

A ENGIE Brasil Energia S.A. surge em 1998 como resultado da privatização de parte dos ativos da Eletrosul, atualmente denominada AXIA Energia Sul, subsidiária regional da Eletrobras, atualmente denominada AXIA Energia, destinada ao abastecimento energético dos estados do Mato Grosso do Sul, do Paraná, de Santa Catarina, e do Rio Grande do Sul, que foram incluídos no Programa Nacional de Desestatização (PND) por meio do Decreto nº 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 transferido 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) ENGIE UK Limited; e (vi) 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 com foco em 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 parte de suas ações na Transportadora Associada de Gás ("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, o que permitiu implementar uma rotação de ativos, gerando valor adicional por meio do desenvolvimento de novos projetos, sem aumentar a pressão sobre a alavancagem, os *ratings* e o *payout* da Companhia.

Em março de 2024, visando as estratégias de expansão do Grupo ENGIE, 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.

Em setembro de 2024, 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 de transmissão, totalizando 163 quilômetros e duas subestações existentes. Em julho de 2025 a Companhia assumiu a operação do trecho *brownfield* do Lote 1, arrematado no Leilão de Transmissão Aneel 02/2024 e, posteriormente, denominado como Graúna Transmissora de Energia. O referido trecho é composto por quatro linhas de transmissão, totalizando 162 quilômetros de extensão, e duas subestações próprias, localizados nos Estados de Minas Gerais e Espírito Santo. A Receita Anual Permitida ("RAP") deste trecho é de R\$ 14,0 milhões, correspondente a aproximadamente 5% da RAP total do projeto.

Em outubro de 2024, a Companhia iniciou as obras de implantação do Sistema de Transmissão Asa Branca, que percorrerá os estados da Bahia, de Minas Gerais e do Espírito Santo, com cerca de 1.000 quilômetros de linhas de transmissão, incluindo a ampliação de cinco subestações associadas. Em novembro de 2025, o Sistema de Transmissão Asa Branca obteve autorização do Operador Nacional do Sistema ("ONS") para o início da operação comercial do trecho Morro do Chapéu II – Poções III, localizado no centro-sul do estado da Bahia. O referido trecho corresponde a aproximadamente 33% da RAP do empreendimento e marca o início da operação do projeto, o qual foi arrematado em leilão de transmissão promovido pela Agência Nacional de Energia Elétrica ("Aneel") em junho de 2023 e segue em fase de implantação.

Em janeiro de 2025, a Aneel autorizou o início da operação comercial da primeira usina do Conjunto Fotovoltaico Assú Sol ("Assú Sol"), localizada em Assú, no estado do Rio Grande do Norte. O Assú Sol será integrado por um conjunto de 16 parques fotovoltaicos com capacidade instalada total de aproximadamente 753 MWac, e sua entrada em operação comercial foi concluída em fevereiro de 2026, representando um marco relevante para a Companhia, ao reforçar sua estratégia de crescimento orgânico e a expansão de seu parque gerador com base em fontes 100% renováveis.

Em março de 2025, a Companhia celebrou um contrato para a aquisição da totalidade das ações da Companhia Energética do Jari – CEJA e da Empresa de Energia Cachoeira Caldeirão S.A., titulares das Usinas Hidrelétricas Santo Antônio do Jari e Cachoeira Caldeirão, localizadas no estado do Amapá. Os ativos possuem concessões vigentes até 2045 e 2048, respectivamente. A operação representa um marco relevante para a Companhia, ao fortalecer sua atuação no segmento hidrelétrico, ampliar seu portfólio de ativos operacionais e contribuir para o alongamento do prazo médio de suas concessões. Para mais informações sobre as referidas operações, ver item 2.4.(b) deste Formulário de Referência.

A Companhia permaneceu ao longo do ano de 2025 no Índice de Sustentabilidade Empresarial ("ISE") da B3 S.A. – Brasil, Bolsa, Balcão ("B3"), completando 20 anos consecutivos de participação no ISE, feito alcançado por um grupo restrito de companhias. Além disso, segue integrando o *Dow Jones Best-in-Class Emerging Markets Index*, figurando entre os seis melhores desempenhos no setor de *electric utilities* global.

Em novembro de 2025, o Conselho de Administração da Companhia, aprovou o aumento do capital social da Companhia, por meio da capitalização de parte do saldo constante na conta de Reserva de Retenção de Lucros. O aumento de capital foi efetivado mediante emissão e entrega aos acionistas da Companhia de 326.371.096 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. As ações oriundas da bonificação foram creditadas no dia 1 de dezembro de 2025.

Em março de 2026, a Companhia reforçou sua atuação ao arrematar no Leilão de Reserva de Capacidade o produto Potência Hidrelétrica 2030 com a Usina Hidrelétrica Jaguará, firmando seu compromisso de venda de potência de 195,78 MW pelo prazo de 15 anos, para entrega a partir de 1º de agosto de 2030. Além deste, a Companhia arrematou no Leilão de Transmissão Aneel 01/2026 o Lote 2 que prevê a construção de uma linha de transmissão de 230 kV com aproximadamente 143 quilômetros de extensão, cujo projeto possui sinergias locais e operacionais com os ativos de Gralha Azul e Graúna, bem como com os sublotes 3A-3B-3C-3D que preveem a implantação de cinco compensadores síncronos nos estados do Ceará e do Rio Grande do Norte, nos quais a Companhia possui ativos de geração, que garantem eficiência operacional e sinergias locais.

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, que atua nas atividades de geração centralizada, transmissão, e *trading* de energia elétrica. Estas atividades são regulamentadas pela 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 4,6 mil quilômetros de gasodutos de alta pressão, que se estende por todo o litoral do Sudeste e Nordeste e mais um trecho entre Urucu e Manaus, no estado do Amazonas, atravessando 10 estados brasileiros e cerca de 200 municípios.

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), os quais são 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.

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 dezembro de 2025:



Localização dos ativos em operação



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 segmentos operacionais e decidir sobre a alocação de recursos destinados 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 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.

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. O resultado financeiro dos tributos sobre o lucro da Companhia não é alocado por segmento, pois a Administração realiza a gestão do fluxo de caixa de forma corporativa.

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

Receita líquida	Exercício social encerrado em 31 de dezembro de					
(Em R\$ milhões, exceto %)	2025		2024		2023	
Segmento(1)						
Geração e comercialização	9.779	76,0%	9.410	83,8%	9.174	85,4%
Transmissão	2.651	20,7%	1.521	13,6%	1.135	10,6%
Trading	430	3,3%	288	2,6%	439	4,0%
Receita Operacional Líquida	12.860	100,0%	11.219	100,0%	10.748	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

Resultado operacional	Exercício social encerrado em 31 de dezembro de					
(Em R\$ milhões, exceto %)	2025		2024		2023	
Segmento ⁽¹⁾						
Geração e comercialização	4.460	71,2%	4.679	60,9%	4.621	72,7%
Transmissão	1.126	18,0%	965	12,6%	746	11,7%
Trading	(5)	-0,1%	(12)	-0,2%	-	-
Transporte de gás ⁽²⁾	687	11,0%	2.050	26,7%	993	15,6%
Lucro antes do Resultado Financeiro e dos Tributos	6.268	100,0%	7.682	100,0%	6.360	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. Em 10.01.2024, após o cumprimento de todas as condições precedentes, foi concluída a operação de alienação de 15% da participação societária detida pela Companhia na TAG, o resultado com a alienação, líquido dos custos de venda, foi positivo em R\$ 1.336 milhões. O resultado de equivalência patrimonial no exercício de 2024, foi de R\$ 714 milhões.

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 do Amapá, Bahia, Ceará, Goiás, Maranhão, Mato Grosso, Minas Gerais, Pará, 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 dezembro de 2025 o parque gerador em operação da Companhia era composto por 133 usinas, sendo que a totalidade da capacidade instalada de 130 usinas pertencia integralmente à Companhia, de forma direta ou indireta, por meio de suas controladas, enquanto 3 usinas são comercialmente exploradas por meio de parcerias com outras empresas (Usina Hidrelétrica Itá, Machadinho e Estreito).

A capacidade instalada total operada em 31 de dezembro de 2025 – considerando as usinas sob controle direto e indireto da Companhia e a totalidade da energia das usinas em consórcio – totaliza 10.684,8 MW, dos quais 65,9% são oriundos de hidrelétricas e 34,1% 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 termoeletricidade 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.

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

Usina	Tipo	Localização	Capacidade Instalada (MW)		Garantia Física (MWm)
			Total	Parte da Cia.	Parte da Cia.
Itá ⁽¹⁾	Hidrelétrica	Rio Uruguai (SC e RS)	1.450,0	1.126,9	528,7
Salto Santiago	Hidrelétrica	Rio Iguaçu (PR)	1.420,0	1.420,0	702,2
Machadinho ⁽¹⁾	Hidrelétrica	Rio Uruguai (SC e RS)	1.140,0	414,8	143,7
Salto Osório	Hidrelétrica	Rio Iguaçu (PR)	1.103,7	1.103,7	487,3
Estreito ⁽¹⁾	Hidrelétrica	Rio Tocantins (TO e MA)	1.087,0	435,6	244,1
Cana Brava	Hidrelétrica	Rio Tocantins (GO)	450,0	450,0	247,8
Jaguara	Hidrelétrica	Rio Grande (SP e MG)	424,0	424,0	324,0
Miranda	Hidrelétrica	Rio Araguari (MG)	408,0	408,0	188,3
Santo Antônio do Jari	Hidrelétrica	Rio Jari (AP e PA)	393,0	393,0	211,3
São Salvador	Hidrelétrica	Rio Tocantins (TO)	243,2	243,2	140,8
Passo Fundo	Hidrelétrica	Rio Passo Fundo (RS)	226,0	226,0	107,5
Cachoeira Caldeirão	Hidrelétrica	Rio Araguari (AP)	219,0	219,0	123,3
Ponte de Pedra	Hidrelétrica	Rio Correntes (MT)	176,1	176,1	127,6
Subtotal - Hidrelétricas			8.740,0	7.040,3	3.576,6
Conjunto Serra do Assuruá ⁽²⁾	Eólica	Gentio do Ouro (BA)	846,0	846,0	410,2
Conjunto Santo Agostinho – Fase I	Eólica	Lajes e Pedro Avelino (RN)	434,0	434,0	224,2
Conjunto Eólico Campo Largo II	Eólica	Umburanas (BA)	361,2	361,2	192,5
Conjunto Eólico Umburanas – Fase I	Eólica	Umburanas (BA)	360,0	360,0	213,3
Conjunto Eólico Campo Largo I	Eólica	Umburanas (BA)	326,7	326,7	166,5
Conjunto Eólico Trairi	Eólica	Trairi (CE)	212,6	212,6	97,2
Tubarão P&D 2	Eólica	Tubarão (SC)	4,2	4,2	0,0
Tubarão P&D	Eólica	Tubarão (SC)	2,1	2,1	0,3
Conjunto Lar do Sol ⁽³⁾	Solar	Pirapora (MG)	198,0	198,0	53,0
Conjunto Assú Sol ⁽⁴⁾	Solar	Assú (RN)	171,6	171,6	52,9
Conjunto Fotovoltaico Paracatu	Solar	Paracatu (MG)	132,0	132,0	34,0
Conjunto Juazeiro	Solar	Juazeiro (BA)	120,0	120,0	34,8
Conjunto Sertão Solar	Solar	Barreiras (BA)	94,6	94,6	26,1
Conjunto Fotovoltaico Floresta	Solar	Areia Branca (RN)	86,0	86,0	25,1
Conjunto Sol do Futuro	Solar	Aquiraz (CE)	81,0	81,0	16,2
Conjunto São Pedro	Solar	Bom Jesus da Lapa (BA)	54,0	54,0	16,0
Assú V	Solar	Assú (RN)	34,0	34,0	9,2
Nova Aurora	Solar	Tubarão (SC)	3,0	3,0	0,2
Ferrari Termoelétrica	Biomassa	Pirassununga (SP)	72,5	72,5	25,6
Rondonópolis	PCH	Ribeirão Ponte de Pedra (MT)	26,6	26,6	14,0
José Gelázio da Rocha	PCH	Ribeirão Ponte de Pedra (MT)	24,4	24,4	11,9
Subtotal - Complementares			3.644,5	3.644,5	1.623,2
Total			12.384,5	10.684,8	5.199,8

(1)Participação em consórcio. (2) Conjunto em operação comercial integral desde 12.12.2025. (3) A usina Lar do Sol não possui garantia física declarada, portanto sua capacidade comercial é baseada na geração prevista. (4) Conjunto composto por 16 centrais solares, das quais 4 em operação comercial integral em 31.12.2025.

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)		
	31.12.2025	31.12.2024	31.12.2023
Salto Santiago	7.387	7.739	7.581
Itá ⁽¹⁾	6.735	9.676	7.127
Salto Osório	4.960	5.793	5.132
Machadinho ⁽¹⁾	4.935	7.052	5.591
Estreito ⁽¹⁾	3.734	4.767	3.919
Jaguara	1.880	2.466	2.313
Cana Brava	1.843	2.611	1.556
Miranda	1.385	1.575	1.173
São Salvador	1.059	1.505	952
Ponte de Pedra	1.030	1.101	1.052
Passo Fundo	1.026	1.485	775
Santo Antônio do Jari ⁽²⁾	269	-	-
Cachoeira Caldeirão ⁽²⁾	136	-	-
Subtotal - Hidrelétricas	36.379	45.770	37.171
Conjunto Eólico Serra do Assuruá ⁽³⁾	2.866	669	-
Conjunto Eólico Campo Largo	2.748	2.820	2.797
Conjunto Eólico Umburanas	1.559	1.630	1.710
Conjunto Eólico Santo Agostinho	1.231	956	142
Conjunto Eólico Trairi	564	669	712
Conjunto Fotovoltaico Assú Sol	1.035	52	-
Conjunto Fotovoltaico Lar do Sol	323	298	-
Conjunto Fotovoltaico Juazeiro	217	181	-
Conjunto Fotovoltaico Paracatu	211	158	214
Conjunto Fotovoltaico Floresta	143	141	183
Conjunto Fotovoltaico Barreiras	143	130	-
Conjunto Fotovoltaico Sol do Futuro	130	108	-
Conjunto Fotovoltaico São Pedro	77	70	-
Conjunto Fotovoltaico Assú V	63	70	71
Conjunto Fotovoltaico Tubarão P&D 2	5	5	5
Conjunto Fotovoltaico Nova Aurora	0	2	2
Ferrari Termoelétrica	275	223	341
Ibitiúva Bioenergética ⁽¹⁾⁽⁴⁾	10	158	138
PCH Rondonópolis	60	59	77
PCH José Gelazio da Rocha	59	54	74
Subtotal - Complementares	11.719	8.453	6.466
Total	48.098	54.223	43.637

(1) Participação em consórcio. (2) Usinas cuja aquisição foi concluída em 13.08.2025. (3) Conjunto em operação comercial integral desde 12.12.2025. (4) Em 01.10.2025, foi encerrada a operação de transferência de 95% das ações da usina de cogeração a biomassa Ibitiúva Bioenergética, para a Tereos Açúcar e Energia Brasil S.A., não fazendo mais parte do portfólio da Companhia a partir desta data.

A geração global de energia da Companhia, no exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2025, totalizou 48.098 GWh (5.491 MW médios), uma redução de 11,3% em comparação ao mesmo período de 2024. Do total gerado, as usinas hidrelétricas contribuíram com 36.379 GWh (4.153 MW médios), enquanto as usinas complementares geraram 11.719 GWh (1.338 MW médios). Esses números representam uma queda de 20,5% na geração das hidrelétricas e um aumento de 38,6% nas complementares, em relação ao mesmo período de 2024.

Como as condições hidrológicas foram semelhantes entre 2024 e 2025, a redução na geração das hidrelétricas decorreu, principalmente, da política operativa do Sistema Interligado Nacional (SIN), que define a alocação de geração visando a otimização dos recursos hídricos disponíveis e a priorização do despacho de fontes complementares. Já o aumento na geração das usinas complementares é explicado, principalmente, pela entrada em operação plena do Conjunto Eólico Serra do Assuruá e do Conjunto Fotovoltaico Assú Sol.

Cumprе 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.

No acumulado dos 12 meses de 2025, as usinas hidrelétricas operadas pela Companhia, incluindo as Usinas Hidrelétricas Cachoeira Caldeirão e Santo Antônio do Jari, adquiridas em agosto de 2025, atingiram índice de disponibilidade de 91,9%, considerando todas as paradas programadas e forçadas. As usinas eólicas registraram disponibilidade de 92,8%, e nas usinas solares fotovoltaicas o índice de disponibilidade foi de 90,9%.

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, extensão e outras informações de suas concessões e autorizações de serviço público de transmissão de energia elétrica:

Linha de Transmissão		Localização	Extensão	Subestações Próprias
Gralha Azul	Paraná		909 km	5
Novo Estado	Pará e Tocantins		1.806 km	1
Gavião Real	Pará		-	1
Asa Branca ⁽¹⁾	Bahia, Espírito Santo e Minas Gerais		1.000 km	-
Graúna ⁽²⁾	Espírito Santo, Minas Gerais, Paraná e Santa Catarina		901 km	4

(1) Em 12.2025, ocorreu a entrada em operação comercial antecipada de parte dos ativos.(2) Projeto em implantação. Em 18.07.2025, a Companhia assumiu a operação do trecho *brownfield* do projeto, proveniente de relicitação de uma concessão vincenda, composto por 163 km de extensão e duas subestações existentes, localizados nos estados de Minas Gerais e Espírito Santo.

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

A Companhia manteve elevado desempenho operacional dos seus ativos de transmissão Gralha Azul, Novo Estado, Gavião Real, Graúna e Asa Branca, registrando um índice de disponibilidade total de 99,97% no exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2025. O valor foi levemente abaixo do ano de 2024, no qual a disponibilidade total acumulada foi de 99,99%, devido principalmente a eventos climáticos extremos ocorridos no estado do Paraná no 4º trimestre de 2025. Desde o início de sua operação comercial, os ativos de transmissão têm apresentado performance operacional de excelência.

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 dezembro de 2025, a TAG possuía infraestrutura de aproximadamente 4.600 km de gasodutos de alta pressão, que se estende por todo o litoral do Sudeste e Nordeste e mais um trecho entre Urucu e Manaus, no Amazonas, atravessando 10 estados brasileiros e cerca de 200 municípios.

b. Características do processo de distribuição

A Companhia não atua no setor de distribuição de energia. Portanto, não é responsável pela distribuição da energia que gera e comercializa a seus clientes. A distribuição da energia elétrica produzida pelas usinas da Companhia para atendimento de seus clientes é de responsabilidade das concessionárias de distribuição do Sistema Interligado Nacional (“SIN”), as quais são diretamente conectadas pelas empresas de transmissão às 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 em leilões de longo prazo conduzidos pela Aneel; e
- Ambiente de Contratação Livre (“ACL”), também conhecido como mercado livre, no qual os clientes são consumidores livres, comercializadoras ou outros geradores, e cujo preço da energia e condições comerciais são estabelecidos em negociações bilaterais diretamente entre as partes, e registradas na Câmara de Comercialização de Energia (“CCEE”).

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

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.

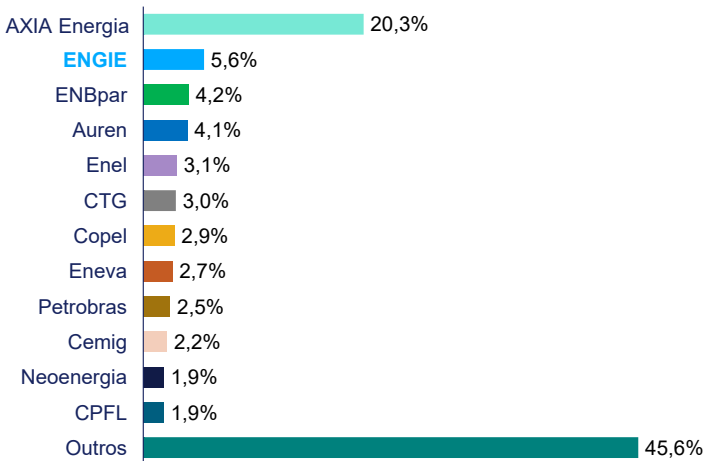
Um dos principais instrumentos de fidelização utilizados nos últimos anos foi a continuidade do *Programa de Relacionamento com o Cliente*, que reúne uma ampla gama de iniciativas voltadas a fortalecer a proximidade com nossas clientes e parceiros comerciais. Essas ações vão desde pautas mais técnicas — como visitas às usinas da Companhia e os *Encontros ENGIE*, que apresentam temas de interesse do mercado com destaque para economia, política e energia — até iniciativas ligadas ao esporte, por meio de nossa plataforma de marketing esportivo que tem o tênis como pilar principal. 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 cinco anos de existência em novembro de 2025. Esta iniciativa pioneira para atender pequenas e médias empresas registrou em 2025 mais de 1300 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 2025, o índice de clientes satisfeitos e muito satisfeitos foi de 92,9%. 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 exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2025, a Companhia atendia mais de 5 mil unidades consumidoras no segmento de Consumidores Livres, localizadas em diversos estados do Brasil, conforme já mencionado anteriormente.

Posicionamento no mercado competitivo

Em 31 de dezembro de 2025, os principais concorrentes da Companhia com controle estatal eram ENBpar, Petrobras e Cemig, além das empresas que possuem controle privado como AXIA Energia, Auren, Enel, CTG, Copel, Eneva, e CPFL, Neoenergia, dentre outros. A Companhia é uma das maiores geradoras privadas de energia elétrica do país, responsável por aproximadamente 5,6% da capacidade instalada do país em 31 de dezembro de 2025, considerando a capacidade instalada consolidada do grupo no Brasil, incluindo UHE Jirau, 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 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.

Transmissão de energia

O mercado de transmissão de energia no Brasil é composto por 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 é conectado pelo Sistema Interligado Nacional ("SIN"), que é constituído por quatro subsistemas: Sul, Sudeste/Centro-Oeste, Nordeste e Norte. O Sistema permite o 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, além das necessidades específicas de cada subsistema, em horários de menor ou maior demanda do mercado consumidor.

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

A Companhia é a responsável primária pela construção, instalação e operação de infraestrutura relacionada às concessões de Transmissão Gralha Azul, Novo Estado, Gavião Real, Asa Branca e Graúna, estando sujeita aos riscos e benefícios associados a esses empreendimentos.

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.

