

Índice

1. Atividades do emissor	
1.1 Histórico do emissor	1
1.2 Descrição das principais atividades do emissor e de suas controladas	14
1.3 Informações relacionadas aos segmentos operacionais	37
1.4 Produção/Comercialização/Mercados	41
1.5 Principais clientes	86
1.6 Efeitos relevantes da regulação estatal	87
1.7 Receitas relevantes no país sede do emissor e no exterior	115
1.8 Efeitos relevantes de regulação estrangeira	116
1.9 Informações ambientais sociais e de governança corporativa (ASG)	117
1.10 Informações de sociedade de economia mista	126
1.11 Aquisição ou alienação de ativo relevante	127
1.12 Operações societárias/Aumento ou redução de capital	128
1.13 Acordos de acionistas	129
1.14 Alterações significativas na condução dos negócios	130
1.15 Contratos relevantes celebrados pelo emissor e suas controladas	131
1.16 Outras informações relevantes	132
2. Comentário dos diretores	
2.1 Condições financeiras e patrimoniais	133
2.2 Resultados operacional e financeiro	161
2.3 Mudanças nas práticas contábeis/Opiniões modificadas e ênfases	170
2.4 Efeitos relevantes nas DFs	173
2.5 Medições não contábeis	174
2.6 Eventos subsequentes as DFs	178
2.7 Destinação de resultados	180
2.8 Itens relevantes não evidenciados nas DFs	183
2.9 Comentários sobre itens não evidenciados	184
2.10 Planos de negócios	185
2.11 Outros fatores que influenciaram de maneira relevantes o desempenho operacional	197
3. Projeções	
3.1 Projeções divulgadas e premissas	198
3.2 Acompanhamento das projeções	199

Índice

4. Fatores de risco	
4.1 Descrição dos fatores de risco	200
4.2 Indicação dos 5 (cinco) principais fatores de risco	239
4.3 Descrição dos principais riscos de mercado	240
4.4 Processos não sigilosos relevantes	244
4.5 Valor total provisionado dos processos não sigilosos relevantes	272
4.6 Processos sigilosos relevantes	273
4.7 Outras contingências relevantes	275
5. Política de gerenciamento de riscos e controles internos	
5.1 Descrição do gerenciamento de riscos e riscos de mercado	276
5.2 Descrição dos controles internos	286
5.3 Programa de integridade	288
5.4 Alterações significativas	292
5.5 Outras informações relevantes	293
6. Controle e grupo econômico	
6.1/2 Posição acionária	294
6.3 Distribuição de capital	296
6.4 Participação em sociedades	297
6.5 Organograma dos acionistas e do grupo econômico	299
6.6 Outras informações relevantes	300
7. Assembleia geral e administração	
7.1 Principais características dos órgãos de administração e do conselho fiscal	301
7.1D Descrição das principais características dos órgãos de administração e do conselho fiscal	305
7.2 Informações relacionadas ao conselho de administração	306
7.3 Composição e experiências profissionais da administração e do conselho fiscal	308
7.4 Composição dos comitês	317
7.5 Relações familiares	328
7.6 Relações de subordinação, prestação de serviço ou controle	329
7.7 Acordos/seguros de administradores	330
7.8 Outras informações relevantes	331
8. Remuneração dos administradores	
8.1 Política ou prática de remuneração	332

Índice

8.2 Remuneração total por órgão	342
8.3 Remuneração variável	349
8.4 Plano de remuneração baseado em ações	351
8.5 Remuneração baseada em ações (Opções de compra de ações)	368
8.6 Outorga de opções de compra de ações	369
8.7 Opções em aberto	370
8.8 Opções exercidas e ações entregues	371
8.9 Diluição potencial por outorga de ações	373
8.10 Outorga de ações	375
8.11 Ações entregues	377
8.12 Precificação das ações/opções	378
8.13 Participações detidas por órgão	383
8.14 Planos de previdência	384
8.15 Remuneração mínima, média e máxima	385
8.16 Mecanismos de remuneração/indenização	388
8.17 Percentual partes relacionadas na remuneração	389
8.18 Remuneração - Outras funções (Estruturado)	390
8.19 Remuneração reconhecida do controlador/controlada (Estruturado)	391
8.20 Outras informações relevantes	392
9. Auditores	
9.1 / 9.2 Identificação e remuneração	397
9.3 Independência e conflito de interesses dos auditores	398
9.4 Outras informações relevantes	399
10. Recursos humanos	
10.1A Descrição dos recursos humanos	400
10.1 Descrição dos recursos humanos	402
10.2 Alterações relevantes	405
10.3 Políticas e práticas de remuneração dos empregados	406
10.3(d) Políticas e práticas de remuneração dos empregados	409
10.4 Relações entre emissor e sindicatos	410
10.5 Outras informações relevantes	411
11. Transações com partes relacionadas	

Índice

11.1 Regras, políticas e práticas	412
11.2 Transações com partes relacionadas	415
11.2 Itens 'n.' e 'o.'	419
11.3 Outras informações relevantes	420
12. Capital social e Valores mobiliários	
12.1 Informações sobre o capital social	421
12.2 Emissores estrangeiros - Direitos e regras	422
12.3 Outros valores mobiliários emitidos no Brasil	423
12.4 Número de titulares de valores mobiliários	431
12.5 Mercados de negociação no Brasil	432
12.6 Negociação em mercados estrangeiros	433
12.7 Títulos emitidos no exterior	434
12.8 Destinação de recursos de ofertas públicas	435
12.9 Outras informações relevantes	437
13. Responsáveis pelo formulário	
13.1 Identificação dos Responsáveis pelo Conteúdo do FRE	471
13.1 Declaração do diretor presidente	472
13.1 Declaração do diretor de relações com investidores	473
13.2 Identificação dos Responsáveis pelo Conteúdo do FRE, em caso de alteração dos Responsáveis após a Entrega Anual	474

1.1 Histórico do emissor

1.1. HISTÓRICO DO EMISSOR

A Eneva S.A. ("Companhia" ou "Eneva") foi constituída em 25 de abril de 2001, sob a denominação "MPX Mineração e Energia Ltda.", com atuação voltada ao setor de geração de energia elétrica.

