativo parcial das Debêntures da Primeira Série.
Características dos valores mobiliários de dívida	ISIN: BREGIEDBS0M0 Remuneração: Pré-Fixado 14,3509% a.a. Garantia: Quirografária Agente fiduciário: Pentágono S.A. DTVM

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, 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, nas deliberações das Assembleias Gerais de Debenturistas, as deliberações deverão ser aprovadas por Debenturistas que representem, em primeira ou segunda convocação, pelo menos, a maioria das Debêntures em Circulação presentes à Assembleias Gerais de Debenturistas. 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, (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 da Cláusula IX (Assembleia geral de Debenturistas) da Escritura de Emissão, e/ou (ix) da espécie das Debêntures, dependerão da aprovação por Debenturistas, que representem, em primeira ou segunda convocação, pelo menos, 2/3 (dois terços) das Debêntures em Circulação ou das Debêntures em Circulação da respectiva Série, conforme o caso. 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, inclusive no caso de renúncia ou perdão temporário, dependerão da aprovação por Debenturistas, observado o disposto na Cláusula 9.2.6 da Escritura de Emissão, que representem, em primeira convocação, 2/3 (dois terços) das Debêntures em Circulação e, em segunda convocação, a maioria simples das Debêntures presentes à Assembleia Geral de Debenturistas, desde que estejam presentes, ao menos, 30% (trinta por cento) das Debêntures em Circulação.
Outras características relevantes	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. A escritura e demais documentos relacionados à emissão estão disponíveis na página de Relações com Investidores da Companhia (www.engie.com.br/investidores/ > Investidores > Outros Arquivamentos CVM > Prospectos e Documentos de Oferta de Distribuição Pública) e no site da CVM (sistemas.cvm.gov.br/).

Valor mobiliário	**Debêntures**
Identificação do valor mobiliário	ENGIE Brasil Energia S.A. – 14ª emissão – 2ª Série (EGIEB4)
Data de emissão	20/02/2025
Data de vencimento	15/01/2032
Quantidade	1.000.000
Valor nominal global R$	1.000.000.000,00
Saldo Devedor em Aberto	1.006.631.460,12
Restrição a circulação	Sim

12.3 Outros valores mobiliários emitidos no Brasil

Descrição da restrição	Nos termos do artigo 86, inciso I, da Resolução CVM 160, as Debêntures somente poderão ser negociadas nos mercados regulamentados de valores mobiliários: (i) a qualquer tempo entre Investidores Profissionais; (ii) depois de decorridos 3 (três) meses contados da data de encerramento da Oferta, entre investidores qualificados, assim definidos nos termos dos artigos 12 e 13 da Resolução CVM 30; e (iii) depois de decorrido 6 (seis) meses contados da data de encerramento da Oferta, entre o público investidor em geral.
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 (quatro) 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 Antecipado Facultativo Total. O valor devido pela Emissora será equivalente ao maior entre: (i) o Valor Nominal Unitário Atualizado das Debêntures da Segunda Série, acrescido da Remuneração das Debêntures da Segunda Série, calculada pro rata temporis, desde a Data de Início da Rentabilidade ou a Data de Pagamento da Remuneração das Debêntures da Segunda Série imediatamente anterior (inclusive), conforme o caso, até a data do Resgate Antecipado Facultativo Total das Debêntures da Segunda Série (exclusive) acrescido dos Encargos Moratórios, se houver; e (ii) o valor presente atualizado (conforme fator “C” previsto na Escritura de Emissão) das parcelas remanescentes de pagamento de amortização do Valor Nominal Unitário Atualizado das Debêntures da Segunda Série e da Remuneração das Debêntures da Segunda 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 Segunda Série, conforme o caso, na data do Resgate Antecipado Facultativo Total das Debêntures da Segunda 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 Segunda Série, calculado conforme fórmula abaixo, acrescido exponencialmente de uma taxa correspondente a -0,27% (vinte e sete centésimos por cento negativo), calculado conforme fórmula na Escritura de Emissão, e somado aos Encargos Moratórios, se houver. Não será admitido o resgate facultativo parcial das Debêntures da Segunda Série.
Características dos valores mobiliários de dívida	ISIN: BREGIEDBS0N8 Remuneração: IPCA + 7,5568% a.a. Garantia: Quirografária Agente fiduciário: Pentágono S.A. DTVM
Condições para alteração dos direitos assegurados por tais valores mobiliários	As condições para alteração dos direitos assegurados são válidas para todas as séries da 14ª emissão, conforme indicado no quadro acima, referente à 14ª emissão – 1ª Série, neste mesmo item.
Outras características relevantes	As outras características relevantes são válidas para todas as séries da 14ª emissão, conforme indicado no quadro acima, referente à 14ª emissão – 1ª Série, neste mesmo item.