Benefícios Fiscais

A Companhia possui incentivos fiscais nas áreas indicadas a seguir, os quais reduzem o Imposto de Renda de Pessoas Jurídica ("IRPJ") em 75%:

Superintendência do Desenvolvimento da Amazônia ("SUDAM")

- UHE Ponte de Pedra (até 2026);
- Empresa de Energia Cachoeira Caldeirão (até 2033);
- UHE São Salvador (até 2034);
- Novo Estado Transmissora (até 2034); e
- Companhia Energética do Jari (até 2034).

Superintendência do Desenvolvimento do Nordeste (“SUDENE”)

- Companhia Energética Estreito – incorporada pela ENGIE (até 2026).

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 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.

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.

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, como é o exemplo da Usina Termelétrica Ferrari (“UTE Ferrari”), o suprimento de biomassa é responsabilidade das empresas consorciadas, 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.

a. Montante total de receitas provenientes do cliente

Não aplicável, considerando que nenhum cliente foi responsável por mais de 10% da receita líquida total da Companhia nos exercícios sociais encerrados em 31 de dezembro de 2025, 2024 e 2023.

b. Segmentos operacionais afetados pelas receitas provenientes do cliente

Não aplicável, considerando que nenhum cliente foi responsável por mais de 10% da receita líquida total da Companhia nos exercícios sociais encerrados em 31 de dezembro de 2025, 2024 e 2023.

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

Estrutura do Setor Elétrico Brasileiro



Fonte: Câmara de Comercialização de Energia Elétrica.

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. 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.

Agência Nacional de Energia Elétrica (“Aneel”)

O setor elétrico brasileiro é regulado pela Aneel, autarquia federal autônoma. Depois da promulgação da Lei nº 9.427/1996, 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.

Conselho Nacional de Política Energética (“CNPE”)

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.

Operador Nacional do Sistema Elétrico (“ONS”)

O ONS 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. O principal papel do ONS é coordenar e controlar as operações de geração e transmissão do Sistema Interligado Nacional, 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.

Câmara de Comercialização de Energia ("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 Ambiente de Contratação Livre ("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.

Dentre outras competências, resta sob a CCEE a responsabilidade de:

- i. Cálculo do Preço de Liquidação das Diferenças - PLD (Decreto nº 5.163/2024)
- ii. Gestão da CDE, CCC e RGR (Lei nº 13.360/2016)

Empresa de Pesquisa Energética ("EPE")

A EPE, cuja criação foi autorizada pela Lei nº 10.847/2004, 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.

Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico ("CMSE")

O Governo Federal promulgou o Decreto nº 5.175/2004 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.

Modelo do Setor Elétrico

A Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico (Lei nº 10.848/2004) 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.

Concessões e autorizações governamentais

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.

A Lei nº 8.987/1995 define os princípios e obrigações das concessões de serviços públicos, incluindo os de geração de energia elétrica. Os principais dispositivos relevantes para o setor elétrico são:

- **serviço adequado:** exige regularidade, continuidade, eficiência, segurança, modicidade tarifária e acesso ao serviço.
- **responsabilidade objetiva:** a concessionária é responsável por todos os danos decorrentes da prestação de seus serviços, 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 em caso de descumprimento das disposições contratuais.
- **reversão no advento do termo contratual:** ao fim da concessão, os bens reversíveis são indenizados se não amortizados.
- **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 aproveitamento hidráulico passarão a integrar o patrimônio da União, mediante indenização dos investimentos ainda não amortizados. No caso de usinas termelétricas ("UTES"), não será devida indenização dos investimentos realizados, assegurando-se, porém, a remoção das 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 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:
 - **outorgas obtidas antes de 11 de dezembro de 2003:** passíveis de prorrogação por 30 anos, conforme Lei nº 12.783/2013 (alterada pela Lei nº 15.269/2025), a critério do Poder Concedente, com definição financeira pendente. Ex.: UHEs 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.
 - **outorgas a partir de da Lei nº 10.848/2004:** não possuem previsão legal de prorrogação. Ex.: UHE Cachoeira Caldeirão.
 - **outorgas obtidas por Relicitação no regime de cotas, a partir da publicação da Lei nº 12.783/2013:** não possuem previsão legal de prorrogação. Ex.: UHEs Jaguará e Miranda.

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.	1.420,0	09/1998	11/2030
Itá	ENGIE Brasil Energia S.A.	1.127,0	12/1995	12/2032
Salto Osório	ENGIE Brasil Energia S.A.	1.104,0	09/1998	04/2031
Cana Brava	ENGIE Brasil Energia S.A.	450,0	08/1998	01/2036
Estreito	ENGIE Brasil Energia S.A.	436,0	11/2002	02/2047
Jaguara	Companhia Energética Jaguará	424,0	11/2017	06/2048
Machadinho	ENGIE Brasil Energia S.A.	415,0	07/1997	10/2035
Miranda	Companhia Energética Miranda	408,0	11/2017	06/2048
Santo Antônio do Jari	Companhia Energética do Jari	393,0	02/2002	10/2045
São Salvador	ENGIE Brasil Energia S.A.	243,0	04/2002	11/2041
Passo Fundo	ENGIE Brasil Energia S.A.	226,0	09/1998	04/2031
Cachoeira Caldeirão	Empresa de Energia Cachoeira Caldeirão	219,0	05/2013	08/2048
Ponte de Pedra	ENGIE Brasil Energia S.A.	176,0	10/1999	08/2037

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.

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	846,0	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 ⁽²⁾
Tubarão 2 P&D	ENGIE	4,0	02/2021	N/A ⁽²⁾
Solar Fotovoltaica				
Conjunto Assu Sol	SPes ⁽¹⁾ do Conjunto	752,7	02/2022	02/2057
Conjunto Lar do Sol	SPes ⁽¹⁾ do Conjunto	198,0	04/2019	04/2054
Conjunto Paracatu				
Paracatu 1	SPes ⁽¹⁾ do Conjunto	33,0	04/2016	04/2051
Paracatu 2 e 3	SPes ⁽¹⁾ do Conjunto	66,0	05/2016	05/2051
Paracatu 4	SPes ⁽¹⁾ do Conjunto	33,0	06/2016	06/2051
Conjunto Juazeiro Solar	SPes ⁽¹⁾ do Conjunto	120,0	06/2016	06/2051
Conjunto Sertão Solar Barreiras	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 ⁽²⁾
Cogeração Biomassa				
Ferrari ⁽³⁾	Ferrari Termoelétrica	72,5	07/2007	07/2042
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) Para centrais geradoras com potência igual ou inferior a 5 MW o instrumento legal aplicável é o registro.

(3) A Companhia possui participação acionária, 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. O prazo de transferência dos ativos, incluindo a autorização, para o parceiro é 02/2033, sem a possibilidade de extensão.

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	08/03/2018	08/03/2048
		Leilão nº 2/2017		
Novo Estado	Novo Estado Transmissora de Energia S.A.	Lote 03	08/03/2018	08/03/2048
		Leilão nº 2/2017		
Gavião Real	Gavião Real Transmissora de Energia S.A.	Lote 07	30/09/2022	30/09/2052
		Leilão nº 1/2022		
Asa Branca	Asa Branca Transmissora de Energia S.A.	Lote 05	29/09/2023	29/09/2053
		Leilão nº 1/2023		
Graúna	Graúna Transmissora de Energia S.A.	Lote 01	09/12/2024	09/12/2054
		Leilão nº 2/2024		

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.

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.

Alocação do MRE

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

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
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 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.

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.

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.

O direito de compensação pelo GSF não vinculado ao risco hidrológico aos geradores participantes do MRE foi estabelecido pela Lei nº 14.052/2020, regulamentada pela Resolução Normativa Aneel nº 1.035/2022. Essa medida visa mitigar os impactos causados por empreendimentos estruturantes, como antecipações de garantia física, atrasos em obras de transmissão, geração térmica fora da ordem de mérito e importações de energia. Como forma de compensação, os geradores passaram a ter direito à extensão do prazo de outorga de geração por até sete anos.

Em dezembro de 2020, o Conselho de Administração aprovou a adesão da Companhia e de suas controladas à compensação via extensão de outorga, de que trata a Lei nº 14.052/2020. Posteriormente, em março de 2021, a CCEE publicou uma revisão dos cálculos, incorporando três pontos principais:

- i. a aplicação da taxa de desconto no cálculo das extensões das outorgas;
- ii. a consideração dos impactos da caducidade das concessões da Abengoa e da Isolux no escoamento da UHE Belo Monte; e
- iii. o reconhecimento do direito à compensação para usinas em regime de cotas, enquadradas na Lei nº 12.783/2013.

Em complemento, a Lei nº 14.182/2021 ampliou os efeitos da compensação ao incluir os prejuízos de GSF (*Generation Scaling Factor*) ocorridos entre 2012 e 2014 para usinas do mercado regulado que já haviam repactuado o risco hidrológico em 2015. Com isso, passou-se a considerar a totalidade da garantia física dessas usinas como parcela não repactuada, viabilizando o ressarcimento.

A partir dessas definições, a Aneel iniciou o processo de homologação das extensões de outorga. Em agosto de 2021, por meio da Resolução Homologatória nº 2.919, foram homologadas as extensões para as UHEs Salto Osório, Passo Fundo, Jaguará e Miranda, que não haviam repactuado o risco hidrológico em 2015. Em seguida, em setembro de 2021, a Resolução Homologatória nº 2.932 contemplou as usinas Salto Santiago, Cana Brava, São Salvador e Ponte de Pedra, afetadas pela retroatividade do GSF.

Esta mesma Resolução abrangeu as UHEs Itá, Estreito e Machadinho, em que a Companhia participa da concessão na forma de consórcio. A adesão à repactuação foi formalizada com a concordância de todas as consorciadas em novembro de 2021.

Ambientes de Contratação e Comercialização de Energia

A Lei do Novo Modelo de Setor Elétrico de 2004 também regulamenta a compra e a venda de energia no ACR e no ACL, 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.

Remuneração das Geradoras

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

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

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

Como exemplo, a garantia física de empreendimentos de geração hidrelétrica é estabelecida pelo MME com base em modelos computacionais que fazem uso do tratamento estatístico do histórico de aflúências 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.

Remuneração das Transmissoras

A principal fonte de remuneração das transmissoras é a Receita Anual Permitida ("RAP"), definida pela ANEEL no âmbito das concessões ou autorizações. A RAP corresponde ao valor anual que cada transmissora tem direito a receber pela disponibilização de suas instalações ao SIN.

Essa receita não depende do volume de energia transportado, mas sim da disponibilidade e confiabilidade da infraestrutura, o que reforça a natureza regulada do setor e a estabilidade da remuneração. A RAP é paga mensalmente por meio do Encargo de Uso do Sistema de Transmissão ("EUST"), recolhido pelos usuários da rede (geradores, distribuidores e consumidores livres)

A Receita sofre reajustes anuais, geralmente vinculados a índices inflacionários definidos em contrato (como IPCA ou IGP-M), preservando o valor real da receita ao longo do tempo. Além disso, periodicamente a ANEEL realiza revisões tarifárias periódicas ("RTP"), nas quais são reavaliados custos eficientes de operação, parâmetros de remuneração e eventuais itens de receita suplementares ou redutores.

Comercialização de Energia

- *Ambiente de Contratação Regulada ("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.

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 por geradoras, comercializadoras e importadores de energia elétrica e podem ser realizadas por meio de dois tipos de contratos bilaterais: (i) Contratos de Quantidade de Energia; e (ii) Contratos de Disponibilidade de Energia.

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

As distribuidoras são obrigadas a contratar 100% de suas necessidades de energia elétrica 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 “*Leilões de energia*” deste item.

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.

- *Ambiente de Contratação Livre (“ACL”)*

No ACL a negociação de energia pode ser realizada diretamente entre geradoras, produtores independentes, autoprodutores, comercializadoras de energia elétrica e consumidores livres. Nesse ambiente, os consumidores finais que atendem aos critérios de elegibilidade estabelecidos pela regulação podem negociar livremente suas condições comerciais, como preço, prazo e fonte de suprimento.

Conforme a Portaria nº 50/2022, em vigor desde janeiro de 2024, são elegíveis para participação no ACL todos os consumidores participantes do Grupo A, formado pelo grupo de consumidores atendidos em alta e média tensão, independente da sua demanda contratada. Ressalte-se, contudo, que para atuar no mercado livre, os consumidores com carga individual inferior a 500 kW devem ser representados por um agente varejista perante a Câmara de Comercialização de Energia (CCEE).

Consumidores classificados como especiais são aqueles com demanda contratada igual ou superior a 500 kW, individualmente ou em comunhão, que devem contratar energia oriunda de empreendimentos de geração de fontes específicas — tais como usinas de biomassa, eólica, solar, PCH ou sistemas de cogeração qualificada — conforme as regras aplicáveis a essa categoria. Já os consumidores que se qualificam como livres possuem plena liberdade para contratar energia de qualquer fonte, de acordo com suas estratégias comerciais e de gestão de suprimento.

As geradoras estatais poderão vender energia elétrica aos consumidores livres, contudo devem fazê-lo através de processos públicos que garantam a transparência e igualdade de acesso aos interessados.

Adicionalmente, conforme aprovado pela Lei nº 15.269/2025, os consumidores conectados na baixa tensão, que compõe o Grupo B, dos ramos comercial e industrial poderão exercer a opção de migrar para o mercado livre a partir de 2027. Enquanto isso, os demais consumidores, como residenciais e rurais, poderão efetivar sua migração a partir de 2028, consolidando a abertura total do mercado de energia no Brasil.

Leilões de Energia

Leilões de Geração

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 13.360/2016, resultante da Medida Provisória nº 735/2016. Já os leilões de energia para ativos existentes ocorrem entre cinco anos e poucos meses antes da entrega (“A” e “A-1”).

Após cada leilão, os agentes vendedores firmam Contratos de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado (“CCEAR”) com as distribuidoras, com prazos que variam de 15 a 30 anos para energia nova e de 1 a 15 anos para energia existente. Nos leilões de ajuste, o prazo é limitado a dois anos. As distribuidoras também devem apresentar garantias financeiras às geradoras, conforme regras específicas de cada certame.

Além desses, o setor conta com outros tipos de leilões:

- **Leilões de Ajuste:** Complementam até 5% da carga das distribuidoras, conforme o Decreto nº 5.163/2004 e a Resolução Aneel nº 1.009/2022.
- **Leilões de Energia de Reserva:** Visam reforçar a segurança do SIN, com contratação via Contrato de Energia de Reserva (CER) e pagamento por meio do Encargo de Energia de Reserva (EER), repassado aos consumidores via tarifa.
- **Leilões de Fontes Alternativas:** Criados para incentivar a contratação de energia de fontes como eólica, PCH e biomassa, conforme o Decreto nº 6.048/2007.
- **Leilões de Reserva de Capacidade de Potência:** Regulamentados pela Lei nº 14.120/2021 e Decreto nº 10.707/2021, têm como objetivo garantir a disponibilidade de potência ao SIN, podendo ocorrer na forma de energia ou potência.

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.

Encargos Setoriais

Tarifa de Uso dos Sistemas de Distribuição ("TUSD")

A Tarifa de Uso dos Sistemas de Distribuição 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.

Tarifa de Uso dos Sistemas de Transmissão ("TUST")

A Tarifa de Uso dos Sistemas de Transmissão é paga por geradoras, distribuidoras 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.

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.

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.

Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia ("TFSEE")

A TFSEE foi instituída pela Lei nº 9.427/1996, e regulamentada pelo Decreto nº 2.410/1997. 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.

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 12.783/2013, desobrigou, a partir 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.

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.

Contribuição para Pesquisa & Desenvolvimento ("P&D")

O Programa de Pesquisa, Desenvolvimento e Inovação da Aneel visa estimular o avanço tecnológico, promover uma cultura de inovação e desenvolver competências técnicas por meio de parcerias com a indústria, acadêmicos e instituições de pesquisa. As geradoras, distribuidoras e transmissoras devem destinar 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.

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 nº 12.783/2013, 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.

Encargo de Serviço do Sistema por Segurança Energética ("ESS-SE")

O ESS-SE destina-se a custear as usinas termelétricas despachadas por segurança energética em função de decisão do CMSE. Através da Lei nº 10.848/2004 há a previsão de que o pagamento do ESS-SE é devido apenas por consumidores.

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 nº 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").

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.

Conforme estabelecido pela Lei nº 15.269/2025, o ERCAP também deverá ser custeado pelos geradores que solicitarem acesso após a publicação da lei e não cumprirem requisitos de controle, capacidade, flexibilidade e armazenamento de energia. Adicionalmente, a mesma lei preconiza que o custo proveniente da contratação de sistemas de armazenamento de energia, na forma de baterias, será rateado exclusivamente entre os geradores de energia. Tanto a forma de rateio quanto a definição dos requisitos técnicos ainda dependem de regulamentação pela ANEEL, cuja elaboração e discussão estão previstas para ocorrer ao longo de 2026.

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 3%, conforme definido pela Lei nº 15.269/2025, 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 editais - 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").

Curtailment

O *Curtailment* (ou cortes de geração) são eventos de restrição de geração realizados pelo ONS para garantir a segurança e estabilidade do SIN. As restrições de geração podem ser classificadas como: (i) Razão 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. Atualmente a Resolução Normativa ANEEL nº 1.030/2022, prevê a compensação apenas dos cortes de geração classificados como razão de Indisponibilidade Externa, a partir do atingimento da franquia de horas estabelecida anualmente pelo ONS.

As regras de *Constrained-Off* aplicáveis pela Aneel estão sendo questionadas judicialmente por agentes e associações do setor. Recentemente, a Lei nº 15.269/2025, sancionada em novembro de 2025, trouxe a possibilidade de compensação dos cortes de geração aos titulares de usinas eólicas e solares, relativos aos eventos classificados como indisponibilidade externa e confiabilidade elétrica, sem aplicação da franquia de horas, para o período de 1º de setembro de 2023 até 25 de novembro de 2025. Para o período posterior a sanção da Lei, está previsto o reembolso integral dos cortes motivados por razão de indisponibilidade externa, e para confiabilidade elétrica somente serão reembolsados os empreendimentos que não tiverem restrições nos documentos de acesso ou pendências ativas nos requisitos de conexão. A compensação dos cortes está condicionada a renúncia das ações judiciais em curso e a regulamentação está pendente de tratamento pelo Poder Concedente. Como a regulamentação da Lei nº 15.269/2025 ainda está em curso, há possibilidade de novas alterações no direito ao ressarcimento dos cortes de geração, principalmente para o período após novembro de 2025.

Políticas Públicas de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia

Desde a promulgação da Lei nº 10.438/2002, 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 AXIA Energia, 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 metering*) para micro e minigeradores conectados aos sistemas de distribuição.

A Lei nº 14.120/2021, oriunda da conversão da Medida Provisória nº 998/2020, 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 nº 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 15.097/2025 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 unidade geradora. Por fim, a Lei nº 15.103/2025 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.

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

Licenciamento Ambiental e Conformidade Legal

A Política Nacional do Meio Ambiente, estabelecida pela Lei nº 6.938/1981, consolidou as bases da gestão ambiental no Brasil e tem por objetivo garantir condições ao desenvolvimento socioeconômico, à segurança nacional e à proteção da dignidade da vida humana, por meio do equilíbrio ecológico. Para isso, a lei introduziu importantes instrumentos de gestão ambiental, como o licenciamento ambiental, que asseguram a conformidade dos processos e atividades da Companhia.

Todas as usinas do parque gerador e linhas de transmissão operadas pela Companhia possuem as autorizações e licenças ambientais exigidas pela legislação vigente e órgãos competentes, necessárias para implantação e operação dos seus empreendimentos, bem como cumpre com atendimento de todas as condicionantes aplicáveis nas três fases do Empreendimento: Licença Prévia (LP), Licença Ambiental de Instalação (LI) e Licença Ambiental de Operação (LO).

As operações e atividades da Companhia são planejadas e organizadas a partir de uma avaliação rigorosa acerca do uso de recursos naturais, dos impactos atrelados e da inter-relação com o meio ambiente e as pessoas. Mais do que assegurar a conformidade legal dos negócios, a Companhia atua de forma ativa na construção de soluções para os desafios ambientais da sociedade e na promoção do desenvolvimento sustentável. As práticas e diretrizes ambientais da ENGIE abrangem aspectos diversos, como biodiversidade, florestas, água, economia circular e clima. Direcionada pela Política Ambiental do Grupo ENGIE e a Política de Gestão Sustentável, as iniciativas e os programas são conduzidos pela Diretoria de Sustentabilidade, que, por sua vez, reporta ao Conselho de Administração questões estratégicas, envolvendo riscos e oportunidades.

Vinculado a um dos seus pilares estratégicos ambientais, a Companhia adota em todos os seus ativos operacionais, incluindo a sede, medidas preventivas e corretivas para a gestão de resíduos perigosos e não perigosos, garantindo o acondicionamento, armazenamento, transporte e destinação final em conformidade com a legislação ambiental e normas internacionais.

Constantemente, a Companhia avalia e ajusta suas operações e procedimentos, a fim de atender aos elevados padrões técnicos e legais para alcançar seus compromissos regulatórios e voluntários.

Responsabilidade Social

O Conselho Nacional de Direitos Humanos estabeleceu a Resolução nº 5/2020, que dispõe sobre diretrizes nacionais para uma política pública sobre direitos humanos e empresas, e 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 Companhia e sua forma de se relacionar com seus colaboradores, fornecedores, e especialmente nas comunidades das quais faz parte, próximas aos ativos onde 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 Companhia 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.

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

Certificações

Para assegurar o cumprimento e gestão de suas políticas, a Companhia conta com um Sistema Integrado de Gestão (SIG) 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 seus processos e serviços.

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

A gestão de saúde e segurança ocupacional abrange todas as operações, ativos e colaboradores da Companhia, orientada pelas diretrizes da norma NBR ISO 45001 — Gestão de Saúde e Segurança no Trabalho, norma que especifica requisitos para um sistema de gestão de saúde e segurança ocupacional e estabelece requisitos para que as organizações criem e mantenham um ambiente de trabalho seguro e saudável, visando a redução de lesões e doenças e a melhoria do bem-estar dos trabalhadores.

Além dessas, a Companhia segue as diretrizes da norma NBR ISO 9001 – Gestão da Qualidade, norma que foca na satisfação do cliente, liderança, engajamento das pessoas, abordagem de processo, melhoria contínua, tomada de decisão baseada em evidências e gestão de relacionamento.

No processo para obtenção e continuidade da certificação, são verificados procedimentos operacionais, cumprimento de requisitos legais, indicadores de performance, entre outros aspectos relevantes, capazes de demonstrar a conformidade dos processos em relação aos requisitos previstos nas três normas e em legislações aplicáveis e nas próprias políticas da ENGIE. A condução da certificação por um organismo independente, contratado a partir de critérios isonômicos, assegura a imparcialidade e a confiabilidade indispensáveis a esse processo.