De 2001 até 2004, seu principal investimento consistia em participação majoritária (51%) no capital social da MPX Termoceará Ltda. ("Termoceará"), operadora da UTE Termoceará, situada no município de Caucaia, no estado do Ceará, com capacidade instalada total de 220 MW. Em junho de 2005, a Petrobras adquiriu a totalidade do capital social da Termoceará.

Entre 2006 e 2007, a Companhia desenvolveu um portfólio de projetos de geração de energia no Brasil, operados por suas controladas, destacando-se as UTEs Porto do Pecém I e Porto do Itaqui, as quais, na primeira fase do leilão realizado pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica ("CCEE"), em junho de 2007, venderam quase a totalidade de suas respectivas capacidades de geração de energia (615 MW médios dos 725 MW de capacidade instalada total no caso da UTE Porto do Pecém I, e 315 MW médios dos 360 MW de capacidade instalada total no caso da UTE Porto do Itaqui), por meio de Contratos de Compra e Venda de Energia no Ambiente Regulado ("CCEARs") com duração de 15 anos, assegurando receitas fixas anuais e cobertura de custos variáveis (combustível, operação e manutenção) incorridos quando as plantas fossem convocadas a despachar pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico ("ONS"). Posteriormente, em 2023, a UTE Porto do Itaqui teve seu CCEAR postergado até dezembro de 2027.

Ainda no ano de 2007, em meio a um cenário econômico favorável, a Companhia foi transformada em sociedade por ações, alterou a sua denominação social para MPX Energia S.A., obteve seu registro como emissora de valores mobiliários perante a Comissão de Valores Mobiliários ("CVM") e lançou sua oferta pública inicial de ações ("IPO"), encerrada em janeiro de 2008, por meio da qual captou R\$ 2,0 bilhões visando o desenvolvimento de seus projetos. Desde então, a Companhia opera sob elevados padrões de governança corporativa, estando listada no segmento do Novo Mercado da B3 S.A. – Brasil, Bolsa, Balcão ("B3").

Em agosto de 2008, a EDP Energias do Brasil S.A. ("EDP") e a Companhia celebraram um acordo para participação conjunta no Complexo Termelétrico do Pecém, sendo que a EDP formalizou a parceria exclusivamente com relação à UTE Porto do Pecém I (na proporção de 50% / 50%), enquanto o projeto da UTE Porto do Pecém II^[1] continuou sendo desenvolvido exclusivamente pela Companhia. A UTE Porto do Pecém II, movida a carvão mineral, vendeu, no leilão de energia nova A-5 realizado pela CCEE em setembro de 2008, 276 MW médios dos 360 MW de capacidade instalada total da planta, por meio de contratos regulados de 15 anos, posteriormente prorrogados até setembro de 2028.

Em setembro de 2009, a Companhia celebrou com a Dommo Energia S.A. (nova razão social da OGX Petróleo e Gás S.A.) ("Dommo") um memorando de entendimentos formalizando a intenção de adquirir 33,3% da participação detida pela Dommo em sete blocos exploratórios terrestres na Bacia do Parnaíba ("Blocos"), além de um acordo de parceria com a Petra Energia S.A. ("Petra") para o desenvolvimento de projetos integrados de geração termelétrica utilizando o gás natural a ser produzido nos Blocos, sendo que o referido acordo previa que a Companhia teria uma participação de 70% nos projetos, cabendo os demais 30% à Petra.

Em maio de 2010, foi concluída a aquisição da participação nos Blocos, com a transferência da participação de 70% dos direitos e obrigações referentes aos Blocos, anteriormente detida pela Dommo, para a Parnaíba Gás Natural S.A. ("Parnaíba Gás Natural" ou "PGN"), sociedade de propósito específico em que a Companhia e a Dommo detinham, à época, respectivamente, 33,3% e 66,7% do capital social a qual foi posteriormente incorporada pela Companhia, em dezembro de 2018.

Em maio de 2011, foi declarada a comercialidade de dois campos de gás natural operados pela PGN na Bacia do Parnaíba.

Em junho de 2011, a Companhia adquiriu a UTE MC2 João Neiva S.A. e UTE MC2 Joinville S.A. da Bertin Energia e Participações S.A. Essas sociedades eram detentoras de autorizações para a construção de usinas

1.1 Histórico do emissor

termelétricas a gás natural liquefeito, com capacidade total de 660 MW, no estado do Espírito Santo, e haviam comercializado energia no leilão A-5 de 2008, equivalente a 450 MW médios, pelo prazo de 15 anos a partir de 2013. Em agosto de 2011, a ANEEL aprovou a referida aquisição, além das alterações na localização e nas características técnicas dos projetos, incluindo a nova capacidade instalada total de 676 MW, para o Complexo Termelétrico Parnaíba, no estado do Maranhão, visando a completa integração do gás natural da bacia do Parnaíba até a geração de energia. Com a aprovação, esse projeto se tornou as usinas termelétricas UTE Maranhão IV e UTE Maranhão V (em conjunto, "UTE Parnaíba I"), detida pela Parnaíba I Geração de Energia S.A. ("Parnaíba I")^[2], que posteriormente foi incorporada pela Parnaíba Geração e Comercialização de Energia S.A. ("PGC"). Em abril de 2025, a ANEEL aprovou a prorrogação do período de suprimento dos CCEARs em 50 dias para UTE Maranhão IV e 87 dias para UTE Maranhão V para fevereiro e março de 2028, respectivamente, conforme Despacho nº 1.130/2025.