Valor mobiliário	**Debêntures**
Identificação do valor mobiliário	ENGIE Brasil Energia S.A. – 15ª emissão – 1ª Série (EGIEA5)
Data de emissão	20/06/2025
Data de vencimento	15/06/2035
Quantidade	750.000
Valor nominal global R$	750.000.000,00

12.3 Outros valores mobiliários emitidos no Brasil

Saldo Devedor em Aberto	750.000.000,00
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 (i) 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; e (ii) a Emissora apresente o Reporte Extraordinário de Alocação dos Recursos e de Impacto (conforme definido na Escritura), a seu exclusivo critério e independentemente da anuência dos Debenturistas, mediante o envio de Comunicação de Resgate Antecipado Facultativo Total. O valor devido pela Emissora será equivalente ao maior entre: (i) Valor Nominal Unitário ou saldo do Valor Nominal Unitário das Debêntures da Primeira Série, conforme o caso, acrescido: (1) da Remuneração das Debêntures da Primeira Série calculada, pro rata temporis, desde a primeira Data de Integralização ou da Data de Pagamento da Remuneração das Debêntures da Primeira Série imediatamente anterior (inclusive), conforme o caso, até a data do efetivo resgate (exclusive); e (2) dos Encargos Moratórios, se houver; ou (ii) valor presente da soma dos valores remanescentes de pagamento de amortização do Valor Nominal Unitário ou saldo do Valor Nominal Unitário das Debêntures da Primeira Série e da Remuneração das Debêntures da Primeira 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 mais próximo à duration remanescente das Debêntures da Primeira Série, a ser apurada no fechamento do Dia Útil imediatamente anterior à data do Resgate Antecipado Facultativo Total das Debêntures da Primeira Série, acrescido exponencialmente de uma taxa correspondente a -0,75% (setenta e cinco centésimos por cento negativo) calculado conforme fórmula prevista na Escritura de Emissão, e somado aos Encargos Moratórios, se houver.
Características dos valores mobiliários de dívida	ISIN: BREGIEDBS0O6 Remuneração: Pré-Fixado 12,8775% a.a. Garantia: Quirografária Agente fiduciário: Pentágono S.A. DTVM

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. 9.5.2. Salvo disposto de outra forma nesta Escritura de Emissão, as alterações relativas às características das Debêntures, conforme venham a ser propostas pela Emissora, que impliquem alteração: (i) da Remuneração ou relacionada ao parâmetro 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 por Debenturistas, que representem, em primeira ou segunda convocação, pelo menos, 2/3 (dois terços) das Debêntures em Circulação ou das Debêntures em Circulação da respectiva Série, conforme o caso. 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 acima, inclusive no caso de renúncia ou perdão temporário, dependerão da aprovação por Debenturistas, observado o disposto na Cláusula 9.2.6 acima, que representem, em primeira convocação, 2/3 (dois terços) das Debêntures em Circulação e, em segunda convocação, a maioria simples das Debêntures presentes à Assembleia Geral de Debenturistas, desde que estejam presentes, ao menos, 30% (trinta por cento) das Debêntures em Circulação.
Outras características relevantes	As Assembleias Gerais de Debenturistas poderão ser convocadas pelo Agente Fiduciário, pela Emissora ou por Debenturistas que representem 10% (dez por cento), no mínimo, das Debêntures em Circulação ou das Debêntures em Circulação da respectiva Série, conforme o caso. A escritura e demais documentos relacionados à emissão estão disponíveis na página de Relações com Investidores da Companhia (www.engie.com.br/investidores/ > Investidores > Outros Arquivamentos CVM > Prospectos e Documentos de Oferta de Distribuição Pública) e no site da CVM (sistemas.cvm.gov.br/). As Debêntures serão caracterizadas como “Debêntures Verdes” com base no compromisso da Emissora em destinar os recursos captados com as Debêntures para Projetos Elegíveis, em alinhamento com o Green Finance Framework da Emissora, disponível em sua página na rede mundial de computadores. A caracterização do Framework como verde, bem como das operações estruturadas ao seu amparo, foi confirmada pela DNV Business Assurance Avaliações e Certificações Brasil Ltda. inscrita no CNPJ sob nº 00.603.542/0002-30, consultoria especializada independente contratada pela Emissora, mediante a emissão de um parecer de segunda opinião.