Em 2025 a ENGIE obteve a continuidade da certificação nas Usinas Hidrelétricas, além da sede da Companhia, — o que corresponde a 65,6% da capacidade instalada operada no segmento de geração. As outras unidades operacionais da Companhia, embora não certificadas, também seguem os procedimentos implantados no âmbito do Sistema Integrado de Gestão (SIG) da Companhia. Essa adesão é relevante, já que o Sistema facilita a padronização de documentos e de rotinas e estimula uma maior conscientização dos colaboradores sobre questões relacionadas a saúde, segurança, meio ambiente e melhoria contínua.

Para informações sobre compromissos ambientais e sociais assumidos pela Companhia vide o Relatório de Sustentabilidade disponível na página de Relações com Investidores (www.engie.com.br/investidores/ > Investidores > ESG > Relatórios de Sustentabilidade).

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. Para informações mais detalhadas sobre o funcionamento das autorizações e concessões vide 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 exercício social encerrado em 31 de dezembro 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 exercício social encerrado em 31 de dezembro 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 exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2025.

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

Nos exercícios sociais encerrados em 31 de dezembro de 2025, 2024 e 2023, a totalidade da receita líquida da Companhia foi proveniente do Brasil, país sede da Companhia.

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

Nos exercícios sociais encerrados em 31 de dezembro de 2025, 2024 e 2023, a totalidade da receita líquida da Companhia foi proveniente do Brasil, país sede da Companhia.

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

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, Caderno de Clima e Natureza, 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 *Standards*, 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 2025, a empresa responsável pela verificação e assecuração foi a Bureau Veritas Certification.

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 2025 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 Companhia 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.

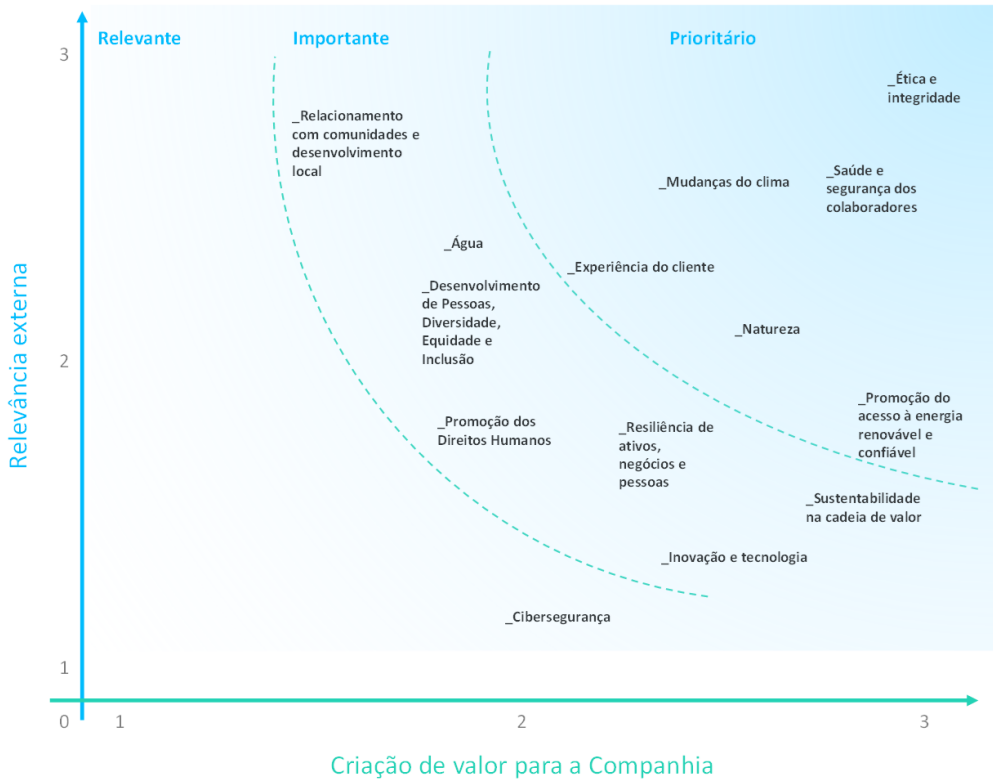
Neste ciclo, foi avaliada a conexão entre temas materiais e grupos de risco monitorados, grau de impacto já identificado, possíveis impactos não financeiros, efeitos financeiros potenciais e métricas de desempenho relacionadas.

O exercício de dupla materialidade realizado considerou riscos e oportunidades monitorados pela Companhia em 2025, 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 Companhia, 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 2025; e
- A extensão do impacto – se apenas dentro, fora ou dentro e fora da organização.

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 apresentamos a Matriz da Companhia e a lista dos 14 temas materiais vigentes e seus respectivos indicadores GRI, considerando a relevância externa e criação de valor para a Companhia.

Matriz de materialidade ENGIE Brasil Energia 2025



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; 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
Promoção do acesso à energia renovável e confiável	G4-EU1; G4-EU2; G4-EU4; G4-EU30;
Saúde e segurança 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
Relacionamento com comunidades e desenvolvimento local	2-29; 413-1; 413-2
Promoção dos Direitos Humanos	406-1; 408-1; 409-1
Natureza	101-1; 101-2; 101-3; 101-4; 101-5; 101-8; 307-1; 419-1
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; 305-7
Resiliência de ativos, negócios e pessoas	2-25
Experiência do cliente	G4-EU3

O engajamento de *stakeholders* realizado pela Companhia 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.

Desse processo, liderado pelo Comitê de Sustentabilidade, participa uma amostra de *stakeholders* estratégicos para a Companhia 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 2025, foram realizados diálogos complementares, nos territórios onde estão inseridos cinco ativos fotovoltaicos adquiridos no ano anterior. Ao todo, participaram cerca de 150 pessoas.

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 Companhia priorizou também 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.

Em 2025 a Companhia realizou a atualização dos temas materiais ainda com base na pesquisa a stakeholders ocorrida em 2024, vinculando novos subsídios de dados secundários (frameworks e referências externas e dados internos, como o Enterprise Risk Management).

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
Promoção do acesso à energia renovável e confiável	7, 13
Saúde, segurança e bem-estar dos colaboradores	3, 8
Desenvolvimento de pessoas, diversidade, equidade, inclusão	3, 5, 8, 10
Relacionamento com 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 de ativos, negócios e pessoas	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 2025 a Companhia considerou recomendações da Força-Tarefa para Divulgações Financeiras Relacionadas às Mudanças Climáticas (TCFD).

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) A não divulgação de informações ASG

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

(ii) 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.

(iii) 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.

(iv) 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.

(v) 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.

(vi) 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.

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.

Não aplicável, considerando que nos exercícios sociais encerrados em 31 de dezembro de 2025, 2024 e 2023 não houve aquisição ou alienação de qualquer ativo relevante que não se enquadre como operação normal nos negócios da Companhia.

Venda da Usina Termelétrica Pampa Sul (UTE Pampa Sul)

Em 15 de setembro de 2022, foi assinado o Contrato de Compra e Venda de Ações entre a Companhia, sua controlada ENGIE Brasil Energia Comercializadora Ltda. (como vendedoras) e as empresas Grafito Fundo de Investimento e Perfin Space X (como compradoras) visando a alienação da totalidade da participação societária que a Companhia detinha na UTE Pampa Sul. A venda da UTE Pampa Sul, localizada em Candiota no estado do Rio Grande do Sul, que possuía capacidade instalada de 345 MW e utilizava o carvão mineral como fonte de energia, seguiu a estratégia de descarbonização da Companhia e do Grupo ENGIE, direcionando esforços e investimentos aos empreendimentos de energia renovável.

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

Emissão de ações preferenciais de subsidiária indireta

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

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

Em 28 de outubro de 2023, foi assinado o Contrato de Compra e Venda de Ações ("Contrato") entre a ENGIE Brasil Energia Complementares Participações Ltda. ("ECP"), controlada direta da Companhia, na qualidade de compradora, e GIP Helios II S.A. ("GIP"), na qualidade de vendedor, o qual regula a aquisição pela ECP da totalidade das ações de emissão da Atlas Energia Renovável do Brasil S.A. ("Atlas Renovável") e da Atlas Brasil Energia Holding 2 S.A. ("Atlas Holding 2") e, em conjunto com Atlas Renovável, denominadas "Atlas") e, por consequência, das ações de emissão dos Conjuntos Fotovoltaicos Juazeiro, São Pedro, Sol do Futuro, Sertão Solar e Lar do Sol detidas pela Atlas. A assinatura do Contrato pela ECP e operações nele contempladas foram aprovados na Reunião do Conselho de Administração da Companhia em 27 de outubro de 2023. Após o cumprimento o cumprimento das condições precedentes a que estava sujeita, a operação de aquisição foi concluída em 6 de março de 2024.

Venda de participação acionária parcial na Transportadora Associada de Gás – 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 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.

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.

A efetivação da transação ocorreu em 10 de janeiro de 2024, após cumprimento de condições precedentes, passando a Companhia a ser titular direta de ações de emissão da TAG representativas de 17,5% do capital social total da mesma, permanecendo o Grupo ENGIE com 50% capital social total da transportadora, ambos vinculados ao acordo de acionistas da mesma, mantendo o grupo de controle atual.

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.

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.

Aumento de Capital com Bonificação de Ações

Em 5 de novembro de 2025, o Conselho aprovou o aumento de capital dentro do limite autorizado, no montante de R\$ 1.961.059.084,15, por capitalização de reservas, com emissão de 326.371.096 novas ações ordinárias, a título de bonificação na proporção de 1 ação para cada 2,5 ações, elevando o capital para R\$ 6.863.706.794,52 e o número de ações para 1.142.298.836. Em 19 de dezembro de 2025, em sede de Assembleia Geral Extraordinária, o aumento do capital social da Companhia foi homologado pelos seus acionistas.

As atas das assembleias, assim como os Fatos Relevantes e Avisos aos Acionistas relacionados às operações mencionadas estão disponíveis na página de Relações com Investidores da Companhia (www.engie.com.br/investidores/ > Investidores > Fatos Relevantes e Comunicados), bem como nos sites da B3 (www.b3.com.br) e da CVM (sistemas.cvm.gov.br).

Não há acordo de acionistas na Companhia.

Não houve alterações significativas na forma de condução dos negócios da Companhia nos exercícios sociais encerrados em 31 de dezembro de 2025, 2024 e 2023.

Não foram celebrados contratos relevantes pela Companhia ou por suas controladas que não sejam diretamente relacionados às atividades operacionais nos exercícios sociais encerrados em 31 de dezembro de 2025, 2024 e 2023.

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

As informações contábeis contidas neste item 2 do Formulário de Referência devem ser lidas em conjunto com as demonstrações financeiras individuais e consolidadas da Companhia para os exercícios sociais encerrados em 31 de dezembro de 2025, 2024 e 2023, 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. Ainda, as informações neste item 2, exceto quando indicado de forma diferente, são expressas em moeda corrente nacional (em milhões de Reais).

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 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 2025, 2024 e 2023; (ii) as mudanças nas linhas principais dessas demonstrações financeiras de exercício para exercício; e (iii) os principais fatores que explicam tais alterações.

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.

	Exercício social encerrado em 31 de dezembro de		
(Em R\$ milhões, exceto %)	2025	2024	2023
(+) Empréstimos e Financiamentos (Circulante e Não circulante)	15.173	13.843	12.420
(+) Debêntures (Circulante e Não Circulante)	13.486	9.805	7.686
(+) Ações Preferenciais Resgatáveis (Circulante e Não Circulante)	489	487	571
(+) Resultado de operações com derivativos - <i>hedges</i> (Circulante e Não Circulante)	181	307	228
Dívida Bruta⁽¹⁾	29.329	24.442	20.905
(+) Caixa e equivalentes de caixa e depósitos vinculados	(3.815)	(4.316)	(5.570)
Dívida líquida⁽²⁾	25.514	20.126	15.335
Patrimônio líquido	13.914	12.280	9.816
Grau de alavancagem⁽³⁾	64,7%	62,1%	61,0%

(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.

- Em 31 de dezembro de 2025, a dívida bruta total consolidada, representada, por empréstimos, financiamentos, debêntures e ações preferenciais resgatáveis, líquidos dos efeitos de operações de *hedge*, totalizava R\$ 29.329 milhões — aumento de 20,0% (R\$ 4.887 milhões) comparativamente à posição de 31 de dezembro de 2024. O prazo médio de vencimento da dívida no fim do ano era de 7,2 anos. A variação no endividamento da Companhia está relacionada, principalmente, à combinação dos seguintes fatores, ocorridos no ano de 2025: (i) R\$ 4.085 milhões de ingresso pela 14ª e 15ª emissões de debêntures da Companhia; (ii) geração de R\$ 3.116 milhões em encargos incorridos a serem pagos e variação monetária; (iii) R\$ 4.129 milhões em amortizações de empréstimos, financiamentos, debêntures e ações preferenciais resgatáveis; (iv) R\$ 1.006 milhões de ingresso por aquisição de subsidiárias e (v) 809 milhões de saques junto ao Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES) e Banco do Nordeste do Brasil (BNB), para a construção de novos projetos.
- 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.

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 R\$ milhões, exceto %)	Exercício social encerrado em 31 de dezembro de		
	2025	2024	2023
Capital de Terceiros (Passivo Circulante + Passivo Não Circulante)	41.398	37.832	32.408
Capital Próprio (Patrimônio Líquido)	13.914	12.280	9.816
Capitalização Total (Capital de Terceiros + Capital Próprio)	55.312	50.112	42.224
Parcela de capital de terceiros (% da Capitalização Total)	74,8%	75,5%	76,8%
Parcela de capital próprio (% da Capitalização Total)	25,2%	24,5%	23,2%

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 e transmissão 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 dezembro de 2025, o total de passivos circulantes e não circulantes somavam R\$ 41.398 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 exercícios.
- 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 exercícios.

Capital Próprio

- Em 31 de dezembro de 2025, o patrimônio líquido da Companhia totalizava um saldo de R\$ 13.914 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.

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.

(Em R\$ milhões, exceto %)	Exercício social encerrado em 31 de dezembro de		
	2025	2024	2023
EBITDA Ajustado	7.640	7.367	7.270
Despesa financeira	(2.754)	(1.843)	(1.813)
Resultado financeiro	(2.642)	(1.976)	(1.963)
Dívida Bruta	29.329	24.442	20.905
Dívida Líquida	25.514	20.126	15.335
Dívida Bruta/ EBITDA Ajustado	3,8	3,3	2,9
Dívida Líquida/ EBITDA Ajustado	3,3	2,7	2,1
EBITDA Ajustado / Despesa financeira	(2,8)	(4,0)	(4,0)
Caixa líquido gerado pelas atividades operacionais	3.346	4.154	4.586

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

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 dezembro de 2025 era de R\$ 25.514 milhões e corresponde a 3,3 vezes o EBITDA ajustado pelos recebimentos previstos no acordo de venda da subsidiária Pampa Sul, ocorrida em 2023, apurado no exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2025, de R\$ 7.640 milhões. Adicionalmente, a Companhia gerou um caixa líquido pelas atividades operacionais de R\$ 3.346 milhões no exercício social encerrado em 31 de dezembro 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 pelo *impairment*, 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.

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)', e os IDRs (*Issuer Default Ratings* - Ratings de Inadimplência do Emissor) de Longo Prazo em moeda estrangeira e local como 'BB+' e 'BBB-', respectivamente. 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 ("**BNB**"). Estas instituições financeiras usualmente oferecem taxa de juros e prazos de pagamento compatíveis com o retorno dos projetos da Companhia.

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 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 2025, a Companhia utilizou como principais fontes de financiamento recursos do BNDES, 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.

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 dezembro de 2025, estão descritas a seguir:

(i) Contratos de empréstimo e financiamento relevantes

Companhia	Condições de Pagamento				Saldo Devedor (em R\$ milhões)
	Remuneração	Encargos	Principal	Vencimento	31.12.2025
Moeda nacional					
BNDES - Assuruá	IPCA + 6,70% a.a.	Mensais a partir de 01.2026	Mensais a partir de 01.2026	12.2046	1.829
BNDES - Assu Sol	IPCA + 8,16% a.a.	Mensais a partir de 06.2026	Mensais a partir de 06.2026	09.2048	90
BNDES - Assu Sol	9,54% a.a.	Mensais a partir de 06.2026	Mensais a partir de 06.2026	09.2040	228
Moeda estrangeira (dólar)					
Scotiabank IV	2,00% a.a. com swap para CDI + 1,35% a.a.	Semestrais	07.2026	12.2046	556

Controladas	Condições de Pagamento				Saldo Devedor (em R\$ milhões)
	Remuneração	Encargos	Principal	Vencimento	31.12.2025
Ferrari					
BNDES Ampliação	TJLP + 1,76% a.a. ⁽¹⁾	Mensais a partir de 02.2017	Mensais a partir de 02.2017	07.2032	32
Assú V					
BNB	IPCA + 1,76% a.a.	Trimestrais a partir de 01.2019; Mensais a partir de 08.2023	Mensais a partir de 08.2023	07.2038	73
BNB Ampliação	IPCA médio 12 meses + 4,41% a.a.	Trimestrais a partir de 08.2022; Mensais a partir de 09.2024	Mensais a partir de 09.2024	08.2039	8
Conjunto Eólico Campo Largo - Fase I					
BNDES	TJLP + 2,52% a.a. ⁽¹⁾	Mensais a partir de 07.2019	Mensais a partir de 07.2019	06.2035	313
BNDES	TJLP + 1,82% a.a. ⁽¹⁾	Mensais a partir de 07.2019	Mensais a partir de 07.2019	06.2035	365
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	1.192
Gralha Azul					
BNDES	IPCA + 3,83% a.a.	Mensais a partir de 10.2023	Mensais a partir de 10.2023	03.2044	1.953
Conjunto Eólico Campo Largo - Fase II					
BNDES	IPCA + 4,23% a.a.	Mensais a partir de 09.2021	Mensais a partir de 09.2021	12.2039	1.311
Novo Estado					
BNDES	IPCA + 4,67% a.a.	Mensais a partir de 11.2022	Mensais a partir de 11.2022	05.2044	2.193
BASA	IPCA + 1,4452% a.a.	Mensais a partir de 11.2022	Mensais a partir de 11.2022	08.2044	720
Santo Agostinho					
BNDES	IPCA + 6,16% a.a.	Mensais a partir de 01.2024	Mensais a partir de 01.2024	11.2045	1.436
Floresta					
BNDES	TJLP + 2,15% a.a.	Mensais a partir de 06.2019	Mensais a partir de 06.2019	10.2036	213
Paracatu					
BNDES	IPCA + 4,98% a.a.	Mensais a partir de 11.2018	Mensais a partir de 11.2018	10.2038	480
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	221

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	173
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	122
Lar do Sol					
BNB	IPCA + 2,68% a.a. ⁽²⁾	Mensais a partir de 12.2023	Mensais a partir de 12.2023	11.2045	401
Assu Sol					
BNB - Assu Sol 01	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	72
BNB - Assu Sol 01	IPCA + 11,00% a.a.	Semestrais a partir de 04.2025	Semestrais a partir de 10.2026	04.2034	5
BNB - Assu Sol 02	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	72
BNB - Assu Sol 02	IPCA + 11,00% a.a.	Semestrais a partir de 04.2025	Semestrais a partir de 10.2026	04.2034	5
BNB - Assu Sol 03	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	73
BNB - Assu Sol 03	IPCA + 11,00% a.a.	Semestrais a partir de 04.2025	Semestrais a partir de 10.2026	04.2034	5
BNB - Assu Sol 05	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	73
BNB - Assu Sol 05	IPCA + 11,00% a.a.	Semestrais a partir de 04.2025	Semestrais a partir de 10.2026	04.2034	5
BNB - Assu Sol 08	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	63
BNB - Assu Sol 08	IPCA + 11,00% a.a.	Semestrais a partir de 04.2025	Semestrais a partir de 10.2026	04.2034	5
Cachoeira Caldeirão					
BNDES	TJLP + 2,12%	Mensais a partir de 11.2017	Mensais a partir de 11.2017	10.2037	530
Jari					
BNDES	TJLP + 1,86%	Mensais a partir de 06.2015	Mensais a partir de 06.2015	05.2031	299

(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 financiamentos por receberem recursos do Fundo Constitucional.

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):**

Os financiamentos foram utilizados principalmente para implantação dos Projetos Assuruá e Assu Sol.

• **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 dezembro de 2025, permanecia vigente a contratação de empréstimo em moeda estrangeira com o banco Scotiabank, originalmente realizada com a finalidade de compor capital de giro da Companhia.

A Companhia mantém contrato de operação de *swap* com subsidiária brasileira da mesma instituição financeira a qual contratou empréstimo em dólar, a fim de proteger fluxos futuros de pagamentos de principal e juros, contra a flutuação da taxa cambial. Esta operação foi designada como instrumento 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 do empréstimo e do *hedge* ocorrerá exatamente na mesma data. 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.

A principal condição do empréstimo e da operação de derivativo contratado foi a seguinte:

Bancos	Valor		Empréstimo e posição ativa do swap e NDF	Posição passiva do swap e NDF	Vencimento
	US\$ milhões	R\$ milhões	US\$ + Juros (a.a.)	Condição	
Scotiabank IV	102	530	2,00% a.a.	CDI + 1,35% a.a.	Julho de 2026

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 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 geração hidrelétrica: (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 3 ou 6 meses do serviço da dívida; e (e) fiança corporativa;

iv. Financiamento de empreendimento 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 empreendimento 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 empreendimento 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 dos projetos (em alguns financiamentos está previsto um valor fixo); e (f) fiança corporativa ou fiança bancária.