Ainda em 2011, relativo ao Complexo Termelétrico Parnaíba, a Parnaíba II Geração de Energia S.A. ("Parnaíba II"), detentora de usina termelétrica^[3] com capacidade instalada de 519 MW, sagrou-se vitoriosa no projeto UTE Maranhão III ("UTE Parnaíba II") no leilão de energia nova A-3, realizado em agosto de 2011, e contratou a venda de 450 MW médios por um período de 20 anos contados a partir de fevereiro de 2014, o qual foi posteriormente alterado para julho de 2016.

Em setembro de 2011, a Companhia, por meio de sua coligada PGN, adquiriu 50% de participação no bloco exploratório terrestre PN-T-102 na Bacia do Parnaíba, de forma que a PGN passou a deter participação em oito blocos exploratórios terrestres na Bacia do Parnaíba, com área total superior a 24.500 km² e obteve licença para capacidade adicional de 1.894 MW em nome do Complexo Termelétrico Parnaíba, totalizando capacidade de 3.722 MW.

Em dezembro do mesmo ano, a PGN obteve a Licença Prévia para a produção de gás natural nos campos Gavião Real e Gavião Azul, ambos na Bacia do Parnaíba.

Em janeiro de 2012, a Companhia anunciou intenção de formar uma *joint venture* com o grupo Uniper^[4], com o objetivo de acelerar o crescimento e o desenvolvimento de projetos de energia no Brasil, bem como realizar aumento de capital com ingresso do grupo Uniper no capital social da Companhia.

Em abril de 2012, foram celebrados os documentos definitivos da operação, e, em maio do mesmo ano: (i) foi constituída *joint venture*, a Eneva Participações S.A. ("Eneva Participações"), com governança compartilhada, para desenvolvimento, com exclusividade, de novos projetos de geração de energia no Brasil e no Chile e de determinados projetos de energia térmica e renovável da carteira de empreendimentos da Companhia, totalizando 11.000 MW, transferidos para a Eneva Participações a valor contábil; (ii) o capital social da Companhia foi aumentado em R\$ 1,0 bilhão, integralmente subscrito pela Uniper Holding GmbH ("Uniper", sucessora legal por incorporação da DD Brazil Holdings S.A.R.L.) que passou a deter 11,7% do capital social da Companhia; (iii) 99,9% das debêntures, emitidas em junho de 2011, foram convertidas em ações de emissão da Companhia; e (iv) foi realizada a cisão parcial da Companhia, com versão da parcela cindida para uma nova companhia listada no Novo Mercado da B3, a CCX Carvão da Colômbia S.A., na qual a Companhia não detinha participação.

Em 1º de dezembro de 2012, a UTE Porto do Pecém I recebeu autorização da ANEEL para iniciar a operação comercial da primeira unidade geradora, com capacidade instalada de 360 MW.

Em abril de 2013, foi concluída a aquisição da totalidade do capital social da Parnaíba III Geração de Energia S.A.^[5] pela Companhia (35%), Eneva Participações (35%) e Petra (30%), titular do projeto da UTE MC2 Nova Venécia 2 ("UTE Parnaíba III"), com capacidade de 178 MW, e que comercializou energia no leilão A-5 de 2008, equivalente a 98 MW médios, pelo prazo de 15 anos a partir de 2013. Com a autorização do Ministério de Minas e Energia ("MME") para alteração do combustível e transferência de localidade do empreendimento, o projeto também foi transferido para a Bacia do Parnaíba. Em abril de 2025, a ANEEL prorrogou o respectivo CCEAR até outubro de 2028, conforme Despacho nº 1.130/2025.

1.1 Histórico do emissor

Na mesma linha, em de abril de 2013, a Companhia informou ao mercado a celebração, em conjunto com a Eneva Participações e a Petra, de contrato com a Kinross Brasil Mineração S.A. para implantação de projeto da UTE Parnaíba IV^[6] ("UTE Parnaíba IV"), com capacidade instalada de 56 MW, na Bacia do Parnaíba.

O ano de 2013 representou o início da operação comercial de diversos empreendimentos da Companhia. Entre janeiro e abril, a UTE Parnaíba I realizou sua sincronização com o Sistema Interligado Nacional ("SIN") e recebeu autorização da ANEEL para operar suas quatro turbinas, atingindo capacidade instalada total de 676 MW. Similarmente, entre fevereiro e abril a UTE Porto do Itaqui recebeu autorização da ANEEL para operar comercialmente com a sua capacidade instalada plena de 360 MW. Adicionalmente, em outubro, a UTE Parnaíba III iniciou as operações comerciais de sua primeira unidade geradora, com capacidade de 178 MW. Em novembro, a UTE Parnaíba IV finalizou sua sincronização com o SIN, atingindo sua capacidade nominal plena e iniciando suas operações comerciais como autoprodutor de energia elétrica no mês seguinte. Com isso, o Complexo Parnaíba, composto à época pelas usinas termelétricas Parnaíba I, Parnaíba III e Parnaíba IV, bem como PGN, como operadora e fornecedora de gás para tais usinas, atingiu a capacidade instalada operacional de 909 MW e consumo de gás natural de aproximadamente 6,0 milhões m³/dia.

Em maio de 2013, após a implementação de acordo de investimento celebrado em março do mesmo ano, entre o Sr. Eike Batista e a Uniper, a Uniper adquiriu ações de emissão da Companhia (detidas pelo Sr. Eike Batista e por determinados acionistas, detentores de opções de compra de ações de emissão da Companhia), representativas de 24,3% do capital social da Companhia, passando, então, a deter 36,2% do capital social da Companhia e celebrando um acordo de acionistas com o Sr. Eike Batista para exercício de controle compartilhado.