Valor mobiliário	**Debêntures**
Identificação do valor mobiliário	ENGIE Brasil Energia S.A. – 15ª emissão – 2ª Série (EGIEB5)
Data de emissão	20/06/2025
Data de vencimento	15/06/2035
Quantidade	1.450.000
Valor nominal global R$	1.450.000.000,00
Saldo Devedor em Aberto	1.450.000.000,00
Restrição a circulação	Não

12.3 Outros valores mobiliários emitidos no Brasil

Conversibilidade	Não
Possibilidade resgate	Sim
Hipótese e cálculo do valor de resgate	Poderá ocorrer o Resgate Antecipado Facultativo Total, desde que (i) 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; e (ii) a Emissora apresente o Reporte Extraordinário de Alocação dos Recursos e de Impacto (conforme definido na Escritura), a seu exclusivo critério e independentemente da anuência dos Debenturistas, mediante o envio de Comunicação de Resgate Antecipado Facultativo Total. O valor devido pela Emissora será equivalente ao maior: (i) o Valor Nominal Unitário Atualizado das Debêntures da Segunda Série, acrescido da Remuneração das Debêntures da Segunda Série, calculada pro rata temporis, desde a Data de Início da Rentabilidade ou a Data de Pagamento da Remuneração das Debêntures da Segunda Série imediatamente anterior (inclusive), conforme o caso, até a data do Resgate Antecipado Facultativo Total das Debêntures da Segunda Série (exclusive), acrescido dos Encargos Moratórios, se houver; e (ii) o valor presente atualizado (conforme fator “C” da fórmula prevista na Escritura de Emissão) das parcelas remanescentes de pagamento de amortização do Valor Nominal Unitário Atualizado das Debêntures da Segunda Série e da Remuneração das Debêntures da Segunda 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 Segunda Série, conforme o caso, na data do Resgate Antecipado Facultativo Total das Debêntures da Segunda 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 Segunda Série, calculado conforme fórmula prevista na Escritura de Emissão, acrescido exponencialmente de uma taxa correspondente a -0,57% (cinquenta e sete centésimos por cento negativo) calculado conforme fórmula prevista na Escritura de Emissão, e somado dos Encargos Moratórios, se houver.
Características dos valores mobiliários de dívida	ISIN: BREGIEDBS0P3 Remuneração: IPCA + 6,8555% a.a. Garantia: Quirografária Agente fiduciário: Pentágono S.A. DTVM
Condições para alteração dos direitos assegurados por tais valores mobiliários	As condições para alteração dos direitos assegurados são válidas para todas as séries da 15ª emissão, conforme indicado no quadro acima, referente à 15ª emissão – 1ª Série, neste mesmo item.
Outras características relevantes	As outras características relevantes são válidas para todas as séries da 15ª emissão, conforme indicado no quadro acima, referente à 15ª emissão – 1ª Série, neste mesmo item.

Valor mobiliário	**Debêntures**
Identificação do valor mobiliário	ENGIE Brasil Energia S.A. – 16ª emissão – Série única (EGIEA6)
Data de emissão	25/02/2026
Data de vencimento	15/02/2038
Quantidade	2.000.000
Valor nominal global R$	2.000.000.000,00
Saldo Devedor em Aberto	2.000.000.000,00
Restrição a circulação	Sim