(ii) Outras relações de longo prazo com instituições financeiras

Debêntures

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

	Condições de Pagamento					Saldo Devedor (em R\$ milhões)	
	Quantidade	Remuneração	Garantia	Encargos	Principal	Vencimento	31.12.2025
Companhia							
6ª Emissão – 2ª série	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	190
7ª Emissão – 2ª série	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	346
9ª Emissão – 1ª série	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	414
9ª Emissão – 2ª série	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	775
9ª Emissão – 3ª série	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	272
9ª Emissão – 4ª série	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	151
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	451
11ª Emissão – 1ª série	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	1.172
11ª Emissão – 2ª série	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	102
11ª Emissão – 3ª série	318.122	10,90% a.a. com swap para CDI + 0,378% a.a.	Sem garantia	11.2028	11.2028	11.2028	364
11ª Emissão – 4ª série	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	913
11ª Emissão – 5ª série	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	101

12ª Emissão – 1ª série	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	834
12ª Emissão – 2ª série	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	640
12ª Emissão – 4ª série	500.000	CDI +0,55% a.a.	Sem garantia	Na data de vencimento	Na data de vencimento	06.2026	606
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	1.471
14ª Emissão – 1ª série	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	1.134
14ª Emissão – 2ª série	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	1.067
15ª Emissão – 1ª série	750.000	12,8775% a.a.	Sem garantia	Anuais a partir de 06.2027	3 parcelas anuais a partir de 06.2033	06.2035	780
15ª Emissão – 2ª série	1.450.000	IPCA + 6,8555% a.a.	Sem garantia	Anuais a partir de 06.2027	2 parcelas anuais a partir de 06.2034	06.2035	1.466
Controladas							
Jaguara							
1ª Emissão – 2ª série	634.000	IPCA + 6,4962% a.a.	Garantia real	Semestrais a partir de 12.2018	Semestrais a partir de 06.2020	06.2027	300
Miranda							
1ª Emissão – 2ª série	386.000	IPCA + 6,4962% a.a.	Garantia real	Semestrais a partir de 12.2018	Semestrais a partir de 06.2020	06.2027	208
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	104
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	89
Cachoeira Caldeirão							
3ª Emissão – Série Única	15.650	IPCA + 7,2743% a.a.	Garantia Real	Semestrais a partir de 12.2017	Semestrais a partir de 12.2017	06.2030	141

Garantias das debêntures

- i. Debêntures das controladas Jaguará e Miranda: (a) cessão dos direitos emergentes das autorizações; (b) cessão de direitos creditórios; (c) alienação fiduciária da totalidade das ações representativas do capital social; e (d) fiança corporativa.
- ii. Debêntures das controladas São Pedro II e São Pedro IV: (a) cessão dos direitos emergentes das autorizações; (b) cessão de direitos creditórios; (c) penhor de bens e equipamentos relativos aos projetos; (d) alienação fiduciária da totalidade das ações representativas do capital social; (d) contas reserva em montante equivalente ao próximo pagamento do serviço da dívida. Em 29/12/2025, foram realizadas Assembleias Gerais de Debenturistas nas quais os debenturistas aprovaram: (a) Inclusão de fiança corporativa da Companhia como garantia fidejussória; e (b) Liberação dos valores depositados nas contas reservas. A efetivação das alterações está condicionada à celebração de aditivo aos documentos das emissões em 2026.
- iii. Debêntures da controlada Cachoeira Caldeirão: (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 ao próximo pagamento do serviço da dívida; e (e) fiança corporativa. As garantias reais são compartilhadas com o BNDES.

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						Saldo Devedor (em R\$ milhões)
	Remuneração	Garantia	Encargos	Principal	Vencimento	31.12.2025
APR Itaú	CDI + 1,05% a.a.	Sem garantia	Semestrais a partir de Outubro de 2023	Anuais a partir de Outubro de 2023	10.2034	489

(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 11.101/2005, e suas alterações posteriores, para compor a ordem de preferência em concurso universal de credores.

(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 dezembro 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 31.12.2025
Companhia		
Scotiabank	(i) EBITDA / Despesas Financeiras $\geq 2,0$	(i) 2,77
	(ii) Dívida Bruta / EBITDA $\leq 4,5$	(ii) 3,84
Controladas⁽¹⁾		
BNDES e BASA	ICSD ⁽²⁾ $\geq 1,1$ ou $\geq 1,20$ ou $\geq 1,25$ ou $\geq 1,3$ dependendo da controlada e ICP ⁽³⁾ $\geq 20\%$ ou $\geq 25\%$ dependendo da controlada	Nenhum <i>covenant</i> gerou inadimplemento nos respectivos contratos.
BNB	Comprometimento da capacidade de pagamento ⁽⁴⁾ $\leq 70\%$	Nenhum <i>covenant</i> gerou inadimplemento nos respectivos contratos.

(1) *Covenants* referentes as dívidas das controladas da Companhia.

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

(3) Índice de capitalização ou Índice de capital próprio: Patrimônio Líquido / Ativo total.

(4) 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) assumir novas dívidas, observadas as ressalvas expressamente previstas nas disposições aplicáveis aos contratos do BNDES; (v) alienar ou onerar bens de seu ativo permanente; e (vi) 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, salvo casos aprovados previamente dentro dos contratos de financiamento. 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, financiamentos estão sendo cumpridos pela Companhia e suas controladas, com exceção: (i) das subsidiárias dos Conjuntos Fotovoltaicos Floresta e Paracatu, as quais não atingiram os respectivos limites mínimos do ICSD estabelecidos em seus contratos de financiamento firmados com o BNDES, no exercício findo em 31.12.2025. Contudo, durante o ano de 2025, o BNDES formalizou previamente às medições, que o referido descumprimento não acarretaria o vencimento antecipado dos financiamentos; e (ii) a subsidiária Cachoeira Caldeirão, a qual não atingiu o limite mínimo do ICSD estabelecido no contrato de financiamento com o BNDES, no exercício findo em 31.12.2025. Contudo, o descumprimento não caracteriza item de vencimento antecipado, acarretando apenas a necessidade de duplicar o saldo da conta reserva (o qual já vem preenchido de anos anteriores).

Os compromissos são apurados anualmente, conforme estabelecido nestes contratos, exceto os contratos da controladora, os quais são apurados trimestralmente.

Debêntures

Dívida	Covenants	Medição em 31.12.2025
Companhia		
6ª, 7ª e 9ª Emissões	(i) EBITDA / Despesas Financeiras $\geq 2,0$	(i) 2,77
	(ii) Dívida bruta / E BITDA $\leq 4,5$	(ii) 3,84
Controladas ⁽¹⁾		
Jaguara 1ª Emissão	ICSD ⁽²⁾ $\geq 1,10$	2,00
Miranda 1ª Emissão	ICSD ⁽²⁾ $\geq 1,10$	1,80
São Pedro II 1ª Emissão	ICSD ⁽²⁾ $\geq 1,20$	0,84 ⁽⁴⁾
São Pedro IV 1ª Emissão	ICSD ⁽²⁾ $\geq 1,20$	1,43
Cachoeira Caldeirão 3ª Emissão	ICSD ⁽¹⁾ $\geq 1,20$ e ICP ⁽⁴⁾ $\geq 20\%$	0,89 ⁽⁵⁾ e 32%

(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) Nos termos da Escritura de Emissão de Debêntures, apenas o descumprimento do ICSD por 2 anos consecutivos ou 3 anos alternados num intervalo de 5 anos, configura inadimplemento contratual.

(4) Índice de capitalização ou Índice de capital próprio: Patrimônio líquido / Ativo total.

(5) Nos termos da Escritura de Debêntures, o descumprimento do ICSD não configura evento de vencimento antecipado.

Os compromissos financeiros estabelecidos nas escrituras de emissão de debêntures estão sendo cumpridos pela Companhia e suas controladas, com exceção: (i) da subsidiária São Pedro II, a qual não atingiu o limite mínimo do ICSD estabelecido na escritura de emissão de debêntures pelo 2º ano consecutivo, no exercício findo em 31.12.2025 (o que passa a ser considerado um inadimplemento contratual). Contudo, durante o ano de 2025, os debenturistas, em Assembleia Geral de Debenturistas, formalizaram previamente à medição, que o referido descumprimento não acarretaria o vencimento antecipado não automático da dívida; e (ii) a subsidiária Cachoeira Caldeirão, a qual não atingiu o limite mínimo do ICSD estabelecido na escritura de emissão de debêntures, no exercício findo em 31.12.2025. Contudo, o descumprimento não caracteriza item de vencimento antecipado, acarretando apenas a necessidade de duplicar o saldo da conta reserva (o qual já vem preenchido de anos anteriores).

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, R\$ 50 milhões para as controladas Jaguará e Miranda, R\$ 5 milhões para as controladas São Pedro II e São Pedro IV, e R\$ 35 milhões para a controlada Cachoeira Caldeirão, observados os <i>carve-outs</i> 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.

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 <i>Standard & Poor's, Fitch</i> , ou nota equivalente pela <i>Moody's</i> ; (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 Companhia, e que comprovadamente afete a capacidade econômico financeira da Companhia para as emissões da Companhia e perda de Contratos de Concessão, observados os <i>carve-outs</i> 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 <i>carve-outs</i> 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 <i>carve-outs</i> 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, R\$ 50 milhões para as controladas Jaguará e Miranda, R\$ 5 milhões para as controlada São Pedro II e São Pedro IV, e R\$ 75 milhões para a controlada Cachoeira Caldeirão.
Rating	Não manutenção de classificação de risco corporativo da Companhia, igual ou superior a AA, em escala local, pela <i>Standard & Poor's, Fitch</i> ou nota equivalente pela <i>Moody's</i> .
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 <i>carve-outs</i> 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 <i>Standard & Poor's, Fitch</i> , ou nota equivalente pela <i>Moody's</i> .

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

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

Emissor	Contrato	Credor	Threshold	Observações
Companhia				
ENGIE Brasil Energia S.A.	6ª Emissão 7ª Emissão 9ª Emissão	Debenturistas	R\$ 120 milhões	Cross-default acionado em caso de inadimplemento de obrigação pecuniária da Companhia ou de suas Controladas Relevantes, cross-acceleration acionado em caso de vencimento antecipado.
ENGIE Brasil Energia S.A.	10ª Emissão	Debenturistas	R\$ 250 milhões	Threshold atualizado pelo IPCA a partir de setembro de 2021. 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.
ENGIE Brasil Energia S.A.	11ª Emissão	Debenturistas	R\$ 290 milhões	Threshold atualizado pelo IPCA a partir de novembro de 2023. 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.
ENGIE Brasil Energia S.A.	12ª Emissão	Debenturistas	R\$ 300 milhões	Threshold atualizado pelo IPCA a partir de junho de 2024. 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.
ENGIE Brasil Energia S.A.	13ª Emissão	Debenturistas	R\$ 300 milhões	Threshold atualizado pelo IPCA a partir de setembro de 2024. 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.
ENGIE Brasil Energia S.A.	14ª Emissão	Debenturistas	R\$ 310 milhões	Threshold atualizado pelo IPCA a partir de fevereiro de 2025. 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.
ENGIE Brasil Energia S.A.	15ª Emissão	Debenturistas	R\$ 310 milhões	Threshold atualizado pelo IPCA a partir de junho de 2025. 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.
Controladas				
Jaguara	1ª Emissão	Debenturistas	R\$ 50 milhões	Cross-default e cross acceleration acionado em caso de inadimplemento.
Miranda	1ª Emissão	Debenturistas	R\$ 50 milhões	Cross-default e cross acceleration acionado em caso de inadimplemento.
São Pedro II	3ª Emissão	Debenturistas	R\$ 5 milhões	Cross-default não-automático, cross acceleration automático acionado em caso de inadimplemento.
São Pedro IV	1ª Emissão	Debenturistas	R\$ 5 milhões	Cross-default não-automático, cross acceleration automático acionado em caso de inadimplemento.
Cachoeira Caldeirão	3ª Emissão	Debenturistas	R\$ 35 milhões	Cross-default não-automático, cross acceleration automático acionado em caso de inadimplemento.

Empréstimo

Emissor	Contrato	Credor	Threshold	Observações
Companhia				
ENGIE Brasil Energia S.A.	4131 - Scotia - 2021.07 (5y) - Loan	Scotiabank	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.

Financiamentos

Emissor	Contrato	Credor	Threshold	Observações
Companhia				
ENGIE Brasil Energia S.A.	Assuruá	BNDES	Qualquer valor	Cross-default acionado em caso de inadimplemento pela Companhia ou suas controladas. Em caso de vencimento antecipado de obrigação pecuniária não há threshold.
ENGIE Brasil Energia S.A.	Assu Sol	BNDES	Qualquer valor	Cross-default acionado em caso de inadimplemento nas dívidas do Grupo Econômico junto ao BNDES.
Controladas				
Assu Sol	N/A	BNB	Qualquer valor	Cross-default acionado em caso de inadimplemento nas dívidas do Emitente junto ao BNB.
Assú V	N/A	BNB	Qualquer valor	Cross-default acionado em caso de inadimplemento nas dívidas do Emitente junto ao BNB.
CLWP Fase 1	N/A	BNDES	Qualquer valor	Cross-default acionado em caso de inadimplemento nas dívidas do Grupo Econômico junto ao BNDES.
CLWP Fase 2	N/A	BNDES	Qualquer valor	Cross-default acionado em caso de inadimplemento nas dívidas do Grupo Econômico junto ao BNDES.
Barreiras	N/A	BNB	Qualquer valor	Cross-default acionado em caso de inadimplemento nas dívidas do Emitente junto ao BNB.
Floresta	N/A	BNDES	Qualquer valor	Cross-default acionado em caso de inadimplemento nas dívidas do Grupo Econômico junto ao BNDES.
Gavião Real	N/A	BASA	R\$ 10 milhões	Threshold atualizado pelo IPCA a partir de setembro de 2023. Cross-default acionado em caso de inadimplemento.
Gralha Azul	N/A	BNDES	Qualquer valor	Cross-default acionado em caso de inadimplemento nas dívidas do Grupo Econômico junto ao BNDES.
Novo Estado	N/A	BNDES	Qualquer valor	Cross-default acionado em caso de inadimplemento nas dívidas do Grupo Econômico junto ao BNDES.
Novo Estado	N/A	BASA	Qualquer valor	Cross-default acionado em caso de inadimplemento nas dívidas do Grupo Econômico junto ao BASA.
Paracatu	N/A	BNDES	Qualquer valor	Cross-default acionado em caso de inadimplemento nas dívidas do Grupo Econômico junto ao BNDES.
Santo Agostinho Fase 1	N/A	BNDES	Qualquer valor	Cross-default acionado em caso de inadimplemento nas dívidas do Grupo Econômico junto ao BNDES.
Umburanas Fase 1	N/A	BNDES	Qualquer valor	Cross-default acionado em caso de inadimplemento nas dívidas do Grupo Econômico junto ao BNDES.
Lar do Sol	N/A	BNB	Qualquer valor	Cross-default acionado em caso de inadimplemento nas dívidas das SPEs junto ao BNB.
Ferrari	N/A	BNDES	Qualquer valor	Cross-default acionado em caso de inadimplemento nas dívidas do Grupo Econômico junto ao BNDES.
Juazeiro	N/A	BNB	Qualquer valor	Cross-default acionado em caso de inadimplemento nas dívidas das SPEs junto ao BNB.
Sol do Futuro	N/A	BNB	Qualquer valor	Cross-default acionado em caso de inadimplemento nas dívidas das SPEs junto ao BNB.

Adicionalmente, vale ressaltar que, considerando os respectivos *thresholds* e especificações previstas nos contratos, 93,8% do endividamento consolidado da Companhia está sujeito a vencimento antecipado cruzado (*cross-default ou cross acceleration*).

g. Limites dos financiamentos contratados e percentuais já utilizados

Em 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, tendo ocorrido, em maio de 2025, o cancelamento de crédito do financiamento de R\$ 65 milhões, resultando em um novo valor total da operação de R\$ 1.408 milhões. Em abril de 2022 foi liberado o montante de R\$ 606 milhões, em abril de 2023 foi liberado o montante de R\$ 323 milhões e em maio de 2025 foi liberado o montante de R\$ 407 milhões, totalizando 94,9% 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 2026.

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, restando um desembolso residual de R\$ 5 milhões a ser realizado em 2026. Os recursos foram destinados ao financiamento da construção do Conjunto Eólico do Assuruá. O prazo para liberação da totalidade dos recursos é janeiro de 2026.

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 dezembro de 2025 todo o recurso já havia sido desembolsado. Os recursos foram destinados ao financiamento da construção das usinas do Conjunto Fotovoltaico Assú Sol.

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 dezembro de 2025 todo o recurso já havia sido desembolsado. Os recursos foram destinados ao financiamento da construção das usinas do Conjunto Fotovoltaico Assú Sol.

Em novembro de 2024, a Companhia, contratou financiamento com o BNDES no valor total de R\$ 700.000. Até dezembro de 2025, foi liberado o montante de R\$ 300 milhões, totalizando 42,9% do volume total do crédito. Os recursos já desembolsados foram totalmente destinados ao financiamento da construção das usinas do Conjunto Fotovoltaico Assú Sol. O prazo para liberação da totalidade dos recursos é maio de 2026.

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

Os Diretores da Companhia apresentam um sumário das principais informações constantes das demonstrações de resultado consolidadas da Companhia para os exercícios findos em 31 de dezembro de 2025 e 2024, acompanhadas de comentários dos Diretores da Companhia a respeito das alterações significativas ocorridas em tais períodos.

Demonstrações de Resultado

Exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2025 comparado com o exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2024

	Exercício social encerrado em 31 de dezembro de				31.12.2025 x 31.12.2024
(Em R\$ milhões, exceto %)	2025	AV ⁽¹⁾	2024	AV ⁽¹⁾	AH ⁽²⁾
RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA	12.860	100,0%	11.219	100,0%	14,6%
CUSTOS OPERACIONAIS	(6.854)	-53,3%	(5.112)	-45,6%	34,1%
LUCRO BRUTO	6.006	46,7%	6.107	54,4%	-1,7%
Receitas (despesas) operacionais					
Despesas com vendas	(69)	-0,5%	(65)	-0,6%	6,2%
Despesas gerais e administrativas	(450)	-3,5%	(443)	-3,9%	1,6%
Reversão de provisão para redução ao valor recuperável de ativos	-	0,0%	45	0,4%	-100,0%
Alienação de participação societária em controlada em conjunto	-	0,0%	1.336	11,9%	100,0%
Alienação de subsidiária	20	0,2%	16	0,1%	25,0%
Outras receitas (despesas) operacionais, líquidas	74	0,6%	(28)	-0,2%	-364,3%
	(425)	-3,3%	861	7,7%	-149,4%
Resultado de Participações Societárias					
Equivalência patrimonial	687	5,3%	714	6,4%	-3,8%
LUCRO ANTES DO RESULTADO FINANCEIRO E DOS TRIBUTOS	6.268	48,7%	7.682	68,5%	-18,4%
Resultado financeiro					
Receitas financeiras	729	5,7%	622	5,5%	17,2%
Despesas financeiras	(2.754)	-21,4%	(1.843)	-16,4%	49,4%
Despesas de concessões a pagar (Uso de Bem Público)	(617)	-4,8%	(755)	-6,7%	-18,3%
	(2.642)	-20,5%	(1.976)	-17,6%	33,7%
LUCRO ANTES DOS TRIBUTOS SOBRE O LUCRO	3.626	28,2%	5.706	50,9%	-36,5%
Imposto de renda e contribuição social (corrente e diferido)	(768)	-6,0%	(1.403)	-12,5%	-45,3%
LUCRO LÍQUIDO DO EXERCÍCIO	2.858	22,2%	4.303	38,4%	-33,6%

(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

A receita operacional líquida passou de R\$ 11.219 milhões no exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2024, para R\$ 12.860 milhões no exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2025, ou seja, aumento de R\$ 1.641 milhões (14,6%). Essa variação foi reflexo dos seguintes fatores: (i) aumento de R\$ 1.130 milhões (74,3%) no segmento de transmissão especialmente pela evolução das obras nos Sistemas de Transmissão Asa Branca e Graúna; (ii) acréscimo na geração e venda de energia do portfólio de R\$ 369 milhões (3,9%), motivado pelos seguintes efeitos positivos: (ii.i) crescimento de R\$ 550 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; (ii.ii) acréscimo de R\$ 20 milhões nas transações realizadas no mercado de curto prazo, principalmente na Câmara de Comercialização de Energia (CCEE); e (ii.iii) aumento de R\$ 62 milhões com receitas de serviços prestados e outras receitas. Esses efeitos foram parcialmente atenuados pela (ii.iv) redução de R\$ 255 milhões nas indenizações reconhecida em 2024; e (ii.v) decréscimo de R\$ 8 milhões na remuneração dos ativos financeiros de concessão correspondentes à parcela do pagamento pela outorga das concessões das Usinas Hidrelétricas Jaguará e Miranda referente à energia destinada ao Ambiente de Contratação Regulada (ACR), pela redução da inflação entre os anos analisados. Adicionalmente, ocorreu (iii) aumento de R\$ 142 milhões (49,3%) no segmento de *trading* oriundo, principalmente, das elevações da receita das operações realizadas.

Custos operacionais

No exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2025, os custos operacionais atingiram R\$ 6.854 milhões, superiores em R\$ 1.742 milhões (34,1%) aos custos do exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2024, de R\$ 5.112 milhões. Esta variação foi reflexo da combinação dos seguintes fatores: (i) acréscimo de R\$ 1.046 milhões (191,6%) nos custos do segmento de transmissão, substancialmente pelo aumento dos custos de construção dos Sistemas de Transmissão Asa Branca e Graúna; (ii) acréscimo de R\$ 563 milhões (13,2%) no segmento de geração e venda de energia do portfólio; e (iii) aumento de R\$ 133 milhões (45,1%) nos custos de operações de *trading* de energia.

Receitas (despesas) operacionais

- **Despesas com vendas, gerais e administrativas:** A Companhia apresentou aumento nas despesas com vendas, gerais e administrativas, no montante de R\$ 11 milhões entre 2025 e 2024. As principais variações entre os anos analisados, decorrem do aumento de R\$ 24 milhões no segmento de geração, e uma redução de R\$ 15 milhões no segmento de transmissão. No segmento de geração, a variação deve-se, substancialmente, aos seguintes eventos: (i) aumento nas despesas com pessoal, em decorrência do reajuste anual da remuneração e benefícios dos colaboradores e das contratações entre os períodos comparativos; (ii) aumento nas despesas com serviços de TI e digitalização; e (iii) aumento nas despesas relacionadas as aquisições de direito de exploração de projetos eólicos. Adicionalmente, a variação no segmento de transmissão decorre (i) da redução de despesas com serviços de engenharia relacionadas ao leilão de 2024; e (ii) da redução das despesas com pessoal.
- **Reversão de provisão para redução ao valor recuperável de ativos:** Em 2024 a Companhia reconheceu R\$ 14 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. Durante o ano de 2024, a reversão citada acima totalizou R\$ 45 milhões, o que representa a reversão do restante do montante anteriormente provisionado. Ressalta-se que a baixa de ativos, somada ao reembolso da seguradora, não trouxe impactos ao resultado da Companhia.

- **Alienação de subsidiária:** Em 2024 a Companhia registrou uma receita de alienação no montante de R\$ 25 milhões oriunda de ajuste de preço da venda da subsidiária Pampa Sul, ocorrida em 2023. Este ajuste de preço provém de obrigações condicionadas para o recebimento. A Companhia registrou no ano de 2025, R\$ 20 milhões, referente a recebimentos previstos no acordo de venda da subsidiária Pampa Sul, concluído em 2023.