Em julho de 2013, foi aprovado o aumento de capital privado no valor de R\$ 800 milhões, dentro do limite do capital autorizado, com a observância ao direito de preferência para acionistas da Companhia, por meio do qual a Uniper passou a deter 38% do capital social da Companhia.

Em setembro de 2013, a Companhia alterou sua denominação social de MPX Energia S.A. para Eneva S.A.

Em outubro de 2013, a Companhia informou ao mercado a celebração de acordo de investimento com a Cambuhy Investimentos Ltda. ("Cambuhy"), a Uniper, a OGX Petróleo e Gás Participações S.A. e algumas de suas afiliadas, por meio do qual a Cambuhy e a Uniper acordaram investir R\$ 250 milhões na PGN. A operação foi concluída em fevereiro de 2014, mediante aumento de capital da PGN, integralmente subscrito e integralizado pelo Cambuhy I Fundo de Investimento em Participações ("Cambuhy I FIP"), veículo de investimento gerido pela Cambuhy e Uniper.

Em maio de 2014, a Companhia celebrou acordo com a Uniper e determinadas instituições financeiras, visando o aumento da disponibilidade de caixa da Companhia e de suas controladas diretas e indiretas ("Grupo Eneva") e o fortalecimento da sua estrutura de capital. Tal acordo envolvia um aumento privado de capital de até R\$ 1,5 bilhão, em duas etapas, a primeira sendo o financiamento de longo prazo à Pecém II e a segunda o reperfilamento das dívidas da Companhia. Com a subscrição de ações pela Uniper, no valor de R\$ 120 milhões, no qual a Uniper passou a deter 42% do capital social da Companhia.

Em julho de 2014, a Companhia alienou 50% das ações de emissão da Pecém II para a Uniper, por R\$ 400 milhões, passando ambas a deter 50% de participação, cada, da Pecém II Participações S.A., controladora da UTE Porto do Pecém II.

Em dezembro de 2014, a Companhia celebrou contrato com a EDP para alienar a totalidade de sua participação em Pecém I e do seu direito de capitalização de créditos concedidos à Pecém I, pelo valor de R\$ 300 milhões, a qual foi concluída em abril de 2015.

Também em dezembro de 2014, a Companhia e a sua subsidiária Eneva Participações ajuizaram, na Comarca do Estado do Rio de Janeiro, pedido de recuperação judicial.

No segundo semestre de 2015, como passo para a implantação do plano de recuperação judicial ("Plano de Recuperação"), foi aprovado aumento de capital privado, no valor de até R\$ 3,65 bilhões, como passo

1.1 Histórico do emissor

fundamental para a implantação do Plano de Recuperação. O aumento foi concluído em novembro de 2015, tendo sido subscrito e integralizado: (i) por meio da contribuição de ativos, no valor total de R\$ 1,3 bilhão; (ii) por meio da capitalização de créditos, no valor global de R\$ 983 milhões do total dos créditos quirografários contra a Companhia e inscritos na recuperação judicial; e (iii) aporte em dinheiro, totalizando a quantia de R\$ 9 milhões.

Em decorrência da contribuição de ativos, a Companhia passou a deter 100% da BPMB Parnaíba S.A., das usinas termelétricas Parnaíba I, Parnaíba II, Parnaíba III e Parnaíba IV e da Eneva Participações, além de 27,3% da PGN.

Com o referido aumento de capital, a Uniper e o Sr. Eike Batista, por meio dos veículos Centennial Asset Mining Fund LLC e Centennial Asset Brazilian Equity Fund LLC, tiveram suas participações reduzidas a 12,25% e 1,04%, respectivamente, deixando de figurar como acionistas controladores da Companhia.

Ainda no âmbito do Plano de Recuperação, foram celebrados, em março de 2016, acordos com a Cambuhy I FIP e a Dommo para aumento de capital de R\$ 1,2 bilhão, mediante a contribuição de participações e debêntures da PGN. Dessa forma, em junho de 2016, foi encerrada a recuperação judicial da Companhia e da sua subsidiária Eneva Participações.

Em julho de 2016, a UTE Parnaíba II iniciou operação comercial, conforme autorização da ANEEL. No mesmo mês, a Companhia celebrou acordo com a Prumo Logística S.A. ("Prumo") e a Porto do Açú Operações S.A., para encerrar litígios existentes entre as partes.

Em outubro de 2016, foram concluídos os acordos celebrados pela Companhia e o Cambuhy I FIP, e pela Companhia e a Dommo ("Acordos de Subscrição"). Com essa operação, a Companhia passou a deter 100% do capital social da PGN e implementou o modelo *Reservoir-to-Wire* ("R2W"), o qual conjuga duas atividades distintas e complementares de geração de energia e exploração e produção de gás.

Em agosto de 2017, a Companhia apresentou à CVM pedido de registro de oferta pública de ações ("Oferta de 2017"). Em virtude da Oferta de 2017, foram emitidas e integralizadas 75.862.069 novas ações de emissão da Companhia, ao preço por ação de R\$ 11,00, totalizando R\$ 834.482.759,00, com encerramento em outubro de 2017.

Em novembro de 2017, a Companhia adquiriu, por meio da PGN, 100% dos direitos e obrigações para exploração e produção de hidrocarbonetos da concessão do Campo de Azulão (Concessão BA-3), localizado na Bacia do Amazonas, estado do Amazonas, tendo a operação sido concluída em abril de 2018.

Já em 2018, a Companhia adquiriu 100% da participação detida pela Uniper Holding GmbH em Pecém II. Além disso, no mesmo ano, a UTE Parnaíba V, conhecida como Projeto Fechamento de Ciclo da UTE Parnaíba I, com capacidade instalada de 365 MW, sagrou-se vitoriosa no leilão de energia nova A-6 da ANEEL, realizado em agosto de 2018, contratando 326 MW médios e assegurando uma receita fixa anual de R\$ 272.377.314,57 (data-base: março de 2018), pelo prazo de 25 anos, a partir de janeiro de 2024, sendo o investimento total estimado para a implantação da planta à época de R\$ 1,3 bilhão.