12.3 Outros valores mobiliários emitidos no Brasil

Descrição da restrição	Nos termos do artigo 86, inciso I, da Resolução CVM 160, as Debêntures somente poderão ser negociadas nos mercados regulamentados de valores mobiliários: (i) a qualquer tempo entre Investidores Profissionais; (ii) depois de decorridos 3 (três) meses contados da data de encerramento da Oferta, entre investidores qualificados, assim definidos nos termos dos artigos 12 e 13 da Resolução CVM 30; e (iii) depois de decorrido 6 (seis) meses contados da data de encerramento da Oferta, entre o público investidor em geral.
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 (quatro) anos ou outro que venha a ser autorizado pela legislação ou regulamentação aplicáveis, o que for maior, e a Emissora apresente o Reporte Extraordinário de Alocação dos Recursos e de Impacto (conforme definido na Escritura), a seu exclusivo critério e independentemente da anuência dos Debenturistas, mediante o envio de Comunicação de Resgate Antecipado Facultativo Total. O valor devido pela Emissora será equivalente ao maior entre: (i) o Valor Nominal Unitário Atualizado das Debêntures, acrescido da Remuneração, calculada pro rata temporis, desde a Data de Início da Rentabilidade ou a Data de Pagamento da Remuneração imediatamente anterior (inclusive), conforme o caso, até a data do Resgate Antecipado Facultativo Total (exclusive), acrescido dos Encargos Moratórios, se houver; e (ii) o valor presente atualizado (conforme fator “C” previsto na Escritura de Emissão) das parcelas vincendas de amortização do Valor Nominal Unitário Atualizado e dos Juros Remuneratórios, 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 à duration remanescente das Debêntures, apurada no segundo Dia Útil imediatamente anterior à data do Resgate Antecipado Facultativo Total, decrescida exponencialmente do spread da emissão correspondente a 1,15% (um inteiro e quinze centésimos porcento) e do prêmio de resgate antecipado correspondente a 0,20% (vinte centésimos por cento), calculado conforme fórmula na Escritura de Emissão, e somado aos Encargos Moratórios e demais obrigações pecuniárias eventualmente devidas, se houver. Não será admitido o resgate facultativo parcial das Debêntures da Segunda Série.
Características dos valores mobiliários de dívida	ISIN: BREGIEDBS0Q1 Remuneração: IPCA + 6,2474% ao ano Garantia: Quirografária Agente fiduciário: Pentágono S.A. DTVM

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, 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. Salvo disposto de outra forma na Escritura de Emissão, nas deliberações das Assembleias Gerais de Debenturistas, as deliberações deverão ser aprovadas por Debenturistas que representem, em primeira ou segunda convocação, pelo menos, a maioria das Debêntures em Circulação presentes à Assembleias Gerais de Debenturistas. s 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, (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 da Cláusula 9 (Assembleia geral de Debenturistas) da Escritura de Emissão; e/ou (ix) da espécie das Debêntures, dependerão da aprovação por Debenturistas, que representem, em primeira ou segunda convocação, 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 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, inclusive no caso de renúncia ou perdão temporário, dependerão da aprovação por Debenturistas, observado o disposto na Escritura de Emissão, que representem, em primeira convocação, 2/3 (dois terços) das Debêntures em Circulação e, em segunda convocação, a maioria simples das Debêntures presentes à Assembleia Geral de Debenturistas, desde que estejam presentes, ao menos, 30% (trinta por cento) das Debêntures em Circulação.
Outras características relevantes	As Assembleias Gerais de Debenturistas poderão ser convocadas pelo Agente Fiduciário, pela Emissora ou por Debenturistas que representem 10% (dez por cento), no mínimo, das Debêntures em Circulação ou das Debêntures em Circulação da respectiva Série, conforme o caso. A escritura e demais documentos relacionados à emissão estão disponíveis na página de Relações com Investidores da Companhia (www.engie.com.br/investidores/ > Investidores > Outros Arquivamentos CVM > Prospectos e Documentos de Oferta de Distribuição Pública) e no site da CVM (sistemas.cvm.gov.br/). As Debêntures serão caracterizadas como “Debêntures Verdes” com base no compromisso da Emissora em destinar os recursos captados com as Debêntures para Projetos Elegíveis, em alinhamento com o Green Finance Framework da Emissora, disponível em sua página na rede mundial de computadores. A caracterização do Framework como verde, bem como das operações estruturadas ao seu amparo, foi confirmada pela DNV Business Assurance Avaliações e Certificações Brasil Ltda. inscrita no CNPJ sob nº 00.603.542/0002-30, consultoria especializada independente contratada pela Emissora, mediante a emissão de um parecer de segunda opinião.