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 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:** 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% do 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.

- **Outras (despesas) receitas operacionais, líquidas:** Em 2025, a Companhia apresentou aos coletivos sindicais a proposta de acordo para o Plano de Demissão Voluntária (PDV), voltado prioritariamente aos empregados aposentados ou que venham a se aposentar nos próximos anos. Após deliberação em assembleia entre sindicatos e colaboradores, a aprovação da proposta foi formalmente comunicada à Companhia e as adesões ao programa tiveram início em julho de 2025 e seguirão até dezembro de 2028, com data limite de desligamento em 31.12.2028.

Ao final de 2025 a Companhia registrou o montante de R\$ 22 milhões, tendo em vista a manifestação de interesse dos empregados ao programa.

Em 2024 a Companhia reconheceu, no segmento de geração, o montante de R\$ 22 milhões referente a baixa de ativos, sendo que R\$ 14 milhões referem-se ao Conjunto Fotovoltaico Paracatu, em decorrência dos fortes ventos na região em abril de 2023. Em 2024, o total de baixas de ativos totalizou R\$ 57 milhões, sendo R\$ 45 milhões relativos ao Conjunto Fotovoltaico Paracatu. Adicionalmente, no acumulado de 12 meses, foram reconhecidos R\$ 84 milhões (R\$ 25 milhões em 2024) no segmento de transmissão. O reconhecimento se deu no grupo de outras despesas/receitas operacionais, com efeito positivo no resultado, em contrapartida do ativo de contrato. Este resultado decorre, principalmente, da expectativa de revisão da estrutura de investimentos realizados e da taxa de remuneração de capital, resultando em modificações nos valores das RAP futuras.

Resultado de Equivalência Patrimonial

Entre os anos comparados, o resultado de equivalência patrimonial reduziu R\$ 27 milhões (3,8%), passando de R\$ 714 milhões para R\$ 687 milhões, respectivamente.

Em relação à redução do resultado da TAG, a variação foi consequência, substancialmente: (i) da reversão do *impairment* do Projeto GASFOR II em 2024; (ii) da revisão da vida útil da mais valia realizada em 2024 - considerando que inicialmente era limitada ao prazo de concessão dos contratos legados e, após a Nova lei do Gás, foi revisada para o mesmo tempo de vida útil de seus ativos; (iii) do aumento da despesa financeira líquida, devido, principalmente, a variação cambial e juros sobre a dívida; e (iv) pelo aumento da depreciação dos novos ativos imobilizados e pela reavaliação de bens como OPEX; suavizado (v) pela atualização com efeito positivo das tarifas de transporte, em decorrência da variação do IGPM, IPCA e dólar; e (vi) pela redução imposto de renda e contribuição social, em razão da redução do lucro antes dos impostos e efeitos positivos de incentivos fiscais.

Resultado financeiro

- **Receitas financeiras:** no comparativo entre os anos, as receitas financeiras aumentaram R\$ 107 milhões (17,2%), passando de R\$ 622 milhões em 2024 para R\$ 729 milhões em 2025, em virtude, principalmente, do acréscimo da receita com aplicações financeiras no montante de R\$ 104 milhões. O aumento foi motivado, substancialmente, pela elevação da média dos saldos de aplicações financeiras entre os anos, em conjunto ao aumento do CDI.
- **Despesas financeiras:** as despesas aumentaram de R\$ 1.843 milhões em 2024 para R\$ 2.754 milhões em 2025, ou seja, R\$ 911 milhões (49,4%), principalmente pelo acréscimo de R\$ 709 milhões sobre dívida, entre os anos analisados, em razão, principalmente, do (i) acréscimo de R\$ 646 milhões de juros sobre a dívida, em virtude das 13ª, 14ª e 15ª emissões de debêntures da Companhia, ocorridas em outubro de 2024, março de 2025 e julho de 2025, respectivamente e do crescimento do CDI e da TJLP entre os períodos; e (ii) R\$ 63 milhões de atualização monetária devido ao ingresso de novas dívidas atreladas à inflação.
- **Despesas de concessões a pagar (Uso de Bem Público):** na comparação entre os anos, houve redução de R\$ 138 milhões, ou seja 18,3%, passando de R\$ 755 milhões em 2024 para R\$ 617 milhões em 2025, resultado, substancialmente, da redução de R\$ 130 milhões de atualização monetária, motivada, principalmente, pelo decréscimo do IPCA e do IGPM entre os anos.

Imposto de Renda e Contribuição Social (corrente e diferido)

No acumulado do ano, imposto de renda e contribuição social (corrente e diferido) reduziram R\$ 635 milhões (45,3%), passando de R\$ 1.403 milhões em 2024 para R\$ 768 milhões em 2025. A variação foi motivada, principalmente, pela alienação de participação societária em controlada em conjunto, ocorrida em 2024.

Lucro Líquido

Em decorrência dos fatores mencionados acima, o lucro líquido no exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2025 foi de R\$ 2.858 milhões, comparado a R\$ 4.303 milhões apresentados no exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2024, representando um decréscimo de R\$ 1.445 milhões ou 33,6%.

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				31.12.2024 x 31.12.2023
(Em R\$ milhões, exceto %)	2024	AV ⁽¹⁾	2023	AV ⁽¹⁾	AH ⁽²⁾
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	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 receitas (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%

(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

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 (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 Jaguará 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 de provisão para redução ao valor recuperável de ativos:** 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.

- **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 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%.

Análise dos Fluxos de Caixa

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

(Em R\$ milhões)	Exercício social encerrado em 31 de dezembro de		
	2025	2024	2023
Caixa líquido gerado pelas atividades operacionais	3.346	4.154	4.586
Caixa líquido consumido pelas atividades de investimento	(3.680)	(5.910)	(2.042)
Caixa líquido gerado pelas atividades de financiamento	(266)	459	476
Aumento/Redução de caixa e equivalentes de caixa	(600)	(1.297)	3.020

Caixa líquido gerado pelas atividades operacionais

O caixa líquido gerado pelas atividades operacionais foi de R\$ 3.346 milhões, R\$ 4.154 milhões, e R\$ 4.586 milhões nos exercícios sociais encerrados em 31 de dezembro de 2025, 2024, e 2023 respectivamente. A redução de R\$ 808 milhões observada entre os exercícios sociais encerrados em 31 de dezembro de 2025 e 2024 é decorrente, principalmente: (i) do menor lucro apresentado; e (ii) aumento do pagamento de juros sobre dívidas, líquido de *hedge*. A redução de R\$ 432 milhões observada entre os exercícios sociais encerrados em 31 de dezembro de 2024 e 2023 é decorrente, principalmente: (i) do 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\$ 3.680 milhões, R\$ 5.910 milhões, e R\$ 2.042 milhões nos exercícios sociais encerrados em 31 de dezembro de 2025, 2024, e 2023 respectivamente. A redução no valor de R\$ 2.230 milhões observado entre os exercícios sociais encerrados em 31 de dezembro de 2025 e 2024 é decorrente, principalmente: (i) da redução na aplicação de imobilizado e intangível; e atenuada (iii) pelo recebimento em 2024 da alienação de participação societária em controlada em conjunto (TAG). O aumento líquido no valor de R\$ 3.868 milhões observado entre os exercícios sociais encerrados em 31 de dezembro de 2024 e 2023 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\$ 266 milhões, R\$ 459 milhões, e R\$ 476 milhões nos exercícios sociais encerrados em 31 de dezembro de 2025, 2024, e 2023 respectivamente. A redução líquida de R\$ 725 milhões observada entre os exercícios sociais encerrados em 31 de dezembro de 2025 e 2024 é decorrente, principalmente: (i) pelo aumento de pagamento de dividendos e juros sobre o capital próprio; e atenuado (ii) pelo ingresso de novos instrumentos de dívida. A redução líquida de R\$ 17 milhões observada entre os exercícios sociais encerrados em 31 de dezembro de 2024 e 2023 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.

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:

Exercício social encerrado em 31 de dezembro de						
(Em R\$ milhões, exceto %)	2025	%	2024	%	2023	%
Receita operacional bruta						
Ambiente de Contratação Regulado ¹	4.763	37,04%	4.457	39,73%	4.501	41,88%
Ambiente de Contratação Livre ²	4.652	36,18%	4.305	38,37%	4.435	41,27%
Transações de energia no mercado de curto prazo	550	4,28%	533	4,75%	426	3,96%
Operações de trading	474	3,69%	315	2,81%	483	4,49%
Serviços prestados	296	2,30%	270	2,41%	197	2,27%
Indenizações	32	0,25%	287	2,56%	37	0,34%
Outras receitas	76	0,59%	33	0,29%	80	0,30%
	10.843	84,32%	10.200	90,92%	10.159	94,52%
Deduções da receita operacional						
	(1.018)	-7,92%	(914)	-8,15%	(947)	-8,81%
Outras						
Receita de construção de infraestrutura de transmissão	1.510	11,74%	499	4,45%	237	2,21%
Remuneração de ativo de contrato	1.034	8,04%	935	8,33%	831	7,73%
Remuneração de ativo financeiro de concessão	491	3,82%	499	4,45%	468	4,35%
	3.035	23,60%	1.933	17,23%	1.536	14,29%
Receita operacional líquida	12.860	100,00%	11.219	100,00%	10.748	100,00%

(1) Distribuidoras de energia elétrica.
(2) Consumidores livres e comercializadoras de energia elétrica.

Análise comparativa das variações significativas dos componentes da receita operacional líquida entre os exercícios encerrados em 31 de dezembro de 2025 e 31 de dezembro de 2024

A receita operacional líquida passou de R\$ 11.219 milhões em 2024 para R\$ 12.860 milhões no exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2025, ou seja, acréscimo de R\$ 1.641 milhões (14,6%). 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\$ 213,18/MWh em 2025, 3,4% inferior ao praticado em 2024, que foi de R\$ 220,79/MWh. A redução do preço entre os períodos em análise foi motivada, substancialmente, (i) pelos menores preços de mercado históricos ao longo de 2023 e 2024, os quais impactaram negativamente as condições do mercado livre para 2025; (ii) pela manutenção dos ressarcimentos decorrentes da entrega de energia eólica e solar em quantidades inferiores às contratadas no ambiente regulado, com reflexos diretos sobre o preço líquido reportado; (iii) em decorrência do ingresso dos contratos vinculados à aquisição das usinas hidrelétricas Santo Antônio do Jari e Cachoeira Caldeirão; e parcialmente atenuada pela (iv) maior participação dos Conjuntos Fotovoltaicos adquiridos em 2024, ativos com energia contratada a preços superiores à média do portfólio, que passaram a contribuir para o ciclo completo em 2025 (versus 9 meses em 2024), e continuaram contribuindo positivamente para o mix de preços; e pela (vi) atualização monetária dos contratos de longo prazo vigentes, que atuou no sentido de sustentar parcialmente os preços médios.

A quantidade de energia vendida em contratos, líquida de operações de trading, atingiu 39.933 GWh (4.559 MW médios), contra 36.064 GWh (4.106 MW médios) registrados em 2024, incremento de 3.869 GWh (453 MW médios) ou 11,0%. O aumento na quantidade de energia vendida foi motivado, substancialmente, pelo aumento das vendas no mercado livre, decorrente do acréscimo da capacidade instalada própria ao longo do ano e da maior participação dos Conjuntos Fotovoltaicos adquiridos em 2024, com operação integral em 2025, sendo essa evolução parcialmente compensada pela estabilidade do volume vendido às distribuidoras, quando comparado ao ano anterior, considerando a recomposição gradual do portfólio regulado da Companhia. As variações nos volumes e nos preços médios de venda, ocasionaram, em conjunto, um aumento de R\$ 550 milhões na receita operacional líquida da Companhia no acumulado do ano.

- **Transações no mercado de curto prazo**

Em 2025, houve acréscimo de R\$ 20 milhões (4,1%) na receita das transações de curto prazo em relação ao ano anterior, passando de R\$ 484 milhões em 2024 para R\$ 504 milhões em 2025.

- **Operações de *Trading***

Em 2025, houve acréscimo de R\$ 159 milhões (32,9%) na receita com operações de *trading* em relação ao ano anterior, passando de R\$ 315 milhões em 2024 para R\$ 474 milhões em 2025.

- **Indenizações**

A variação observada entre os períodos em comparação, deve-se, principalmente, ao registro no ano de 2024 do 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.

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

Aumento de R\$ 1.011 milhões (110,5%) na receita de construção, oriundo, principalmente, do avanço das obras dos Sistemas de Transmissão Asa Branca e Graúna.

- **Remuneração de ativo de contrato**

Acréscimo de R\$ 99 milhões (61,5%) na remuneração dos ativos de concessão, ocasionado, especialmente, pela evolução das obras nos Sistemas de Transmissão Asa Branca e Graúna.

- **Remuneração de ativo financeiro de concessão**

A remuneração dos ativos financeiros de concessões passou de R\$ 499 milhões em 2024 para R\$ 491 milhões em 2025. A variação foi motivada, substancialmente, pela redução do IPCA entre os períodos em comparação.

Análise comparativa das variações significativas dos componentes da receita operacional líquida entre os exercícios encerrados 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.

- **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.

(ii) Fatores que afetaram materialmente os resultados operacionais

Os fatores que afetaram materialmente os resultados operacionais da Companhia nos exercícios sociais encerrados em 31 de dezembro de 2025, 2024 e 2023, estão mencionados a seguir. Informações complementares sobre eles foram detalhadas nos itens 2.1.h e 2.2.a.(i).

2025

- . aumento do volume de vendas de energia, combinada com a redução de compras de energia;
- . aumento no resultado bruto do segmento de transmissão de energia;
- . aumento nos custos com depreciação e amortização; e
- . aumento no resultado financeiro.

2024

- . aumento no resultado bruto do segmento de transmissão de energia;
- . alienação de participação societária em controlada em conjunto – TAG;
- . aumento nas receitas de indenizações;
- . redução do volume de compras de energia;
- . aumento nos custos com depreciação e amortização; e
- . reconhecimento de reversão de *impairment*.

2023

- . redução do volume de compras de energia;
- . recuperação de custos de energia, haja vista a repactuação do risco hidrológico;
- . redução dos custos com combustível próprio;
- . aumento no resultado bruto do segmento de transmissão de energia;
- . maior resultado de participação societária em controlada em conjunto – TAG; e
- . reconhecimento de reversão de *impairment*, líquido.

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

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\$ 13 milhões, R\$ 27 milhões e R\$ 68 milhões, para os exercícios sociais encerrados em 31 de dezembro de 2025, 2024 e 2023, 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\$ 14 milhões, R\$ 11 milhões e R\$ 17 milhões, nos exercícios sociais encerrados em 31 de dezembro de 2025, 2024 e 2023, 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.

Para o exercício de 2025, a TAR teve uma variação de 17,0%, com impacto negativo no resultado da Companhia de, aproximadamente, R\$ 47 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.

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 dezembro de 2025, 2024 e 2023, 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 dezembro de		
(Em R\$ milhões)	2025	2024	2023
Juros e variação monetária sobre:			
Debêntures	1.413	948	624
Empréstimos e financiamentos	771	668	743
Hedge de valor justo sobre empréstimos	231	101	219
Ações preferenciais resgatáveis	76	65	88
Total de juros e variação monetária	2.491	1.782	1.674
Despesas de concessões a pagar (Uso de Bem Público)	617	756	599

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 nos exercícios sociais encerrados em 31 de dezembro de 2025, 2024 e 2023.

b. Opiniões modificadas e ênfases presentes no relatório do auditor

As demonstrações financeiras individuais e consolidadas da Companhia relativas aos exercícios sociais encerrados em 31 de dezembro de 2025, 2024 e 2023 não contêm opiniões modificadas ou ênfases presentes no relatório dos auditores independentes da Companhia.

a. Introdução ou alienação de segmento operacional

A Companhia não ingressou em novos segmentos e não houve alienação de segmento operacional nos exercícios sociais encerrados em 31 de dezembro de 2025, 2024 e 2023.

b. Constituição, aquisição ou alienação de participação societária

Aquisição de Usinas Hidrelétricas

O Conselho de Administração da Companhia, em reunião realizada em 21 de março de 2025, aprovou a assinatura do contrato de aquisição pela Companhia de dois ativos hidrelétricos. No mesmo dia, a Companhia, a EDP Energia do Brasil S.A. e a China Three Gorges Energia S.A. celebraram contrato de compra e venda de ações que regula a aquisição da totalidade das ações de emissão da Companhia Energética do Jari e da Empresa de Energia Cachoeira Caldeirão S.A., que englobam a Usina Hidrelétrica Cachoeira Caldeirão e a Usina Hidrelétrica Santo Antônio do Jari. Em 13.08.2025 após a confirmação do cumprimento das condições precedentes a que estava sujeita, foi concluída a operação da aquisição. O preço de aquisição total foi de R\$ 2.316.139.

Os ativos adquiridos compreendem, participações integrais em empreendimentos de geração hidrelétricas localizados no estado do Amapá. A Usina Hidrelétrica Santo Antônio do Jari, localizada no Rio Jari, entre os municípios de Laranjal do Jari (Amapá) e Almeirim (Pará), conta com 393 MW de capacidade instalada e 211 MW médios de capacidade comercial. A usina iniciou sua operação comercial em 2014 e a concessão vence em outubro de 2045. Sua energia está totalmente contratada no ACR em dois contratos: 190 MW médios no 11º leilão de Energia Nova em 2010 e 20,9 MW médios no 15º leilão de Energia Nova em 2012.

Complementarmente, a Usina Hidrelétrica Cachoeira Caldeirão, localizada no Rio Araguari, no município de Ferreira Gomes (Amapá), possui capacidade instalada de 219 MW e capacidade comercial de 123 MW médios. O início da operação comercial ocorreu em 2016 com outorga até agosto de 2048. A contratação de 130 MW médios ocorreu no 15º leilão de Energia Nova em 2012.

c. Eventos ou operações não usuais

O principal evento não usual que impactou o resultado da Companhia no exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2025 foi a receita de alienação de subsidiária no montante de R\$ 20 milhões oriundas de ajuste de preço da venda da subsidiária Pampa Sul.

a. Informar o valor das medições não contábeis

EBITDA e Margem EBITDA

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.

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 – IFRS, emitidas pelo 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.

EBITDA Ajustado e Margem EBITDA Ajustada

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) custos de aquisição de subsidiárias, (ii) reversão de *impairment* líquido; (iii) alienação de subsidiária; (iv) alienação de participação societária em controlada em conjunto (TAG); e (v) indenização de seguros

A Margem EBITDA Ajustada 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 - IFRS, emitidas pelo 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 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.

(Em R\$ milhões, exceto %)	Exercício social encerrado em 31 de dezembro de		
	2025	2024	2023
EBITDA	7.660	8.754	7.285
Margem EBITDA	59,6%	78,0%	67,8%
EBITDA Ajustado	7.640	7.367	7.270
Margem EBITDA Ajustada	59,4%	65,7%	67,6%

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 - IFRS, emitidas pelo IASB, não possui um significado padrão e pode não ser comparável à Dívida Bruta elaborada por outras empresas. A Companhia utiliza Dívida Bruta para avaliar a posição financeira da Companhia, seu grau de alavancagem financeira, auxiliar decisões gerenciais relacionadas à gestão de fluxo de caixa, de investimentos e de estrutura de capital, assim como base de cálculo para monitorar o cumprimento de suas obrigações de atendimento de limites de *covenants* contratadas com instituições financeiras.

Dívida Bruta / EBITDA Ajustado

A Dívida Bruta / EBITDA Ajustado é uma medição não contábil elaborada pela Companhia e definida como Dívida Bruta dividida pelo EBITDA Ajustado. A Dívida Bruta / EBITDA Ajustado não é uma medida reconhecida de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil nem pelas Normas Internacionais de Relatório Financeiro - IFRS, emitidas pelo IASB, não possui um significado padrão e pode não ser comparável à Dívida Bruta / EBITDA Ajustado elaborada por outras empresas. A Companhia utiliza Dívida Bruta / EBITDA Ajustado para avaliar o seu grau de alavancagem financeira, assim como auxiliar decisões gerenciais relacionadas à gestão de fluxo de caixa, de investimentos e de estrutura de capital, assim como para atestar o cumprimento de suas obrigações de atendimento de limites de *covenants* contratadas com instituições financeiras.

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"), deduzidos do 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 - IFRS, emitidas pelo 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.

Dívida Líquida / EBITDA Ajustado

A Dívida Líquida / EBITDA Ajustado é uma medição não contábil elaborada pela Companhia e definida como Dívida Líquida dividida pelo EBITDA Ajustado. A Dívida Líquida / EBITDA Ajustado não é uma medida reconhecida de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil nem pelas Normas Internacionais de Relatório Financeiro - IFRS, emitidas pelo IASB, não possui um significado padrão e pode não ser comparável à Dívida Líquida / EBITDA Ajustado elaborada por outras empresas. A Companhia utiliza Dívida Líquida / EBITDA Ajustado para avaliar o seu grau de alavancagem financeira, assim como auxiliar decisões gerenciais relacionadas à gestão de fluxo de caixa, de investimentos e de estrutura de capital.

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 - IFRS, emitidas pelo 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 R\$ milhões, exceto %)	Em 31 de dezembro de		
	2025	2024	2023
Dívida Bruta	29.329	24.442	20.905
Dívida Bruta / EBITDA Ajustado	3,8	3,3	2,9
Dívida Líquida	25.514	20.126	15.335
Dívida Líquida / EBITDA Ajustado	3,3	2,7	2,1
Grau de Alavancagem	64,7%	62,1%	61,0%

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) custos de aquisição de subsidiárias, (ii) reversão de *impairment* líquido; (iii) alienação de subsidiária; (iv) alienação de participação societária em controlada em conjunto (TAG); 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:

(Em R\$ milhões, exceto %)	Exercício social encerrado em 31 de dezembro de		
	2025	2024	2023
Lucro Líquido Ajustado	2.845	3.372	3.421
Margem Líquida Ajustada	22,1%	30,1%	31,8%

b. Fazer as conciliações entre os valores divulgados e os valores das demonstrações financeiras auditadas

Reconciliação do EBITDA e Margem EBITDA

(Em R\$ milhões, exceto %)	Exercício social encerrado em 31 de dezembro de		
	2025	2024	2023
Lucro líquido do exercício	2.858	4.303	3.429
(+) Imposto de renda e contribuição social (corrente e diferido)	768	1.403	968
(+) Resultado financeiro	2.642	1.976	1.963
(+) Depreciação e amortização	1.392	1.072	925
EBITDA⁽¹⁾	7.660	8.754	7.285
Receita Operacional Líquida	12.860	11.219	10.748
Margem EBITDA⁽²⁾	59,6%	78,0%	67,8%

(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.