O ano de 2018 também ficou marcado pela seguinte alteração normativa:

- o MME atualizou, em 2 de março, as condições para a contratação de solução de suprimento para o atendimento aos mercados consumidores situados nos Sistemas Isolados. A Portaria Nº 67/2018 permitiu a participação da Companhia no Leilão de Geração nº 01/2019 no qual se sagrou vencedora com a UTE Jaguatirica II;

Em dezembro de 2018, foi concluída a reestruturação societária da Companhia, que envolveu: (i) a incorporação de Parnaíba III Geração de Energia S.A. e Parnaíba IV Geração de Energia S.A. por Parnaíba II Geração de Energia S.A.; (ii) a emissão de debêntures simples em séries incentivada e não-incentivada no valor total de R\$ 866 milhões pela Parnaíba I; (iii) a emissão de debêntures simples no valor de R\$ 695 milhões pela Parnaíba II;

1.1 Histórico do emissor

(iv) o pagamento antecipado das 2ª e 6ª emissões de debêntures simples da PGN; e (iv) a incorporação da PGN pela Companhia.

Em março de 2019, foi lançada uma oferta pública de distribuição secundária, com esforços restritos, de 60.646.269 ações ordinárias de emissão da Companhia, que foi encerrada em abril de 2019 e por meio da qual determinadas entidades que passaram a ser acionistas da Companhia no âmbito do Plano de Recuperação alienaram suas participações no capital social da Companhia, dentre elas a Uniper, o Itaú Unibanco S.A. e Dommo Austria GMBH (sucessora da Dommo).

Em maio de 2019, a subsidiária integral Azulão Geração de Energia S.A. sagrou-se vitoriosa no leilão da ANEEL para Suprimento a Boa Vista e Localidades Conectadas de 2019, com o projeto de geração termelétrica UTE Jaguatirica II, com capacidade instalada de 141 MW, se obrigando a entregar 117 MW, a partir de junho de 2021, posteriormente postergado para janeiro de 2022, com receita fixa de R\$ 429.300.196,62 (data-base: novembro de 2018), reajustados anualmente pelo IPCA, além de receita variável quando despachada. O fornecimento de gás à UTE Jaguatirica II é realizado pelo Campo de Azulão, permitindo que a Companhia replicasse o modelo de negócios R2W na Bacia do Amazonas. Posteriormente, em decorrência da interligação de Boa Vista ao Sistema Interligado Nacional e da adequação da capacidade instalada, a usina teve suas características técnicas revisadas, passando a contar com potência instalada de 126 MW, conforme atos regulatórios aplicáveis.

Em junho de 2019, o Conselho Nacional de Política Energética ("CNPE") promulgou a Resolução nº 16/2019, que estabeleceu diretrizes e aperfeiçoamentos de políticas energéticas voltadas à promoção da livre concorrência no mercado de gás natural, e outras providências. A partir deste ato normativo, foi iniciada a consolidação normativa do programa do Governo Federal conhecido como "Novo Mercado do Gás", que prevê: a promoção da concorrência e aumento da competitividade no setor; a desverticalização da produção por parte do agente dominante (Petrobras); a padronização de regulamentações estaduais no que diz respeito a autoprodutores, auto importadores e consumidores livres, a fim de que estes sejam normatizados conforme dispositivos da ANP; que seja promovida o livre acesso a infraestruturas essenciais, como gasodutos de escoamento, transporte, Unidades de Processamento de Gás Natural ("UPGN") e terminais de liquefação e regaseificação; e reformas e medidas estruturantes na prestação de serviço de gás canalizado (distribuidoras estaduais de gás canalizados, detentoras de monopólio estadual via contratos de concessão).

Em agosto de 2019, o MME enquadrou o plano de investimento na exploração, desenvolvimento e produção de hidrocarbonetos na Bacia do Parnaíba como projeto prioritário para emissão de debêntures de infraestrutura, nos termos da Lei 12.431/2011, sendo o primeiro projeto no setor de exploração e produção de gás natural em terra enquadrado como prioritário pelo MME.

Em setembro de 2019, a Companhia adquiriu 100% de participação em seis blocos terrestres na Bacia do Parnaíba, no primeiro ciclo da Oferta Permanente, realizada pela ANP, com um Programa Exploratório Mínimo de 8.851 unidades de trabalho, a ser executado ao longo de 8 anos, e área total de 12.074,55 km². A Oferta Permanente de blocos exploratórios e acumulações marginais é modalidade licitatória em que a disponibilidade de áreas aos agentes é contínua, sendo o marco inicial dos ciclos licitatórios a apresentação de declaração de interesse e garantia de oferta por parte de agentes de mercado. A Companhia permanece habilitada a participar de todos os ciclos de licitação a serem realizados futuramente.

Em outubro de 2019, a Companhia sagrou-se vitoriosa no Leilão de Energia Nova A-6 (Leilão de Geração ANEEL nº 004/2019), com objetivo de expandir a UTE Parnaíba III, com o empreendimento Parnaíba VI, por meio da UTE MC2 Nova Venécia 2, com capacidade instalada adicional de 92 MW, também localizada no Complexo Parnaíba, no estado do Maranhão. Foram contratados 70 MW médios, com inflexibilidade operacional sazonal de 50%, assegurando uma receita fixa anual de R\$ 85.346.713,81 (data-base: abril de 2019), reajustada anualmente pelo IPCA, pelo prazo de 25 anos, a partir de janeiro de 2025.