12.4 Número de titulares de valores mobiliários

Valor Mobiliário	Pessoas Físicas	Pessoas Jurídicas	Investidores Institucionais
Debêntures	57271	159	2294

12.5 Mercados de negociação no Brasil

Ações ordinárias de emissão da Companhia

As ações da Companhia são negociadas na B3 - Brasil, Bolsa, Balcão ("B3"), sob o código "EGIE3".

Debêntures

As Debêntures em circulação emitidas pela Companhia, referidas no item 12.3 acima, 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		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	1,23

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

a. Como os recursos resultantes da oferta foram utilizados

6ª emissão – 2ª Série

Os recursos líquidos captados por meio da emissão das Debêntures foram destinados à construção da UTE Pampa Sul.

7ª emissão – 1ª Série e 2ª Série

Os recursos líquidos captados por meio da emissão das Debêntures foram alocados no reembolso de gastos, despesas ou dívidas relacionadas: (a) ao Conjunto Eólico Campo Largo – Fase I, (b) ao projeto da UHE Jaguara e (c) ao projeto da UHE Miranda.

9ª emissão – 1ª Série, 2ª Série, 3ª Série e 4ª Série

Os recursos líquidos captados por meio da emissão das Debêntures foram alocados no reembolso de gastos, despesas ou dívidas relacionadas: (a) ao Projeto UFV Assu V, (b) ao projeto da UHE Jaguara; (c) ao projeto da UHE Miranda; e (d) ao Conjunto Eólico Umburanas.

10ª emissão – Série Única

Os recursos líquidos captados por meio da emissão das Debêntures foram alocados no reembolso de gastos, despesas ou dívidas relacionadas: (a) ao Projeto Campo Largo - fase 2; e (b) ao Projeto Gralha Azul.

11ª emissão – 1ª Série, 2ª Série, 3ª Série, 4ª Série e 5ª Série

Os recursos líquidos captados por meio da emissão das Debêntures Incentivadas foram 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 foram destinados à formação de capital de giro para financiar a implementação do plano de negócios da Emissora.

12ª emissão – 1ª Série, 2ª Série e 4ª Série

Os recursos líquidos captados por meio da emissão das Debêntures Incentivadas foram alocados no pagamento de gastos futuros ou reembolso de gastos, despesas ou dívidas relacionadas ao Projeto Assuruá.

Os recursos líquidos captados por meio da emissão das Debêntures Institucionais foram destinados à formação de capital de giro para financiar a implementação do plano de negócios da Emissora.

13ª emissão – Série Única

Os recursos líquidos captados por meio da emissão das Debêntures foram alocados no pagamento de gastos futuros ou reembolso de gastos, despesas ou dívidas relacionadas ao Projeto Assuruá.

14ª emissão – 1ª Série e 2ª Série

Os recursos líquidos captados por meio da emissão das Debêntures foram alocados no pagamento de gastos futuros ou reembolso de gastos, despesas ou dívidas relacionadas aos Projetos Santo Agostinho, Assuruá, Assu Sol e Gavião Real.

15ª emissão – 1ª Série e 2ª Série

Os recursos líquidos captados por meio da emissão das Debêntures foram alocados no pagamento de gastos futuros ou reembolso de gastos, despesas ou dívidas relacionadas aos Projetos Santo Agostinho, Assuruá e Assu Sol, Asa Branca, e de modernização da UHE Salto Osório.

16ª emissão – Série Única

Os recursos líquidos captados por meio da emissão das Debêntures foram alocados no pagamento de gastos futuros ou reembolso de gastos, despesas ou dívidas relacionadas aos Projetos Assuruá, Graúna, Gralha Azul e Paracatu, e de modernização da UHE Jaguara e UHE Salto Osório.

12.8 Destinação de recursos de ofertas públicas

b. Se houve desvios relevantes entre a aplicação efetiva dos recursos e as propostas de aplicação divulgadas nos prospectos da respectiva distribuição

A Companhia informa que não houve desvios relevantes entre a aplicação efetiva dos recursos e as propostas de aplicação divulgadas nos prospectos de suas respectivas Escrituras de Emissão.

c. Caso tenha havido desvios, as razões para tais desvios

Não aplicável.