Reconciliação do EBITDA Ajustado e Margem EBITDA Ajustada

(Em R\$ milhões, exceto %)	Exercício social encerrado em 31 de dezembro de		
	2025	2024	2023
EBITDA	7.660	8.754	7.285
(+) Alienação de subsidiária ⁽¹⁾	(20)	(16)	1.287
(+) Alienação de participação societária em controlada em conjunto ⁽²⁾	-	(1.336)	-
(+) (Reversão) provisão de <i>impairment</i> , líquido ⁽³⁾	-	(45)	(1.198)
(+) Custos de aquisição de subsidiárias ⁽⁴⁾	-	10	-
(+) Indenização de seguros ⁽⁵⁾	-	-	(104)
EBITDA Ajustado⁽⁶⁾	7.640	7.367	7.270
Receita Operacional Líquida	12.860	11.219	10.748
Margem EBITDA Ajustada⁽⁷⁾	59,4%	65,7%	67,6%

(1) Alienação de Subsidiária: Operação de venda de empresas controladas, não sendo mais consolidada pelo controlador
(2) Alienação de participação societária em controlada em conjunto: Operação de venda de 15% da participação societária detida pela Companhia na TAG.
(3) *Impairment*: Resultado entre o valor recuperável menos o valor contábil líquido.
(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 Ajustada: é calculada pela divisão do EBITDA Ajustado pela Receita Operacional Líquida da Companhia.

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

	Em 31 de dezembro de		
(Em R\$ milhões, exceto %)	2025	2024	2023
Empréstimos e financiamentos (circulante e não circulante)	15.173	13.843	12.420
Debêntures (circulante e não circulante)	13.486	9.805	7.686
Ações preferenciais resgatáveis (circulante e não circulante)	489	487	571
Resultado de operações com derivativos - <i>hedge</i> (circulante e não circulante)	181	307	228
Dívida Bruta⁽¹⁾	29.329	24.442	20.905
(+) Caixa e equivalentes de caixa e depósitos vinculados	(3.815)	(4.316)	(5.570)
Dívida Líquida⁽²⁾	25.514	20.126	15.335
Dívida Bruta / EBITDA Ajustado	3,8	3,3	2,9
Dívida Líquida / EBITDA Ajustado	3,3	2,7	2,1
Patrimônio líquido	13.914	12.280	9.816
Grau de alavancagem⁽³⁾	64,7%	62,1%	61,0%

(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 pela Dívida Bruta deduzido do caixa e equivalente de caixa e depósitos vinculados.
(3) Grau de Alavancagem: Dívida Líquida dividida pela soma da Dívida Líquida e do Patrimônio Líquido.

Reconciliação do Lucro Líquido Ajustado e Margem Líquida Ajustada

Exercício social encerrado em 31 de dezembro de			
(Em R\$ milhões, exceto %)	2025	2024	2023
Lucro Líquido do Exercício	2.858	4.303	3.429
Alienação de subsidiária ⁽¹⁾	(20)	(16)	1.287
Alienação de participação societária em controlada em conjunto ⁽²⁾	-	(1.336)	-
(Reversão) provisão de <i>Impairment</i> , líquido ⁽³⁾	-	(45)	(1.198)
Custos de aquisição de subsidiárias ⁽⁴⁾	-	10	-
Indenização de seguros ⁽⁵⁾	-	-	(104)
Imposto de renda e contribuição social dos efeitos acima	7	456	7
Lucro Líquido Ajustado ⁽⁶⁾	2.845	3.372	3.421
Receita Operacional Líquida	12.860	11.219	10.748
Margem Líquida ⁽⁷⁾	22,2%	38,4%	31,9%
Margem Líquida Ajustada ⁽⁸⁾	22,1%	30,1%	31,8%

(1) Alienação de Subsidiária: Operação de venda de empresas controladas, não sendo mais consolidada pelo controlador.

(2) Alienação de participação societária em controlada em conjunto: Operação de venda de 15% da participação societária detida pela Companhia na TAG.

(3) *Impairment*: Resultado entre o valor recuperável menos o valor contábil líquido.

(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.

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 Ajustado, Lucro Líquido Ajustado, Margem EBITDA e Margem EBITDA Ajustada

A Companhia utiliza os indicadores para avaliar seu resultado sem a influência de sua estrutura de capital e de efeitos tributários.

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 Ajustada 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 as medições são 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 e Dívida Líquida / EBITDA Ajustado

A Companhia utiliza os indicadores para avaliar o seu grau de alavancagem financeira, assim como auxiliar decisões gerenciais relacionadas à gestão de fluxo de caixa, de investimentos e de estrutura de capital.

Dividendos adicionais propostos

O Conselho de Administração da Companhia, em reunião realizada no dia 25 de fevereiro de 2026, encaminhou para aprovação em Assembleia Geral Ordinária, a proposta de distribuição de dividendos adicionais sobre o lucro ajustado do exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2025, no montante de R\$ 525,9 milhões, ou R\$ 0,46037849391 por ação. Tal proposta deverá ser ratificada pela AGO, a quem caberá definir as condições de pagamento dos dividendos.

Entrada em operação de Assú Sol

Em 31 de dezembro de 2025 a capacidade instalada em operação comercial do Conjunto Fotovoltaico Assú Sol totalizava 171,6 MWac. Em fevereiro de 2026, o Conjunto Fotovoltaico Assú Sol alcançou sua operação comercial plena, incorporando 752 MWac de capacidade instalada total ao portfólio da Companhia.

Exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2025, 2024 e 2023

(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	<u>2025</u> Reserva legal: no valor de R\$ 129.142.029,36. Reserva de incentivos fiscais: no valor de R\$ 1.459.640,67. Reserva de retenção de lucros: no valor de R\$ 1.126.601.671,90. <u>2024</u> 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. <u>2023</u> 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: no valor de R\$ 8.734.328,98. Reserva de retenção de lucros: no valor de R\$ 1.559.990.391,47.
(a.ii) Percentuais em relação aos lucros totais declarados	<u>2025</u> Reserva legal: O valor destinado para reserva legal equivale a 5% do lucro líquido do exercício. Reserva de incentivos fiscais: 0,06% do lucro líquido do exercício ajustado para fins de dividendos e juros sobre o capital próprio. Reserva de retenção de lucros: 45,00% do lucro líquido do exercício ajustado para fins de dividendos e juros sobre o capital próprio. <u>2024</u> 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.

Exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2025, 2024 e 2023

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: 0,30% do lucro líquido do exercício ajustado para fins de dividendos e juros sobre o capital próprio.

Reserva de retenção de lucros: 45,00% 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 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, § 2º 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, § 5º, 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, 14ª e 15ª emissões, que restringem tais pagamentos na hipótese em que a Companhia esteja em mora com relação ao pagamento de qualquer obrigação pecuniária

Exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2025, 2024 e 2023

	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, § 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 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).

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 exercícios sociais encerrados em 2025, 2024 e 2023.

(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 referentes aos exercícios sociais encerrados em 31 de dezembro de 2025, 2024 e 2023.

(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 referentes aos exercícios sociais encerrados em 31 de dezembro de 2025, 2024 e 2023.

(iv) Contratos de recebimentos futuros de financiamentos

Não há contratos de recebimentos futuros de financiamentos não evidenciados nos balanços patrimoniais da Companhia referentes aos exercícios sociais encerrados em 2025, 2024 e 2023.

b. Outros itens não evidenciados nas demonstrações financeiras

Não há outros itens não evidenciados nas demonstrações financeiras da Companhia referentes aos exercícios sociais encerrados em 2025, 2024 e 2023.

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 ao exercício social encerrado em 2025.

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 ao exercício social encerrado em 2025.

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 ao exercício social encerrado em 2025.

a. Investimentos

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

A ENGIE segue dedicada a colaborar com a construção de um ambiente de negócios que favoreça investimentos, inovação e competitividade, e que faça frente ao incremento da demanda por energia no país. Dessa forma, a Companhia continuará focando seus investimentos na modernização, manutenção e ampliação do seu parque gerador e implantação dos sistemas de transmissão.

Para maiores informações sobre os investimentos previstos, vide item 3.1 - Projeções divulgadas e premissas, deste Formulário de Referência.

(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 Brasil Energia) para as suas controladas. 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.

Financiamento com (Em R\$ milhões)	Exercício social encerrado em 31 de dezembro de		
	2025	2024	2023
Dívida	5.329	5.747	3.642
Aporte de acionistas minoritários	-	-	1.000
Capital próprio ⁽¹⁾	711	3.917	(1.788)
Total	6.040	9.664	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.

(iii) Desinvestimentos relevantes em andamento e desinvestimentos previstos

A Companhia não possui desinvestimentos em andamento ou previstos na data deste Formulário de Referência.

b. Aquisições já divulgadas de plantas, equipamentos, patentes ou outros ativos que devam influenciar materialmente a capacidade produtiva da Companhia

Aquisição das Usinas Hidrelétricas Santo Antônio do Jari e Cachoeira Caldeirão

Para mais informações sobre a Aquisição das Usinas Hidrelétricas Santo Antônio do Jari e Cachoeira Caldeirão, 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\$ 270 milhões em cerca de 200 projetos executados por meio de parcerias com empresas, universidades e instituições de pesquisa, fomentando o modelo *open innovation*. Em 2025, 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

Em 2025, foram destinados mais de R\$ 57,3 milhões ao Programa, distribuídos da seguinte forma:

- R\$ 22,9 milhões ao FNDCT;
- R\$ 11,4 milhões ao MME, para custeio da Empresa de Pesquisa Energética (EPE);
- R\$ 6,8 milhões à CDE, para custeio da modicidade tarifária; e
- R\$ 16 milhões a serem aportados em projetos de PDI.

O portfólio da ENGIE no ano de 2025 é composto por 17 projetos, dos quais 15 contaram com investimentos provenientes do saldo disponível para PDI Aneel. Em 2025, os aportes nesses projetos somaram mais de R\$ 21,4 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\$ 50,4 milhões.

(iii) Projetos em desenvolvimento já divulgados



A Companhia apresenta abaixo os projetos do portfólio executados no exercício social de 2025:

Código do Projeto	Descrição
PD-00063-3071/2020	Assistente Virtual para Centros de Operação
PD-00068-0057-2022	Sistema de Inteligência Analítica do Setor Elétrico – SIASE módulo Transmissão
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
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-0403-0063/2025	Desenvolvimento de Hardware Eletrônico para Dispositivo Analisador de Fuga de Corrente Elétrica a Terra - ARATACA
PD-00403-0064/2025	Desenvolvimento de um sistema autômato de limpeza de fazendas solares - SOLARBOT
PD-00403-0065/2025	Validação e Aprimoramento de Sistema de Detecção de Desalinhamento de Yaw em Aerogeradores utilizando LiDARs em ambiente relevante
PD-00403-0066/2025	IA para Diagnóstico e Prognóstico de Estado de Buchas Capacitivas Equipadas com Monitoramento On-Line - IA BUCHAS
PD-00403-0067/2025	Estudo de Algoritmos e Comparação de Metodologias de Inspeção para Detecção de Desalinhamento de Pitch
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

As 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

Em 2025, a Companhia destinou R\$ 7,4 milhões ao desenvolvimento de novos produtos, incluindo, entre outros:

- software com IA para analisar comunicações e apoiar decisões operacionais;
- software com IA para monitoramento de buchas de transformadores;
- equipamento de identificação de falhas em geradores por meio do campo magnético;
- equipamento eletrônico para monitorar e detectar correntes de fuga;
- transformador óptico para medição de corrente elétrica; e
- robô de limpeza a seco de painéis solares.

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, comercialização e transmissão de energia, 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. Já a transmissão de energia representa um elo relevante na estratégia de transição energética e descarbonização, ampliando a integração dos recursos renováveis e a confiabilidade do sistema.

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.

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.

Em 20 de junho de 2025, a Companhia realizou, de forma inédita, a emissão de debêntures verdes, alinhada ao seu *Green Finance Framework* e validada por parecer independente especializado ("SPO"). A 15ª emissão totalizou R\$ 2.200 milhões em debêntures simples, não conversíveis em ações, distribuídas em duas séries. Os recursos provenientes dessa emissão de debêntures serão destinados à execução do plano de investimentos da Companhia e à formação de capital de giro. A liquidação financeira ocorreu em 14 de julho de 2025. Concomitantemente, com o intuito de proteger a totalidade dos fluxos de caixa futuros de ambas as séries, foram contratadas operações de proteção (*swap*). Para mais informações sobre a emissão, vide item 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 MWac. Em 31 de dezembro de 2025, a capacidade instalada em operação comercial do Conjunto Fotovoltaico Assú Sol totalizava 171,6 MWac. Em fevereiro de 2026, o Conjunto Fotovoltaico Assú Sol alcançou sua operação comercial plena, incorporando aproximadamente 753 MWac de capacidade instalada total ao portfólio da Companhia.

Aquisição de ativos hidrelétricos

O Conselho de Administração da Companhia, em reunião realizada em 21 de março de 2025, aprovou a assinatura do contrato de aquisição pela Companhia de dois ativos hidrelétricos. No mesmo dia, a Companhia, a EDP Energia do Brasil S.A. e a China Three Gorges Energia S.A. celebraram contrato de compra e venda de ações que regula a aquisição da totalidade das ações de emissão da Companhia Energética do Jari e da Empresa de Energia Cachoeira Caldeirão S.A., que englobam a Usina Hidrelétrica Cachoeira Caldeirão e a Usina Hidrelétrica Santo Antônio do Jari. Em 13 de agosto de 2025, após a confirmação do cumprimento das condições precedentes a que estava sujeita, foi concluída a operação da aquisição.

Os ativos adquiridos compreendem, participações integrais em empreendimentos de geração hidrelétricas localizados no estado do Amapá. A Usina Hidrelétrica Santo Antônio do Jari, localizada no Rio Jari, entre os municípios de Laranjal do Jari (Amapá) e Almeirim (Pará), conta com 393 MW de capacidade instalada e 211 MW médios de capacidade comercial. A usina iniciou sua operação comercial em 2014 e a concessão vence em outubro de 2045. Sua energia está totalmente contratada no ACR em dois contratos: 190 MW médios no 11º leilão de Energia Nova em 2010 e 20,9 MW médios no 15º leilão de Energia Nova em 2012.

Complementarmente, a Usina Hidrelétrica Cachoeira Caldeirão, localizada no Rio Araguari, no município de Ferreira Gomes (Amapá), possui capacidade instalada de 219 MW e capacidade comercial de 123 MW médios. O início da operação comercial ocorreu em 2016 com outorga até agosto de 2048. A contratação de 130 MW médios ocorreu no 15º leilão de Energia Nova em 2012.

Incorporação de controlada

Em 22 de setembro de 2025, a Assembleia Geral Extraordinária aprovou a incorporação da Companhia Energética Estreito ("CEE"), sociedade de capital fechado e controlada diretamente pela ENGIE Brasil Energia, conforme Protocolo e Justificação aprovado pela Diretoria Executiva em 07 de maio de 2025. O patrimônio líquido da CEE, apurado com base no valor contábil e em laudo de avaliação elaborado por empresa especializada, totalizou R\$ 1.692 milhões, sendo o total de ativos incorporados R\$ 1.979 milhões e os passivos assumidos R\$ 287 milhões.

Entrada em operação comercial de sistemas de transmissão

Trecho *brownfield* de Graúna

Em 18 de julho de 2025, a Companhia assumiu a operação do trecho *brownfield* do projeto Graúna, referente ao Lote 1 do Leilão de Transmissão Aneel 02/2024. O trecho inclui quatro linhas de transmissão, totalizando 162 km, e duas subestações próprias, localizadas em MG e ES. A Receita Anual de Energia ("RAP") deste trecho é de R\$ 14 milhões, correspondente a aproximadamente 5% da RAP total do projeto.

Operação comercial parcial do sistema de transmissão Asa Branca

O Sistema de Transmissão Asa Branca, obteve autorização para o início da operação comercial do trecho Morro do Chapéu II – Poções III, a partir de 26 de novembro de 2025. Localizado no centro-sul do estado da Bahia, este trecho representa 33% da RAP do projeto, caracterizando o marco do início da operação. O trecho contempla a implantação de uma linha de transmissão de 500kV com 334km de extensão, além da ampliação de duas subestações associadas.

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 referentes 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 4º trimestre de 2025 (4T25):

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

Projeções para os anos de 2025, 2026 e 2027 divulgadas no resultado do 3º 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 Jaguará 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 Jaguará 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 Jaguará, 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 Jaguará, 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 Jaguará, (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.

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

Projeção para o ano de 2023

Investimentos 2023 (Em R\$ milhões)	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: (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, Jaguará e Miranda.

Projeção para o ano de 2024

Investimentos 2024 (Em R\$ milhões)	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) da 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 Jaguará; (ii) da finalização dos Sistemas de Transmissão e seus reforços; (iii) da 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) da execução da recuperação do parque de Paracatu e conclusão da aquisição das usinas fotovoltaicas da Atlas.

Projeção para o ano de 2025

Investimentos 2025 (Em R\$ milhões)	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 Jaguará; e (ii) da aquisição das Usinas Hidrelétricas de Santo Antônio do Jari e Cachoeira Caldeirão.

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.

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, conseqüentemente, um impacto negativo em seus resultados.

Em se tratando de licenças, autorizações e demais documentos de natureza ambiental, especificamente, a sua não obtenção, cancelamento ou não renovação tempestiva pode sujeitar a Companhia a sanções criminais e administrativas (inclusive multas e suspensão parcial ou total de atividades), sem prejuízo da obrigação de reparar eventuais danos ambientais causados na esfera civil, de modo que os resultados financeiros, resultados operacionais e a imagem da Companhia poderão ser adversamente afetados. Para informações adicionais sobre as licenças, autorizações e demais documentos de natureza ambiental vide fator de risco "*A Companhia e suas controladas podem descumprir as condicionantes previstas nas licenças ambientais de seus empreendimentos, 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 envolvem riscos significativos que podem levar à perda de receita ou aumento de despesas da Companhia.

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;
- roubos e assaltos nas instalações e/ou canteiros de obras de contratadas;
- 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 quantidade e disponibilidade 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 os negócios 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.

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.

Em 30 de setembro de 2020, a Lei nº 14.066/2020 foi promulgada, atualizando a Lei nº 12.334/2010, a qual, dentre outros assuntos, ampliou as obrigações relativas à segurança de barragens, incluindo previsões sobre novas obrigações técnicas e financeiras.

Qualquer acidente envolvendo barragens ou estruturas a elas relacionadas, pode gerar consequências socioambientais significativas, incluindo impactos/danos a populações ou comunidades que vivem próximas ou ao redor das barragens, a Zonas de Autossalvamento (ZAS) e Zonas de Segurança Secundária (ZSS), podendo impactar materialmente os resultados operacionais, a condição financeira e a imagem e reputação da Companhia. Também poderia levar à aceleração dos financiamentos em relação aos quais a Companhia é parte como devedora ou garantidora.

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.

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.

Em 31 de dezembro de 2025, o montante do passivo reconhecido relativo aos benefícios pós-emprego de responsabilidade da Companhia era de R\$ 256 milhões e correspondiam ao passivo líquido avaliado pelos atuários. Do montante total do passivo atuarial, R\$ 240 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.

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 possam intervir ou 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.

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") depende 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 afluyente 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, 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 e 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.

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 e de se consagrarem vencedoras nos processos competitivos para acesso, a serem promovidos conforme Decreto nº 12.775/2025, nos locais onde os seus projetos serão localizados. 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. Adicionalmente, o Decreto nº 12.775/2025 instituiu novo procedimento de acesso à rede de transmissão que compreende a realização de processos competitivos nos casos em que o interesse de acesso for superior à capacidade remanescente disponível no ponto de conexão pretendido. 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 ou a Companhia não seja bem sucedida nos processos competitivos a fim de assegurar seu acesso à rede transmissão, a Companhia e suas subsidiárias poderão ver-se impedidas de viabilizar novos projetos, o que poderá gerar um efeito adverso relevante na situação financeira e no resultado operacional da Companhia e de suas subsidiárias.

A insuficiência de vento ocasionada por fatores naturais pode resultar em geração eólica em quantidade inferior a contratada, impactando negativamente os resultados da Companhia.

A Companhia está exposta à possibilidade de insuficiência de vento ocasionada por fatores naturais. Um período prolongado de escassez de ventos poderá resultar em geração de energia em quantidade inferior à contratada, o que poderá implicar em impactos negativos no resultado operacional da Companhia.

O crescimento dos negócios e operações da Companhia pode ser adversamente afetado no caso de não obtenção de novos contratos de compra e venda de energia no ACL.

O plano de negócios da Companhia contempla a obtenção de novos contratos no ACL, no qual qualquer participante, seja gerador, autoprodutor, comercializador, ou consumidor, quando atendidos os requisitos previstos para sua participação no ACL, pode atuar na programação e contratação de montantes de energia elétrica a qualquer momento, para qualquer período de fornecimento, independentemente de ação governamental, podendo, portanto, concorrer com a Companhia e suas subsidiárias na obtenção de novos contratos.

Caso a Companhia ou suas subsidiárias não consigam negociar novos contratos no ACL, a sua receita poderá sofrer redução, o que poderá impactar negativamente e de forma relevante seu crescimento e seus resultados.

A Companhia pode ser adversamente afetada pela dificuldade em obter recursos necessários por meio de operações no mercado de capitais ou de financiamentos.

Para obter recursos para suas atividades, incluindo os recentes projetos adquiridos e/ou desenvolvidos pela Companhia, a Companhia procura obter financiamento junto a instituições financeiras e de fomento. A sua capacidade de continuar obtendo tais financiamentos ou obtê-los em condições favoráveis depende de diversos fatores, entre eles o nível de endividamento da Companhia e as condições de mercado.

Adicionalmente, o mercado de títulos e valores mobiliários emitidos por companhias brasileiras, assim como a oferta de crédito às companhias brasileiras, são influenciados, em vários graus, pela economia global e condições do mercado, especialmente pelos países da América Latina e outros mercados emergentes. As reações dos investidores a acontecimentos nestes países poderão ter efeito adverso sobre o valor de mercado dos valores mobiliários de emissores brasileiros. Crises no Brasil e/ou em outros países emergentes ou políticas econômicas de outros países, dos Estados Unidos em particular, podem reduzir a demanda do investidor por títulos e valores mobiliários de companhias brasileiras, assim como a oferta de crédito para as companhias brasileiras. Adicionalmente, volatilidade significativa no mercado de crédito e de capitais doméstico e global e/ou indisponibilidade de financiamento no mercado de crédito e de capitais doméstico e global em taxas razoáveis podem causar impacto adverso relevante no mercado financeiro, bem como nas economias doméstica e global.