Em dezembro de 2019, as UTEs Parnaíba I e Parnaíba III tiveram sua garantia física elevada em 130 MW médios e 30 MW médios, respectivamente, assim, a garantia física das usinas passou a totalizar 609,5 MW médios e 132 MW médios, respectivamente. A revisão da garantia física das UTEs foi condicionada à comercialização de energia no Leilão de Energia A-2 de 2019, da ANEEL, realizado em dezembro de 2019. A UTE Parnaíba III

1.1 Histórico do emissor

contratou 20 MW médios, assegurando uma receita fixa anual adicional de R\$ 18.699.391,88 (data-base: dezembro de 2019), enquanto a UTE Parnaíba I contratou 2 MW médios no Leilão, assegurando uma receita fixa anual de R\$ 2.021.689,88 (data-base: dezembro de 2019). As usinas receberam receita fixa a partir de janeiro de 2021, pelo prazo de dois anos, com reajuste anual, realizado no mês de novembro, de acordo com a variação do IPCA.

Em janeiro de 2020, foi concluída a incorporação da Parnaíba I, titular das outorgas da UTE Parnaíba I, pela PGC, sociedade titular da outorga do empreendimento UTE Parnaíba V.

Já em dezembro do mesmo ano, a Companhia adquiriu sete blocos exploratórios nas bacias terrestres do Amazonas e Paraná, bem como o Campo de Juruá, na bacia do Solimões, no segundo ciclo da Oferta Permanente, realizado pela ANP. Na Bacia do Amazonas, a Companhia adquiriu 100% de participação em três blocos, tendo ofertado um Programa Exploratório Mínimo total de 11.414 Unidades de Trabalho, a ser executado ao longo de 9 anos, na área total arrematada de 7.080,09 km². Na Bacia do Solimões, a Eneva adquiriu 100% de participação no Campo de Juruá ("Juruá"). Na bacia do Paraná, a Eneva adquiriu 70% de participação em quatro blocos, em consórcio com a Brava Energia S.A., com participação de 30%.

Em dezembro de 2021, a Companhia sagrou-se vitoriosa, por meio da UTE Parnaíba IV e da UTE Azulão ("UTE Azulão I"), na comercialização do produto potência no Leilão de Reserva de Capacidade, de 2021 da ANEEL ("Leilão nº 11/2021- ANEEL" ou "LRCAP 2021"). A UTE Parnaíba IV contratou uma capacidade de 39 MW médios, com receita fixa anual de R\$ 32.083.083,32 (data-base: julho de 2021), reajustada anualmente conforme a variação do IPCA, pelo prazo de 15 anos, a partir de julho de 2026, posteriormente antecipado para outubro de 2025, e a UTE Azulão I firmou compromisso de venda de potência de 267 MW médios, também pelo prazo de 15 anos, a partir de agosto de 2026, com receita fixa anual de R\$ 216.869.653,48 (data-base: julho de 2021), reajustada anualmente conforme a variação do IPCA.

Entre fevereiro e maio de 2022, a UTE Jaguatirica II, no estado de Roraima, recebeu autorização da ANEEL para iniciar a operação comercial de suas três unidades geradoras.

Em março de 2022 foi concluída a combinação de negócios entre a Focus Energia Holding Participações S.A. ("Focus") e a Companhia, realizada por meio da incorporação societária da Focus pela Eneva II Participações S.A. ("Eneva II") e da subsequente incorporação societária da Eneva II pela Companhia. A Focus atuava principalmente no segmento de comercialização de energia, e detinha o Projeto Futura, composto por usinas de geração de energia renovável de fonte solar, incluindo o Complexo Solar Futura 1, composto pelas UFVs Futura 1 a 22 e com 692,4 MWac de capacidade instalada, localizado no Município de Juazeiro, no estado da Bahia. A contraprestação totalizou R\$ 937 milhões, sendo R\$ 733 milhões pagos em dinheiro aos antigos acionistas da Focus e R\$ 204 milhões equivalentes à emissão de 17 milhões de novas ações da Eneva S.A. ao preço unitário de R\$ 11,98 (valor justo das ações na data de aquisição), entregues aos vendedores.

Em maio de 2022, a Companhia celebrou com a Suzano S.A. contrato para fornecimento de gás natural liquefeito ("GNL") às instalações industriais localizadas na cidade de Imperatriz, no estado do Maranhão, pelo prazo de 10 anos a partir de janeiro de 2025. Em julho deste mesmo ano, a Companhia celebrou contrato de fornecimento de GNL para as instalações industriais da Vale S.A. localizadas na cidade de São Luís, também no estado do Maranhão, pelo prazo de cinco anos a partir de janeiro de 2025. A celebração desses contratos foi um marco na consolidação da estratégia da Eneva para a ampliação das opções de monetização de gás natural, com expansão das atividades da Companhia passando a incluir a comercialização de GNL em pequena escala para terceiros.

Em junho de 2022, a Companhia realizou uma oferta pública de distribuição primária com esforços restritos de 300 milhões de novas ações ordinárias, nominativas, escriturais, sem valor nominal de emissão da Companhia, ao preço de R\$ 14,00, totalizando uma captação no montante de R\$ 4,2 bilhões.

Em agosto de 2022, a Companhia adquiriu 100% das ações emitidas pela CGTF – Central Geradora Termelétrica Fortaleza S.A. ("Termofortaleza") da Enel Brasil S.A., cujo principal ativo operacional era a UTE Fortaleza, uma usina termelétrica a gás, implantada a partir do Programa Prioritário de Termoeletricidade do governo federal, com capacidade instalada de 327 MW, localizada no município de Caucaia, no estado do Ceará. A UTE Fortaleza

1.1 Histórico do emissor

possuía contrato de comercialização de energia com a distribuidora Companhia Energética do Ceará S.A., celebrado em 31 de agosto de 2001 e com vigência até 2023, tendo recebido receita fixa bruta de R\$ 1.607 milhões durante o ano de 2023. A contraprestação transferida foi efetivada pela Companhia em 23 de agosto de 2022, no montante de R\$ 550 milhões, composto por R\$ 41 milhões relativos ao valor justo do pagamento contingente previsto em caso de reconstrução da planta ("Earn-out") a ser pago até 31 de dezembro de 2028, após o cumprimento de todas as condições precedentes acordadas. Posteriormente, em 15 de março de 2023, a Termofortaleza foi incorporada à Eneva S.A. Em função do encerramento do contrato de comercialização de energia com a distribuidora, ao final de dezembro de 2023, a UTE Fortaleza foi desligada e permanece em hibernação enquanto a Companhia avalia eventuais oportunidades para o ativo.