12.9 Outras informações relevantes

Não há outras informações que a Companhia julgue relevantes com relação a esta Seção do Formulário de Referência.

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	Registrado	
Eduardo Takamori Guiyotoku	Diretor de Relações com Investidores	Substituído	Conforme deliberado em RCA de 26/06/2025.

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 ("Resolução CVM 80"), que:

a. revi o Formulário de Referência;

b. todas as informações contidas no Formulário de Referência atendem ao disposto na Resolução CVM nº 80, em especial aos arts. 15 a 20; e

c. as informações contidas no Formulário de Referência retratam de modo verdadeiro, preciso e completo as atividades da Companhia e dos riscos inerentes às suas atividades

Eduardo Antonio Gori Sattamini
Diretor Presidente

Este documento foi assinado eletronicamente por Eduardo Antonio Gori Sattamini.
Para verificar as assinaturas vá ao site https://engie.portaldeassinaturas.com.br e utilize o código F243-2583-6BE3-0A85.

Este documento foi assinado eletronicamente por Eduardo Antonio Gori Sattamini.
Para verificar as assinaturas vá ao site https://engie.portaldeassinaturas.com.br e utilize o código F243-2583-6BE3-0A85.

13.1 Declaração do diretor presidente

PROTOCOLO DE ASSINATURA(S)

O documento acima foi proposto para assinatura digital na plataforma Portal de Assinaturas Engie. Para verificar as assinaturas clique no link: https://engie.portaldeassinaturas.com.br/Verificar/F243-2583-6BE3-0A85 ou vá até o site https://engie.portaldeassinaturas.com.br e utilize o código abaixo para verificar se este documento é válido.

Código para verificação: F243-2583-6BE3-0A85

Hash do Documento

48DFFF56517199D50B1909B3FB844589AB8F276BE526AE60D430C937DB45D5F6

O(s) nome(s) indicado(s) para assinatura, bem como seu(s) status em 30/05/2025 é(são) :

☑ Eduardo Antonio Gori Sattamini (Signatário) - 821.111.117-91 em 30/05/2025 14:31 UTC-03:00
Tipo: Assinatura Eletrônica

Evidências

Client Timestamp Fri May 30 2025 19:31:33 GMT+0200 (Horário de Verão da Europa Central)
Geolocation Latitude: 48.85392314807568 Longitude: 2.254005051197632 Accuracy: 31.78312431081758
IP 179.151.175.204
Identificação: Por email: e**********i@engie.com
Hash Evidências:
14FB7160A6859A3A2ABE80F5CBFB4D7E029290A83259694E00629E582E9A16FF

13.1 Declaração do diretor de relações com investidores

Eu, **EDUARDO TAKAMORI GUIYOTOKU**, brasileiro, casado, engenheiro eletricista, portador da carteira de identidade nº 1762021 SSP/DF, inscrito no CPF/MF sob nº 700.254.101-30, na condição de Diretor de Financeiro e de Relações com Investidores 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 ("Resolução CVM 80"), que:

a. revi o Formulário de Referência;

b. todas as informações contidas no Formulário de Referência atendem ao disposto na Resolução CVM nº 80, em especial aos arts. 15 a 20; e

c. as informações contidas no Formulário de Referência retratam de modo verdadeiro, preciso e completo as atividades da Companhia e dos riscos inerentes às suas atividades

Eduardo Takamori Guiyotoku
Diretor Financeiro e de Relações com Investidores

Este documento foi assinado eletronicamente por Eduardo Takamori Guiyotoku.
Para verificar as assinaturas vá ao site https://engie.portaldeassinaturas.com.br:443 e utilize o código B2FE-2839-DE93-5D36.

Este documento foi assinado eletronicamente por Eduardo Takamori Guiyotoku.
Para verificar as assinaturas vá ao site https://engie.portaldeassinaturas.com.br:443 e utilize o código B2FE-2839-DE93-5D36.

13.1 Declaração do diretor de relações com investidores

PROTOCOLO DE ASSINATURA(S)

O documento acima foi proposto para assinatura digital na plataforma Portal de Assinaturas Engie. Para verificar as assinaturas clique no link: https://engie.portaldeassinaturas.com.br/Verificar/B2FE-2839-DE93-5D36 ou vá até o site https://engie.portaldeassinaturas.com.br:443 e utilize o código abaixo para verificar se este documento é válido.