Caso a Companhia não seja capaz de obter os recursos necessários ou obtê-los em condições razoáveis, a Companhia poderá ter dificuldade de implementar e concluir os investimentos planejados em seus ativos fixos e a operação e desenvolvimento de seus negócios poderão ser impactados adversamente.

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.

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 11.1 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.

Em julho de 2022, entrou em vigor a Resolução Normativa Aneel n.º 964/2021, que estabelece requisitos de cibersegurança para agentes do setor elétrico. Eventuais falhas ou violações de segurança cibernética podem resultar na interrupção do fornecimento de energia, na indisponibilidade ou no comprometimento das operações técnicas necessárias à prestação dos serviços, além da perda de integridade, confidencialidade ou disponibilidade das informações e sistemas da Companhia. As medidas adotadas pela Companhia e por suas controladas para prevenir, mitigar e remediar riscos de segurança cibernética, bem como para cumprir a regulamentação aplicável, podem não ser suficientes ou eficazes, o que pode sujeitar a Companhia a interrupções operacionais, indisponibilidade temporária de serviços e responsabilização administrativa decorrente do descumprimento das normas setoriais.

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 da Companhia; ou (iii) fazer a Companhia responder perante seus fornecedores, clientes, outros parceiros ou autoridades governamentais. Qualquer um desses eventos pode ter um impacto adverso nas atividades, condição financeira e resultados operacionais da Companhia.

A Companhia está sujeita a riscos associados ao não cumprimento da legislação aplicável ao tratamento de dados pessoais, podendo ser afetada adversamente pela aplicação de multas e outros tipos de sanções.

Em 2018, foi sancionada a Lei Geral de Proteção de Dados Pessoais (Lei n.º 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 n.º 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.

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.

Para mais informações ver fator de risco *“Alterações nas leis fiscais brasileiras podem ter impacto adverso nos impostos aplicáveis a distribuição de dividendos e JCP”*.

A Companhia pode não ser capaz de contratar operações de hedge com relação ao seu endividamento financeiro contratado no exterior e taxas de juros variáveis, o que poderá afetá-la adversamente.

A Companhia possui empréstimos e financiamentos denominados em dólar norte-americano e em Real. Em 31 de dezembro de 2025, 1,90% da dívida bruta da Companhia, correspondente a R\$ 556 milhões, estava denominada em dólares norte-americanos, incluindo dívidas de curto e longo prazo. Os 98,10% remanescentes estavam denominados em real, também compreendendo dívidas de curto e longo prazo.

Em 31 de dezembro de 2025 29,91% da dívida bruta da Companhia estava atrelada a instrumentos financeiros derivativos (swaps), dos quais 6,62% 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, 38,74% eram referentes a substituição de fluxos indexados ao IPCA por fluxos indexados ao CDI e 54,64% 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 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, 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 consigam 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.

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 na seção 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.

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; e
- 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.

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, conseqüentemente, ter um efeito adverso relevante sobre sua capacidade econômica e seu resultado financeiro.

Eventuais atrasos ou falhas na prestação de serviços pelas construtoras contratadas pela Companhia e no fornecimento de máquinas e equipamentos podem ter um efeito adverso em sua imagem e em seus negócios.

A Companhia terceiriza os serviços de construção de que necessita para desenvolver seus empreendimentos e adquire de terceiros as máquinas e equipamentos necessários. Desse modo, o prazo e a qualidade dos empreendimentos dos quais a Companhia participa dependem de terceiros. A terceirização da construção pode influenciar na identificação de atrasos e falhas, e, conseqüentemente, 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. Conseqüentemente, a Companhia pode obter menor receita de vendas e ter uma possível exposição ao mercado de curto prazo, o que poderá causar um efeito adverso sobre os resultados e imagem da Companhia. Ademais, a rescisão desses contratos de fornecimento de materiais e dos serviços de construção ou operação e manutenção, ou a incapacidade de renová-los ou de negociar novos contratos com outros prestadores de serviço igualmente qualificados, tempestivamente e com preços similares, poderá causar um efeito adverso sobre os resultados da Companhia.

Além disso, riscos na cadeia de fornecimento, incluindo greves ou paralisações, perda ou danos aos equipamentos ou a seus componentes enquanto estiverem em trânsito ou armazenamento, desastres naturais ou a ocorrência de uma enfermidade ou doença contagiosa, como a COVID-19, poderiam limitar a implantação dos projetos da Companhia.

f. Riscos relacionados aos clientes da Companhia

A deterioração da conjuntura econômica poderá causar impacto negativo sobre o mercado consumidor, afetando os negócios da Companhia.

O negócio da Companhia poderá ser prejudicado por alterações na conjuntura econômica nacional ou mundial, incluindo inflação, taxas de juros, disponibilidade de crédito, evolução do consumo e custos e efeitos de iniciativas governamentais para administrar a conjuntura econômica. Quaisquer das referidas alterações poderiam prejudicar o consumo direto de energia elétrica, bem como a demanda de produtos nos mercados doméstico e externo, afetando a atividade econômica dos clientes livres da Companhia e reduzindo, por consequência, a necessidade de energia elétrica, prejudicando, dessa forma, os resultados financeiros da Companhia.

Descumprimento, pela(s) contraparte(s), de disposições constantes dos contratos de venda e compra de energia firmados pela Companhia e operações na CCEE podem ter um efeito adverso para os negócios e resultados da Companhia.

A Companhia celebra, no curso de seus negócios, contratos de compra e venda de energia com seus clientes. A Companhia não pode garantir que seus clientes honrarão com seus compromissos de pagamento no âmbito de tais contratos. No caso de descumprimento dos termos dos contratos por algum cliente, principalmente aqueles relevantes, a Companhia pode ter seu fluxo de caixa e suas operações comprometidos e, conseqüentemente, 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.

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, conseqüentemente, 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 2025, o Sudeste (região mais relevante para as hidrelétricas) sofreu com a quebra do período úmido no mês de março, que pressionou os níveis de reservatórios e afluições do período seco, revisitando os valores em afluições atingidos em 2021 e 2024, dois anos críticos. Como agravante dessa situação, tivemos baixos acumulados de precipitação entre os meses de outubro de 2024 a janeiro de 2025 (algo em torno de 60% do período úmido), levando a afluições ao pior recorde histórico observados nesses anos recentes.

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.

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 pela 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.

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.

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 (vii) alterações sobre as modalidades e os termos e condições dos contratos de venda de energia aos quais a Companhia está autorizada a celebrar; e (viii) 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"), da Lei nº 12.783/2013 e da Lei nº 15.269/2025, 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, além de promover a abertura do mercado livre de energia. 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.

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, 3% da receita anual gerada no âmbito da concessão ou autorização, ou, caso a concessão ou autorização em questão não esteja operacional, a, no máximo, 3% 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 editais – não sendo aplicável a multa 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.

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 nº 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.

De todo modo, observa-se que a redução aplicável à TUSD e TUST às usinas renováveis é custeada por meio da Conta de Desenvolvimento Energético (CDE), a qual é arcada pelos consumidores livres e cativos. Recentemente, para conter o impacto do aumento da CDE nas tarifas dos consumidores, a Lei nº 15.269/2025 limitou, a partir de 2027, a arrecadação da CDE à soma de: (i) determinadas despesas previstas em lei; e (ii) o valor de cada uma das demais rubricas consideradas no Orçamento 2025, atualizado pelo IPCA. Se o teto for ultrapassado, será complementado via Encargo de Complemento de Recursos, com redução proporcional dos benefícios custeados pela CDE entre os respectivos beneficiários, incluindo os geradores, os autoprodutores e os consumidores do ACL que vendem/adquirem energia incentivada, nos termos ainda a serem regulados pela Aneel. Nesse contexto, a partir da implementação do teto da CDE em questão, o desconto na TUSD/TUST efetivamente percebido pela Companhia e/ou de seus consumidores podem não corresponder ao percentual a que fazem jus nos termos da outorga.

Alterações na regulamentação que beneficie os consumidores de energia renovável podem impactar os preços de energia para fontes renováveis e, conseqüentemente, 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.

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.

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, conseqüentemente, 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.

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, conseqüentemente, efeitos adversos nos negócios e resultados da Companhia.

Há de se considerar, também, a eventual criação e implementação de novas regulações ou políticas governamentais que tem como objetivo a mitigação das mudanças climáticas, discussões que ocorrem em âmbito global e nacional e que podem afetar a Companhia.

A Companhia e suas controladas podem descumprir as condicionantes previstas nas licenças ambientais de seus empreendimentos, não serem capazes de cumprir eventuais novas condicionantes, ou não serem capazes de realizar ou corrigir o licenciamento dos projetos que venham a ser adquiridos.

Nos termos da regulamentação aplicável, as atividades conduzidas pela Companhia e suas controladas dependem do licenciamento ambiental outorgado pelos órgãos competentes. Tal licenciamento usualmente está sujeito a condicionantes que podem envolver limitações para a implantação ou a operação.

A Companhia e suas subsidiárias podem cometer falhas no cumprimento das referidas condicionantes, ficando sujeitas a reparação ambiental, multas, responsabilidade no âmbito criminal ou até mesmo à revogação e/ou suspensão das respectivas licenças, o que pode impactar o regular exercício de suas atividades, inclusive com risco de total paralisação, e, conseqüentemente, 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 conseqüentemente 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, em 11 de dezembro de 2024, entrou em vigor a Lei nº 15.042 que visa regulamentar o Sistema Brasileiro de Comércio de Emissões – SBCE, trazendo 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.

O valor potencial do impacto financeiro pode variar de R\$ 10 milhões até R\$ 3,7 bilhões, abrangendo usinas hidrelétricas, solares, eólicas e linhas de transmissão, e contemplando cenários de inundação, vendaval, escassez hídrica e incêndios florestais. Os cálculos consideram tanto os danos a infraestrutura e aos equipamentos quanto interrupções na geração e na transmissão de energia dos ativos da Companhia. O impacto financeiro estimado leva em consideração todo o período de concessão de cada ativo sob gestão da ENGIE, bem como diferentes cenários de mudanças climáticas, refletindo potenciais efeitos de longo prazo sobre o desempenho e a disponibilidade dos ativos. Para essa análise, foram considerados todos os ativos em operação 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, a 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.

Alterações nas leis fiscais brasileiras podem gerar impactos adversos para o investidor, especialmente no que se refere a tributação aplicável a distribuição de dividendos e de Juros sobre Capital Próprio ("JCP").

Em 27 de novembro de 2025 foi publicada a Lei nº 15.270/2025, que instituiu a tributação dos lucros e dividendos deliberados a partir de 01 de janeiro de 2026. Posteriormente o Supremo Tribunal Federal ("STF") alterou essa data para 31 de janeiro de 2026, ainda sujeito à confirmação definitiva pelo Plenário. Assim, a partir de 01 de fevereiro de 2026 passa a vigorar a incidência de 10% de IRRF sobre: dividendos deliberados ou pagos a pessoas físicas, quando o montante mensal recebido de uma mesma pessoa jurídica for igual ou superior a R\$ 50.000,00 e a mesma alíquota se aplica aos lucros ou dividendos deliberados ou pagos a pessoas físicas e jurídicas não residentes, independentemente do valor.

Adicionalmente, em 26 de dezembro de 2025 foi publicada a Lei Complementar nº 224/2025, que, entre outros efeitos, elevou a alíquota de IRRF incidente sobre o pagamento de Juros sobre Capital Próprio (JCP), de 15% para 17,5%, com vigência a partir de 01/01/2026.

No mesmo contexto, há outros projetos de lei em tramitação (como o PL nº 2.337/2021 e o PL nº 4.258/2023) que propõem a eliminação ou a restrição do JCP, o que pode aumentar a carga tributária da Companhia e reduzir sua eficiência na distribuição de resultados, com impacto direto sobre a lucratividade.

A eventual entrada em vigor desses projetos ou de outras medidas legislativas desfavoráveis, dependerá de aprovação pela Câmara dos Deputados, pelo Senado Federal e posterior sanção presidencial. Não é possível prever as variáveis político econômicas que influenciam o processo legislativo, razão pela qual a companhia poderá ser adversamente afetada por novas alterações normativas.

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 políticos, 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.

Os conflitos em curso, particularmente entre a Rússia e a Ucrânia, na faixa de Gaza, as tensões entre países do Oriente Médio e os Estados Unidos, as tensões entre a Venezuela e os Estados Unidos e as tensões entre a China e os Estados Unidos, aumentaram as tensões globais e causaram perturbações no mercado internacional, nas cadeias de abastecimento industrial e nos transportes. Estes conflitos também levaram a uma maior volatilidade dos preços de mercado, especialmente no setor da energia, e aumentaram as incertezas regulamentares e contratuais, o que pode afetar negativamente as operações comerciais da Companhia.

As sanções econômicas impostas pelos Estados Unidos, União Europeia, Reino Unido e outros países em resposta a esses conflitos impactaram ainda mais o cenário financeiro global. Essas medidas contribuíram para o aumento das tensões geopolíticas, maior volatilidade nos mercados e maior incerteza em relação ao comércio internacional e aos fluxos de capitais, podendo resultar em uma desaceleração do comércio e da atividade econômica globais. Tais sanções prejudicaram as cadeias de suprimentos e levaram à volatilidade significativa nos preços das *commodities* e no sistema financeiro global, inclusive instabilidade no mercado de crédito e de capitais.

Como resultado, custos de suprimento e despesas financeiras podem aumentar, consequentemente impactando a situação financeira e/ou resultados operacionais da Companhia. Além disso, as tensões geopolíticas foram exacerbadas pelo potencial de novos conflitos devido à nova administração na sequência das eleições nos Estados Unidos, o que poderia introduzir incertezas adicionais no ambiente econômico global, incluindo a imposição de tarifas recentemente divulgada pelo governo norte-americano.

O governo dos Estados Unidos vem implementando políticas protecionistas, incluindo a imposição de tarifas sobre uma série de produtos de diversos países, tais como China, União Europeia e Brasil. Entre outras medidas, o governo norte-americano anunciou uma tarifa de 50% sobre importações brasileiras, incluindo bens industrializados, *commodities* e produtos agrícolas, a qual entrou em vigor, sujeita a exceções, em 1 de agosto de 2025. Posteriormente, houve uma revisão do governo dos Estados Unidos, que passou a ser 40% sobre as importações brasileiras, ainda, houve também produtos específicos que tiveram redução em suas tarifas. Além disso, os Estados Unidos mantêm programas de sanções internacionais com alcance extraterritorial, como o *Global Magnitsky Human Rights Accountability Act (Magnitsky Act)*, que foram recentemente aplicados a determinados indivíduos brasileiros. Essa incerteza contribuiu para uma turbulência significativa nos mercados globais e flutuações no valor do dólar americano. Dada a atual incerteza em torno da ameaça de aumentos de tarifas, não é possível estimar o efeito potencial ou determinar o nível de materialidade para a economia brasileira e, conseqüentemente, para os resultados operacionais da Companhia.

A duração e o impacto das guerras e das sanções nos mercados globais e nas condições macroeconômicas permanecem incertos. Os episódios de volatilidade econômica e de mercado, a ameaça de imposição de tarifas e a pressão sobre as cadeias de abastecimento e a inflação podem continuar a ocorrer e podem se agravar se estes conflitos persistirem ou aumentarem de gravidade. Conseqüentemente, a atividade da Companhia, seus resultados operacionais e situação financeira podem ser afetados negativamente por qualquer um destes fatores direta ou indiretamente decorrentes das tensões e conflitos geopolíticos.

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.

Variações nas taxas de juros podem aumentar os custos de endividamento da Companhia e, conseqüentemente, 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.

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 3,18%, 6,54% e -1,05% em 2023, 2024 e 2025, respectivamente, de acordo com o Índice Geral de Preços – Mercado (IGP-M), e 4,62%, 4,83% e 4,26% em 2023, 2024 e 2025, 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, conseqüentemente, ter um efeito adverso em seus resultados operacionais.*”

A incerteza política pode levar a uma desaceleração econômica e à volatilidade dos valores mobiliários emitidos por empresas brasileiras.

A política brasileira historicamente influencia e continua influenciando o desempenho da economia brasileira, e as crises políticas do passado afetaram e continuam afetando a confiança dos investidores e do público em geral, resultando em uma desaceleração econômica e na volatilidade dos títulos emitidos por empresas brasileiras.

O Brasil experimentou uma elevada instabilidade econômica e política, além de uma maior volatilidade, como resultado de várias investigações do Ministério Público Federal, da Polícia Federal, da CVM e de outras entidades públicas brasileiras, responsáveis pelas investigações de corrupção. Além disso, certas entidades estrangeiras, como o *Department of Justice* (DoJ) e a SEC, também conduziram suas próprias investigações. Essas investigações impactaram negativamente a economia e o ambiente político brasileiro e contribuíram para o declínio da confiança do mercado no Brasil. A Companhia não tem controle e não pode prever se investigações ou denúncias levarão a uma maior instabilidade política e econômica ou se novas alegações contra funcionários do governo e/ou empresas surgirão no futuro, o que poderá afetar negativamente o mercado acionário brasileiro.

Além disso, o Presidente tem o poder de impor políticas e emitir atos governamentais relativos à economia brasileira que possam afetar as operações e o desempenho financeiro da Companhia. A Companhia não pode prever quais políticas o Presidente imporá, muito menos se tais novas políticas ou mudanças nas políticas atuais terão um efeito adverso sobre seus negócios ou a economia brasileira. Adicionalmente, as incertezas quanto à capacidade do governo brasileiro de implementar mudanças relacionadas às políticas monetárias, fiscais e previdenciárias, especialmente considerando que o governo e seus aliados não detêm a maioria no poder legislativo federal, poderão resultar em um impasse no Congresso Nacional, bem como dificuldades políticas e manifestações e/ou greves, que poderiam afetar adversamente as operações. Essas incertezas e quaisquer novas medidas que possam ser implementadas, ampliando a volatilidade no mercado de capitais brasileiro.

A incerteza política e econômica e quaisquer novas políticas ou mudanças nas políticas atuais podem ter um efeito adverso relevante sobre os negócios da Companhia, resultados operacionais, situação financeira e perspectivas. A incerteza sobre se o governo brasileiro implementará mudanças na política ou regulamentação que afetem esses ou outros fatores no futuro pode contribuir para a incerteza econômica no Brasil.

Historicamente, a crise política afetou e continua afetando a confiança dos investidores, bem como a opinião pública, e qualquer um dos fatores acima poderá criar incerteza política adicional, o que poderia prejudicar a economia brasileira e, conseqüentemente, os negócios, os resultados operacionais, a situação financeira e o preço de negociação de títulos e ações da Companhia.

Qualquer rebaixamento da classificação de crédito do Brasil poderá afetar negativamente o preço das ações de emissão da Companhia e o custo de financiamento nos mercados de capitais.

As classificações de risco de crédito afetam a percepção de risco dos investidores e, como resultado, o valor de negociação de títulos e as taxas de juros exigidas para futuras emissões nos mercados financeiros. As agências de classificação de risco avaliam regularmente o Brasil e seus *ratings* soberanos, que se baseiam em vários fatores, incluindo tendências macroeconômicas, condições fiscais e orçamentárias, métricas de endividamento e a perspectiva de mudanças em qualquer um desses fatores. Em 2015, o Brasil perdeu sua condição de “grau de investimento” atribuída pelas três principais agências de classificação de risco, o que afetou negativamente os preços de negociação de títulos de dívida e ações emitidos por emissores brasileiros. Na data deste Formulário de Referência, a nota soberana concedida para o Brasil por Standard & Poor’s, Moody’s e Fitch era, respectivamente, BB (estável), Ba1 (positiva) e BB (estável), respectivamente.

Eventual instabilidade política, juntamente com a recessão econômica, poderia levar a novos rebaixamentos de *ratings*. Qualquer rebaixamento adicional dos *ratings* de crédito soberano do Brasil poderia aumentar a percepção de risco dos investidores e, como resultado, afetar negativamente o *rating* da Companhia. Isso pode aumentar o custo futuro de emissões no mercado de capitais e afetar adversamente o preço das ações emitidas pela Companhia.

Riscos Emergentes

Danos à biodiversidade

Risco relacionado aos danos potenciais à biodiversidade decorrentes do uso do solo ou à interrupção 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.

- A Companhia está sujeita a uma abrangente legislação e regulamentação impostas pelo governo federal, 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 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 construção, expansão e operação dos ativos envolvem riscos significativos que podem levar à perda de receita ou aumento de despesas da Companhia.
- A Companhia depende de sistemas digitais e qualquer falha ou ataque nesses sistemas pode afetar adversamente as atividades da Companhia.

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

- . Riscos relacionados às dívidas e concessões com taxas de juros e índices flutuantes;
- . Riscos relacionados aos passivos denominados em moeda estrangeira; e/ou
- . 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 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 dezembro de 2025, Companhia possuía 6,0% 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 33,7% da dívida.

Abaixo a Companhia apresenta uma análise de sensibilidade em 31 de dezembro 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 31.12.2025	Cenário provável 31.12.2026 ⁽²⁾	Provável ⁽³⁾	Δ+ 25% ⁽³⁾	Administração ⁽³⁾
TJLP	9,1%	9,2%	0,1 p.p.	2,3 p.p.	-0,4 p.p.
CDI	14,9%	12,1%	-2,8 p.p.	3,0 p.p.	-0,0 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.

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		
Risco de variação do resultado (Em R\$ milhões)	Saldos em 31.12.2025	Provável	Δ+ 25%	Administração
Risco de aumento (passivo)				
Empréstimos e financiamentos				
Dólar – com <i>swap</i> para o CDI	556	7	(9)	0
TJLP	1.753	(1)	(28)	5
Debêntures				
CDI	1.014	25	(29)	0
IPCA – com <i>swap</i> para o CDI	3.174	87	(103)	(1)
PRE – com <i>swap</i> para o CDI	4.583	120	(142)	(2)
Ações preferenciais resgatáveis				
CDI	489	12	(14)	0

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:

Risco de variação dos índices	Variação 12 meses 31.12.2025	Cenário provável 31.12.2026 ⁽²⁾	Sensibilidade ⁽¹⁾		
			Provável ⁽³⁾	Δ+ 25% ⁽³⁾	Administração ⁽³⁾
IPCA	4,3%	4,0%	-0,3 p.p.	1,0 p.p.	0,0 p.p.
IGP-M	-1,0%	3,9%	4,9 p.p.	1,0 p.p.	-5,5 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 dezembro de 2025, e os previstos no cenário provável dos próximos 12 meses, a findar em 31 de dezembro de 2026, e demonstram os eventuais impactos adicionais no resultado da Companhia de 12 meses. As variações que poderão impactar o resultado consolidado, e, conseqüentemente, 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.