Em outubro de 2022, a Companhia concluiu a aquisição das ações da Cebarra – Centrais Elétricas Barra dos Coqueiros S.A. ("Cebarra") e da Celsepar – Centrais Elétricas de Sergipe Participações S.A. ("Celsepar"), controladora da Celse – Centrais Elétricas de Sergipe S.A. ("Celse"), tendo como principal ativo operacional a UTE Porto de Sergipe I, uma usina termelétrica a gás natural em ciclo combinado, com capacidade instalada de 1.593 MW, localizada em Barra dos Coqueiros, no estado de Sergipe, integralmente contratada no ambiente regulado até dezembro de 2044, fazendo jus a uma receita fixa anual de R\$ 2,0 bilhões (data-base: outubro de 2023), indexada ao IPCA. A UTE Porto de Sergipe I é suprida por meio de uma Unidade Flutuante de Armazenamento e Regaseificação ("FSRU"), que é afretada à Usina até 2044, com capacidade de até 21 MM m³/dia (milhões de m³/dia). A UTE Porto de Sergipe I possui contrato de suprimento de GNL pelo período de 25 anos, até dezembro de 2044. No âmbito da Operação Celse, a Companhia pagou aos vendedores o valor de R\$ 6,6 bilhões, além da assunção de dívida líquida no valor de R\$ 4,1 bilhões. A Eneva passou também a deter projetos de expansão adjacentes à UTE Porto de Sergipe I, que somam 3,4 GW de capacidade instalada. Desse montante, 1,3 GW foram contratados no Leilão de Reserva de Capacidade na Forma de Potência de 2026 ("LRCAP 2026").

Em setembro de 2022, a Companhia sagrou-se vencedora no 2º Leilão de Reserva de Capacidade na Forma de Energia – LRCE da ANEEL por meio de seus projetos de geração termelétrica UTE Azulão II e UTE Azulão IV (em conjunto denominadas "UTE Azulão II"), com capacidade instalada total de 590 MW, localizadas nas adjacências do Campo de Azulão, na Bacia do Amazonas. Nos termos do Contrato de Energia de Reserva ("CER"), a UTE Azulão II teve potência contratada de 521 MW médios, com inflexibilidade contratual de 70%, assegurando receita fixa anual durante o período de suprimento de R\$ 1.921.925.330,10 (data-base: maio de 2022), reajustada anualmente conforme a variação do IPCA. Adicionalmente, quando despachada acima da inflexibilidade contratual, a UTE Azulão II receberá receita variável de R\$150/MWh (data-base: maio de 2022) sobre a energia despachada acima da inflexibilidade, reajustada anualmente conforme a variação do IPCA. O Contrato de Energia de Reserva da UTE Azulão II terá vigência a partir de julho de 2027, considerando o prazo total de suprimento de 15 anos. A UTE Azulão II está sendo implantada em conjunto com a UTE Azulão I, tendo esta sido contratada no LRCAP 2021, originalmente na sua capacidade instalada de 295 MW que, após alterações de características técnicas, mudou a capacidade para 360 MW, conforme Despacho nº 489/2025/SCE/ANEEL. As usinas termelétricas Azulão I e II, que em conjunto terão 950 MW de capacidade instalada, marcam o início da construção do Complexo Azulão 950 na bacia do Amazonas.

Em novembro de 2022, a Companhia apresentou à ANP a Declaração de Comercialidade da descoberta de São Domingos, na Bacia do Parnaíba, na qual foi solicitado que a acumulação recebesse a denominação de Campo Gavião Mateiro, cujo Plano de Desenvolvimento ("PD") foi posteriormente aprovado via Resolução ANP nº 457 de 2023.

Ainda em novembro de 2022, se deu o início da operação da UTE Parnaíba V, concluindo o fechamento de ciclo simples da UTE Parnaíba I, adicionando capacidade de geração de energia sem a necessidade de consumo adicional de gás. A UTE Parnaíba V comercializou energia no ambiente de contratação livre até o final de 2023 e, a partir de janeiro de 2024, a usina passou a cumprir com seus contratos regulados, no âmbito do Leilão de Energia Nova A-6 de 2018 da ANEEL.

Em maio de 2023, foi iniciada a operação comercial de 100% do Complexo Solar Futura 1, elevando em 8% a capacidade total de geração solar centralizada na matriz elétrica brasileira. Com a conclusão do projeto, a Companhia passou a contar com uma base de ativos renováveis e com uma maior presença no mercado livre de

1.1 Histórico do emissor

energia. A partir de então, as diversas SPEs que compõe o Complexo Solar Futura 1 celebraram contratos de compra e venda de energia com empresas relevantes, tais como o grupo White Martins, do Grupo Vallourec e a SicBras Carbetto de Silício do Brasil Ltda., os quais permanecem vigentes até a presente data, celebrando ainda contratos para formação de parceria societária que tinham por objeto a geração de energia solar pelas SPEs para consumo pelas contrapartes na modalidade de autoprodução por equiparação.