Código para verificação: B2FE-2839-DE93-5D36

Hash do Documento

CA5B5749E5F2E37A19E6973E702E047D435662B9139B26D7604D4FDA904CA000

O(s) nome(s) indicado(s) para assinatura, bem como seu(s) status em 29/05/2025 é(são) :

☑ Eduardo Takamori Guiyotoku (Signatário) - 700.254.101-30 em 29/05/2025 16:17 UTC-03:00
Tipo: Assinatura Eletrônica

Evidências

Client Timestamp Thu May 29 2025 16:17:52 GMT-0300 (Horário Padrão de Brasília)
Geolocation Latitude: -27.573784 Longitude: -48.528004 Accuracy: 51
IP 200.9.2.254
Identificação: Por email: e**********i@engie.com
Hash Evidências:
6A731801CE27402CFF71219594FA806E03AF4E3551EFEC88F5F6BA81C5C4459D

13.2 Identificação dos Responsáveis pelo Conteúdo do FRE, em caso de alteração dos Responsáveis após a Entrega Anual

Nome do responsável pelo conteúdo do formulário	Cargo do responsável
Pierre Auguste Gratien Leblanc	Diretor de Relações com Investidores

Histórico dos Responsáveis pelo Conteúdo do FRE

Nome do responsável pelo conteúdo do formulário	Cargo do responsável	Versão do FRE Entregue
Eduardo Antonio Gori Sattamini	Diretor Presidente	V1 - V13
Eduardo Takamori Guiyotoku	Diretor de Relações com Investidores	V1 - V2
Pierre Auguste Gratien Leblanc	Diretor de Relações com Investidores	V3 - V12

13.2 Declaração do diretor de relações com investidores

Eu, **PIERRE AUGUSTE GRATIEN LEBLANC**, francês, casado, administrador, portador da carteira de identidade RNM nº B155590-P emitido por CGMIG/DPA/PF, inscrito no CPF/MF sob nº 020.852.737-00, na condição de Diretor de Financeiro e de Relações com Investidores 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 ("Resolução CVM 80"), que:

a. revi as informações que foram atualizadas no Formulário de Referência após a data de posse; e

b. todas as informações que foram atualizadas na forma do item "a" acima atendem ao disposto na Resolução CVM nº 80, em especial aos arts. 15 a 20.

Pierre Auguste Gratien Leblanc
Diretor Financeiro e de Relações com Investidores

Este documento foi assinado eletronicamente por Pierre Auguste Gratien Leblanc.
Para verificar as assinaturas vá ao site https://engie.portaldeassinaturas.com.br:443 e utilize o código 65C5-69A9-0C5E-4B68.

Este documento foi assinado eletronicamente por Pierre Auguste Gratien Leblanc.
Para verificar as assinaturas vá ao site https://engie.portaldeassinaturas.com.br:443 e utilize o código 65C5-69A9-0C5E-4B68.

13.2 Declaração do diretor de relações com investidores

PROTOCOLO DE ASSINATURA(S)

O documento acima foi proposto para assinatura digital na plataforma Portal de Assinaturas Engie. Para verificar as assinaturas clique no link: https://engie.portaldeassinaturas.com.br/Verificar/65C5-69A9-0C5E-4B68 ou vá até o site https://engie.portaldeassinaturas.com.br:443 e utilize o código abaixo para verificar se este documento é válido.

Código para verificação: 65C5-69A9-0C5E-4B68

Hash do Documento

CAF8CCE1DE0E5BD125F18BD236285F15D068785D1D771C34327D487742AC73DA

O(s) nome(s) indicado(s) para assinatura, bem como seu(s) status em 04/07/2025 é(são) :

☑ Pierre Auguste Gratien Leblanc (Signatário) - 020.852.737-00 em 04/07/2025 16:06 UTC-03:00
Tipo: Assinatura Eletrônica

Evidências

Client Timestamp Fri Jul 04 2025 16:06:13 GMT-0300 (Brasilia Standard Time)
Geolocation Location not shared by user.
IP 179.218.238.224
Identificação: Por email: p**********c@engie.com
Hash Evidências:
DFB0266FD962D98121DE52A2BD9670A3803FD43D10E8CD03CCA865302C78BB8A