As variações que poderão impactar o resultado consolidado, e, conseqüentemente, o patrimônio líquido nos próximos 12 meses, em comparação aos últimos doze meses, caso tais cenários se materializem, são estas:

		Sensibilidade		
Risco de variação do resultado (Em R\$ milhões)	Saldos em 31.12.2025	Provável	Δ+ 25%	Administração
Risco de aumento (passivo)				
Empréstimos e financiamentos				
IPCA	12.636	27	(108)	(5)
Debêntures				
IPCA	4.715	19	(75)	(4)
Concessões a pagar (uso de bem público)				
IPCA	3.757	504	(90)	-
IGP-M	1.435	(45)	(10)	50
Risco de redução (ativo)				
Ativo financeiro de concessão				
IPCA	3.574	(8)	(65)	10

b. Risco relacionado aos passivos denominados em moeda estrangeira

A Companhia e suas controladas possuem apenas um empréstimo contratado indexado 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 dezembro de 2025, a Companhia possuía 1,9% da dívida consolidada indexada em dólar norte-americano o que representa R\$ 556 milhões, a qual possui *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.

A marcação de mercado é baseada, prioritariamente, nos preços das negociações dos produtos *forwards* (ou futuros) de energia do mercado ativo de balcão, e, não havendo liquidez representativa nesse mercado, utilizamos técnicas que, consideram em nossos cálculos os preços estabelecidos para os produtos *forward* (ou futuros) projetados por entidades especializadas.

Em 31 de dezembro de 2025, o valor total referente às transações de *trading* em aberto da Companhia (circulante e não circulante) era de R\$ 116,4 milhões (ativo) e R\$ 114,0 milhões (passivo), representando um valor líquido de R\$ 2,4 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:

(Em R\$ milhares)	Sensibilidade		
	31.12.2025	Cenário P25	Cenário P75
Instrumentos financeiros derivativos - <i>trading</i>	2.401	2.393	2.424

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.

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\$ 868.182.248,62 (valor atualizado em 31.12.2025)
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, atualmente denominada AXIA Energia, 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, atualmente denominada AXIA Energia; (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.

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 entendendo 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\$ 868 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\$ 322 milhões aos juros; e R\$ 145 milhões referentes aos encargos legais.

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\$ 313.663.207,36 (valor atualizado em 31.12.2025)
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 opôs Embargos de Declaração para a Câmara Administrativa Superior que não foram admitidos, diante dessa decisão, a Procuradoria protocolou Recurso Especial que aguarda exame de admissibilidade. 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. Em janeiro de 2025 a Procuradoria opôs Embargos de Declaração que não foram admitidos, em setembro de 2025 a Procuradoria protocolou Recurso Especial que aguarda exame de admissibilidade.
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\$ 313 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\$ 90 milhões à multa e R\$ 101 milhões aos juros.

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\$ 349.942.867,83 (valor atualizado em 31.12.2025)
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 à 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), decisão ainda pendente de publicação. Diante disso, a Companhia opôs Embargos de Declaração para a Câmara Administrativa Superior que não foi admitido, diante desta decisão a companhia interpôs Recurso Especial que foi admitido em parte em relação ao argumento principal, a Companhia Agravou a decisão quanto aos argumentos subsidiários e o Agravo segue aguardando exame de admissibilidade. 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 não admitido, em julho de 2025 interpomos Recurso Especial admitido parcialmente em relação aos argumentos principais e em julho ainda foi interposto Agravo em relação aos argumentos subsidiários que aguarda exame de admissibilidade.
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\$ 349 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\$ 106 milhões aos juros.

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\$ 79.070.438,31 (valor atualizado em 31.12.2025)
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. Em janeiro de 2025 a Receita Federal interpôs recurso especial para a Câmara Administrativa Superior, e Janeiro de 2026 fomos intimados 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 apresentará contrarrazões ao recurso interposto pela PGFN em 29.01.2026.
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 R\$ 79 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\$ 27 milhões aos juros.

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\$ 99.413.915,14 (valor atualizado em 31.12.2025)
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. Em junho de 2025 a diligência fiscal confirmou o não aproveitamento em duplicidade dos créditos envolvidos e o processo voltou para o CARF. Em dezembro de 2025 em novo julgamento o CARF reconheceu parcialmente o Recurso Voluntário da companhia para afastar a exigência de retificação das obrigações acessórias para aproveitamento dos créditos, porém determinou o retorno a segunda instância para avaliação da natureza destes créditos, aguarda-se publicação do Acórdão.
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 que retornou favorável a companhia. No último julgamento do CARF foi julgado parcialmente favorável à Companhia.
h. Estágio do processo	2ª Instância Administrativa (CARF), baixado para análise da natureza dos créditos.
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\$ 99 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\$ 31 milhões aos juros.

Processo Administrativo Fiscal: 17227.720446/2025-69	
a. Juízo	Delegacia da Receita Federal do Brasil
b. Instância	Primeira
c. Data de instauração	29.09.2025
d. Partes no processo	Receita Federal do Brasil (RFB), Florianópolis (SC). Diamante Geração de Energia Ltda. (ENGIE Brasil Energia S.A. é responsável apenas pelos débitos compreendidos entre janeiro a junho de 2021)
e. Valores, bens ou direitos envolvidos	R\$ 64.075.582,26 (valor atualizado em 31.12.2025) Esse valor se refere exclusivamente à parcela do débito de responsabilidade da ENGIE. O restante do débito é de responsabilidade da empresa Diamante.
f. Principais fatos	Em setembro de 2025 a Diamante foi autuada por meio de nova lavratura referente a cobrança das contribuições PIS e COFINS, dos anos 2021 e 2022, sendo a defesa conduzida pela própria Diamante. O risco da ENGIE limita-se a junho de 2021, conforme previsto nos termos e condições acordados para a venda da usina.
g. Resumo das decisões de mérito proferidas	Este processo ainda não teve decisão, aguardando apreciação da Impugnação do Auto de Infração.
h. Estágio do processo	1ª Instância Administrativa
i. Chance de perda	Possível
j. Motivo pelo qual o processo é considerado relevante	Mesmo que a parte da ENGIE envolvida esteja abaixo do que a Companhia considera como substancial, a possibilidade de desdobramento do caso poderá 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 R\$ 64 milhões, atualizados pela taxa SELIC até 31.12.2025, 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\$ 28 milhões se referem ao principal; R\$ 21 milhões à multa e R\$ 15 milhões aos juros.

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., 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\$ 24.314.765,35 (valor atualizado em 31.12.2025).
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 vez que há proposta do empreendedor aguardando resposta da Fundação Nacional dos Povos Indígenas ("FUNAI"); (vi) impossibilidade jurídica do pedido de indenização por danos morais coletivos; (vii) a Lei nº 3.824/1960, 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

Processo nº 0007442-81.2007.4.01.3500 – Ação Civil Pública

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.

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.

Processo nº 0007442-81.2007.4.01.3500 – Ação Civil Pública	
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\$ 24.314.765,35 (valor atualizado em 31.12.2025) 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, IBAMA, FUNAI e Estado de Goiás.
e. Valores, bens ou direitos envolvidos	Proteção Internacional a Direitos Humanos, Indenização por Dano Ambiental, Revogação/Concessão de Licença Ambiental. O MPF requer a condenação da ENGIE e demais a indenização de 5% do faturamento bruto da Usina Hidrelétrica Cana Brava desde o início de sua operação.
f. Principais fatos	O MPF propôs Ação Civil Pública, sob alegação de suposta ocorrência de problemas relacionados à implantação e ao licenciamento ambiental da UHE Cana Brava, requerendo, liminarmente: 1. Suspensão da Licença de Funcionamento 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 6.938/1981), 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;

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 ela, que atualmente pende de julgamento.

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 2ª 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 inexistência de EIA para PCHs, tendo sido realizados pelas empresas

Processo nº 0006125-63.2012.4.01.3600 (9809-37.2014.811.0003) – Ação Civil Pública

	os devidos Diagnósticos Ambientais e compensados os impactos causados ao meio ambiente. Foi proferida decisão liminar pelo Juízo Estadual para paralisar a operação das PCHs até a realização de estudos para a identificação dos danos causados. Essa decisão foi reformada pelo Tribunal de Justiça do Estado do Mato Grosso, que acolheu em parte recurso interposto pelos Réus, para permitir a continuidade do funcionamento das PCHs, haja vista não haver qualquer perigo de dano a fundamentar a concessão da liminar, já que as PCHs estão regulares e em operação e sua paralisação causaria graves prejuízos para a coletividade. Posteriormente, foi acolhida preliminar de incompetência absoluta da Justiça Estadual e a ação foi redistribuída para a 2ª Vara Federal da Seção Judiciária de Mato Grosso (Cuiabá), tendo a decisão liminar perdido a validade. Sobre as provas a serem realizadas, o Juízo Federal (i) rejeitou as preliminares apresentadas pelos Réus e (ii) acolheu pedido de perícia técnica a ser custeadas pelos Réus para evidenciar se as PCHs constituem empreendimentos distintos ou um só empreendimento. Os Réus opuseram recurso contra essa decisão, porém eles não foram conhecidos. Deferida a realização de perícia, que está em trâmites ainda iniciais. A ação segue seu trâmite normal.
g. Resumo das decisões de mérito proferidas	Processo ainda pendente de julgamento em primeira instância.
h. Estágio do processo	Primeira instância, fase de instrução.
i. Chance de perda	Possível para Tupan e Hidropower. Remota para a Companhia.
j. Motivo pelo qual o processo é considerado relevante	Processo que individualmente pode vir a impactar negativamente na imagem da Companhia e cuja condenação, se ocorrer, 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, detêm 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.

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 Forquilha, (v) IBAMA, (vi) Fundação do Meio Ambiente, (vii) Departamento Nacional de Produção Mineral (DNPM), (viii) Carbonífera Criciúma S.A., (ix) Alfredo Flávio Gazzolla, (x) José Luiz Freitas de Castro, (xi) Wolfgang Friedrich, (xii) ENGIE Brasil Energia S.A.; e (xiii) 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\$ 2.713.092,12 (valor atualizado em 31.12.2025).
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 Forquilha, o DNPM, e Carbonífera Criciúma, demais pessoas físicas sócias da Carbonífera, e a Companhia sejam obrigados a adotar medidas para: a) reparação da barragem de rejeitos da Mina Rio Verdinho, em Forquilha/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:

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

Processo nº 5001646-68.2016.4.04.7204 – Ação Civil Pública com Pedido de Liminar de Tutela Inibitória

	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, apelou da sentença e obteve efeito suspensivo da tutela antecipada no TRF-4, impedindo a continuidade do cumprimento de sentença instaurado pelo MPF contra a ENGIE, até que a apelação seja julgada.
g. Resumo das decisões de mérito proferidas	Sentença em primeira instância, julgando parcialmente procedentes os pleitos apresentados pelo Ministério Público Federal, condenando os réus a diversas ações relacionadas ao fechamento adequado da mina, bem como ao pagamento de contas de energia elétrica à fornecedora local (COOPERA). Também foram determinadas ações emergenciais em sede de tutela antecipada, a serem cumpridas em 6 (seis) meses - decisão ainda sem intimação pessoal da Companhia e cujos efeitos foram suspensos em sede de efeito suspensivo no TRF-4.
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.

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 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 suspenso 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.

Processos nº 5042816-11.2020.404.7000 e 5050258-28.2020.4.04.7000 – Ações Civis Públicas	
	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 está em andamento.
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.

Outros

Processo nº 0310416-80.2016.8.24.0023	
a. Juízo	6ª Vara Cível da Comarca da Capital (SC)
b. Instância	2ª Tribunal de Justiça de Santa Catarina
c. Data de instauração	19.09.2016
d. Partes no processo	Autor: AAPE - Associação dos Aposentados e Pensionistas da Eletrosul Réus: Fundação Eletrosul de Previdência e Assistência Social - Elos e ENGIE Brasil Energia S.A.
e. Valores, bens ou direitos envolvidos	R\$ 169.149.576,76 (valor atualizado em 31.12.2025)
f. Principais fatos	Ação Ordinária em que a Associação autora postula a responsabilização da ENGIE na devolução dos valores descontados dos participantes do plano de previdência para equalização do déficit

Processo nº 0310416-80.2016.8.24.0023	
	atuarial, assim como seja responsabilizada pelo pagamento dos déficits existentes.
g. Resumo das decisões de mérito proferidas	Sentença julgou ação improcedente Tribunal de Justiça de Santa Catarina deu provimento à apelação da Associação Autora
h. Estágio do processo	Recursos para STJ e STF
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, entendemos que esse assunto deve ser considerado relevante.
k. Análise do impacto em caso de perda	Em caso de perda a Companhia poderá ser responsabilizada como a única responsável pelo pagamento dos déficits passados e futuros do plano de previdência e ainda na devolução dos valores descontados dos participantes até o momento.

Processo nº 0000827-71.2024.5.12.0014	
a. Juízo	2ª Vara do Trabalho de Florianópolis
b. Instância	Primeira
c. Data de instauração	27/08/2024
d. Partes no processo	Autor: AAPE - Associação dos Aposentados e Pensionistas da Eletrosul Réu: ENGIE Brasil Energia S.A.
e. Valores, bens ou direitos envolvidos	R\$ 85.754.494,95 (valor atualizado em 31.12.2025)
f. Principais fatos	Ação Civil Coletiva na qual o Sindicato autor postula a condenação da Companhia ao pagamento do adicional de periculosidade aos empregados/substituídos lotados na sede administrativa da empresa.
g. Resumo das decisões de mérito proferidas	Sentença julgou ação improcedente
h. Estágio do processo	Processo em fase de apresentação de recurso
i. Chance de perda	Remota

Processo nº 0000827-71.2024.5.12.0014	
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, entendemos que esse assunto deve ser considerado relevante.
k. Análise do impacto em caso de perda	Em caso de perda a Companhia poderá ser condenada ao pagamento de adicional de periculosidade aos empregados lotados no edifício sede administrativa em valores passados e futuros.

Dos processos listados no item 4.4 o montante de R\$ 24.314.765,35 foi reconhecido como risco provável e provisionado.

Não aplicável à Companhia, considerando a ausência de processos sigilosos relevantes em que a Companhia ou suas controladas sejam partes e que não tenham sido divulgados no item 4.4 deste Formulário de Referência.

Em 31 de dezembro de 2025, não havia outras contingências relevantes não abrangidas pelos itens anteriores.

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:

- . Estratégicos;
- . Financeiros; e
- . 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, da Diretoria Executiva e do Conselho de Administração da Companhia. 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 corporativos, 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.

Gestão de Riscos Empresariais e Seguros (“RSE”)

Na ENGIE, a consolidação e gestão dos riscos e oportunidades empresariais é realizada pela área de Gestão de Riscos Empresariais e Seguros.

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 da Vice-Presidência Financeira 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 do ERM (*Enterprise Risk Management*), obtém-se uma matriz de riscos e oportunidades empresariais, submetida à aprovação da Diretoria Executiva, analisada pelo Comitê de Auditoria Estatutário e apresentada ao Conselho de Administração e Conselho Fiscal.

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.

A gerência de Governança, Riscos Operacionais e Controles (“GRC”) atua como área de controles internos (2ª Linha), oferecendo suporte aos gestores através (i) do desenvolvimento de documentos normativos para padronização e regimento de processos; (ii) da avaliação e reestruturação de processos, com o objetivo de mitigar riscos identificados; e (iii) da implantação de controles para os processos não financeiros. Além dessa estrutura, a Companhia conta ainda com o Núcleo de Controles Financeiros (“NCF”), responsável por assegurar a confiabilidade dos processos financeiros por meio do assessoramento na implementação, monitoramento e melhoria contínua de controles internos para esses processos especificamente. Essas iniciativas são realizadas de maneira integrada e uniforme, garantindo uma gestão de riscos coesa em toda a organização.

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.

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 CVM, os pronunciamentos emitidos pelo 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

Os controles internos são geridos pela GRC, responsável pelos controles dos processos não financeiros; e pelo NCF, responsável pelos controles dos processos financeiros e por coordenar o Programa INCOME. Ambas as áreas reportam os principais fatos identificados 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).

A tabela a seguir demonstra as estruturas organizacionais envolvidas na elaboração, reporte e supervisão dos controles internos da Companhia:

Estrutura organizacional	Atividade envolvida na manutenção do ambiente de controles internos
Control Owner	Executar e/ou gerenciar os controles internos para a mitigação dos riscos nos processos de negócios. Elaborar planos de ação para mitigação de eventuais desvios na execução dos controles internos.
Business Process Owner (BPO)	Garantir que os principais riscos dos processos sejam identificados e controles internos sejam implementados para mitigação dos riscos identificados. Realizar avaliação anual (<i>self-assessment</i>) dos controles internos do processo de sua responsabilidade e adaptar o sistema de controle às mudanças da organização.
Governança, Riscos Operacionais e Controles (GRC)	Gerenciar o sistema de controles internos na Companhia, bem como assessorar as unidades organizacionais na implantação, alteração e autoavaliação (<i>self-assessment</i>) dos controles internos dos processos não financeiros em conformidade com o Programa INCOME e diretrizes do Grupo ENGIE.
Núcleo de Controles Internos Financeiros (NCF)	Coordenar o Programa INCOME e garantir a aderência com as instruções do Grupo Controlador. Gerenciar, implantar e monitorar os controles internos dos processos financeiros da Companhia.
Auditoria Interna	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 GRC, vinculada ao Diretor Presidente da Companhia, é responsável por assessorar as unidades organizacionais na implantação, alteração e autoavaliação dos controles internos dos processos não financeiros. O Núcleo de Controles Internos Financeiros, vinculado ao Diretor Financeiro e de Relações com Investidores gerencia e monitora os controles internos dos processos financeiros. Tanto a GRC quanto o NCF comunicam 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.

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 2025.

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 2025, 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 2025 não apontou deficiências significativas nos controles internos da Companhia.

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 *Due Diligence* em Parceiros de Projetos de Investimento, Política de Combate a Corrupção e Suborno, Política de Direitos Humanos, Procedimento de Prevenção de Conflito de Interesses e o principal documento, 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, a Diretoria Executiva e o Conselho de 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, 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).

A ENGIE Brasil Participações Ltda., entidade controladora da Companhia, renovou em 2025 a certificação ISO 37001, anteriormente detida exclusivamente pela ENGIE, ampliando seu escopo para abranger outras atividades da ENGIE no Brasil. Nesse contexto, ressalta-se que, para a renovação da certificação no nível da holding, as operações da Companhia foram incluídas no escopo da auditoria realizada.

(ii) As estruturas organizacionais envolvidas no monitoramento do funcionamento e da eficiência dos mecanismos e procedimentos internos de integridade, indicando suas atribuições, se sua criação foi formalmente aprovada, órgãos do emissor a que se reportam, e os mecanismos de garantia da independência de seus dirigentes, se existentes

Visando garantir a aplicação do Código de 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 pelo: i) Diretor Jurídico e de Ética; ii) Diretor de Recursos Humanos; iii) Gerente de Auditoria Interna; e iv) pelo Gerente de Governança, Riscos Operacionais e Controles, cabendo ao Diretor Jurídico e de Ética sua coordenação. As responsabilidades atribuídas ao Comitê de Ética, inseridas em seu Regimento Interno, 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 demais empregados da Companhia e suas controladas, além de terceiros como fornecedores, prestadores de serviço, ou seja, todos aqueles 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 empregados pode resultar em advertência verbal ou escrita, suspensão disciplinar e até no desligamento do empregado. 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.

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 para o registro de 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 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 denunciante 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 denunciante de boa-fé**

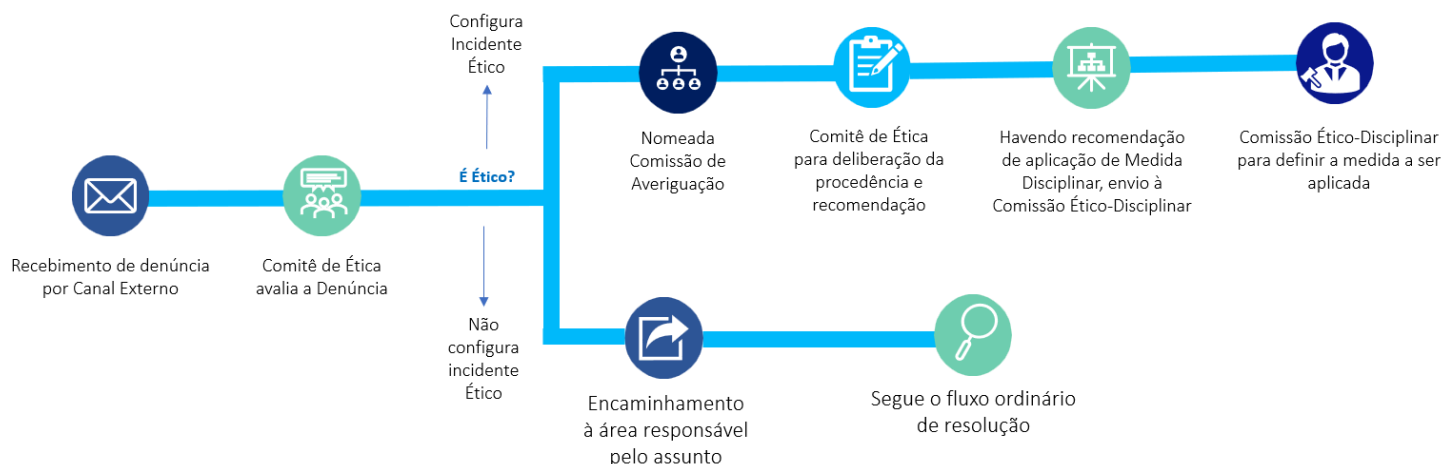
Conforme destacado anteriormente, o Comitê de Ética da Companhia assegura o anonimato aos denunciante que assim desejarem, não sendo possível identificá-los a partir das informações recebidas pelo canal quando o relato é formalizado de forma anônima, uma vez que não são recebidos registros de endereço de IP ou número telefônico.

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 retaliação ou penalidade por ter declarado tais situações. Tal proteção é igualmente estendida às testemunhas que contribuírem para a investigação interna.

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. Em linhas gerais, todos os relatos recebidos no Canal de Ética seguem o fluxo abaixo apresentado:



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 exercícios sociais encerrados em 31 de dezembro de 2025, 2024 e 2023.

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.

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.

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