Adicionalmente, em junho de 2023, foi realizada uma reorganização societária envolvendo a Eneva Participações III S.A. ("Eneva III") e a Companhia, por meio da qual a Eneva III tornou-se titular de 100% do capital social da Parnaíba Geração e Comercialização de Energia S.A. e da Parnaíba II Geração de Energia S.A. que, em conjunto, contemplam todas as seis usinas termelétricas do Complexo Parnaíba. Na sequência, a Companhia e o Itaú Unibanco S.A. celebraram acordo de investimento por meio do qual o Itaú investiu R\$ 1 bilhão na Eneva III e se tornou titular de ações preferenciais com direito de voto restrito, representativas de 15,0% do capital social total da Eneva III. Em dezembro de 2025, foi celebrado o segundo termo aditivo ao acordo de investimento por meio do qual o Itaú investiu o valor adicional de R\$ 200 milhões, se tornando titular de 17,1% do capital social total da Eneva III.

Ainda, em dezembro de 2023, a Eneva adquiriu 80% de participação na Área de Japiim, em consórcio com a Atem Participações S.A. ("Atem"), titular dos 20% remanescentes - sendo, contudo, o consórcio operado 100% pela Eneva. Em dezembro de 2025, a Companhia adquiriu da Atem os 20% remanescentes na Área de Japiim, se tornando, após a aprovação do CADE, realizada em março de 2026, titular dos 100% de participação na respectiva área.

Ao longo de 2024, como parte do planejamento estratégico da Companhia de simplificar e racionalizar a estrutura societária do grupo Eneva, com a consequente redução de custos operacionais, administrativos e possibilidade de obtenção de sinergias financeiras e fiscais, ao longo de 2024 a Companhia incorporou a DC Energia e Participações S.A., a Celse – Centrais Elétricas de Sergipe S.A., a FC One Energia Ltda., a Focus Energia Ltda. e a Platinum Comercializadora de Energia Participações Ltda.

Ainda em 2024, a Companhia divulgou que apresentou à ANP a Declaração de Comercialidade das descobertas: (i) Lago dos Rodrigues em três blocos na Bacia do Parnaíba (com solicitação de denominação de Campo Gavião Vaqueiro), representativa da 12ª área declarada comercial na Bacia do Parnaíba pela Eneva, com 284 km de linhas sísmicas 2D, três poços perfurados dentro do *Ring Fence* e estimativa de *gas-in-place* ("VGIP") da acumulação variável em 1,5 Bm³ (P90), 2,2 Bm³ (P50) e 3,3 Bm³ (P10); (ii) Anebá em dois blocos (com solicitação de denominação de Campo Tambaqui), com a perfuração de quatro poços dentro do *Ring Fence* e estimativa total de VGIP variando em 1,6 Bm³ (P90), 3,6 Bm³ (P50) e 5,7 Bm³ (P10), enquanto o total bruto de óleo e condensado varia em 8,8 MMBls (P90), 13,9 MMBls (P50) e 18,9 MMBls (P10); e (iii) um bloco em Silves, na Bacia do Amazonas (com solicitação de denominação de Campo Azulão Oeste), com a perfuração de seis poços dentro do *Ring Fence* e estimativa de VGIP da acumulação variando em 1,4 Bm³ (P90), 2,3 Bm³ (P50) e 6,1 Bm³ (P10).

Em julho de 2024, a Companhia celebrou memorandos de entendimento vinculantes com o Banco BTG Pactual S.A. ("BTG") para operações de reorganização societária, combinação de negócios e aquisição de sociedades por meio da qual a Eneva se tornaria controladora das termelétricas Tevisa Termelétrica Viana S.A. ("Tevisa"), composta pelas UTEs Viana, usina a óleo, com 175 MW de capacidade instalada e Viana I, usina a gás, com 37 MW de capacidade instalada; Povoação Energia S.A. ("Povoação"), composta pela UTE Povoação I, usina a gás, com 75 MW de capacidade instalada; Geradora de Energia do Maranhão S.A. ("Gera Maranhão"), composta pelas UTEs Geramar I e II, totalizando 332 MW de capacidade instalada e Linhares Geradora S.A. ("Linhares"), composta pelas UTEs LORM e LORM 1, com capacidade instalada total de 240 MW. A transação envolveu a aquisição de ativos alinhados à estratégia da Companhia com potenciais sinergias financeiras, societárias, operacionais e de SG&A.

Em setembro de 2024, foram celebrados pela Companhia (i) contrato de compra e venda de ações com o BTG Pactual Holding Participações S.A. ("BTGP"), tendo por objeto a aquisição pela Companhia de ações ordinárias representativas de 50% do capital social da Gera Maranhão de titularidade da BTGP, a qual foi consumada em novembro do mesmo ano; (ii) contrato de compra e venda de ações com o BTG Pactual Infraestrutura Dividendos

1.1 Histórico do emissor

Fundo de Investimento em Participações em Infraestrutura ("FIP BDIV"), tendo por objeto a aquisição, pela Companhia: (a) da totalidade das ações de emissão da Linhares, detidas pelo FIP BDIV; e (b) a totalidade das debêntures da segunda emissão da Linhares, de titularidade do FIP BDIV. Além das aquisições acima, a Companhia celebrou acordo de associação com a BTGP e o BTG, para a implementação de reorganização societária que consistiu na cisão parcial da BTGP com a subsequente incorporação da parcela cindida do patrimônio líquido da BTGP pela Companhia, composta exclusivamente por ações ordinárias de emissão da Tevisa e da Povoação, representativas de 100% de seus respectivos capitais sociais, mediante a emissão, em favor do BTG, na qualidade de acionista único de BTGP, de: (a) 119.322.767 novas ações ordinárias da Eneva; e (b) como vantagem adicional, três bônus de subscrição, sujeitos ao implemento das respectivas condições aplicáveis. Em julho de 2025, houve o pagamento de parcela adicional contingente no valor de R\$ 122.370.287,00 para os vendedores de Gera Maranhão, e emitidas 4.381.891 novas ações ordinárias pela Eneva em favor do BTG, em decorrência do exercício de bônus de subscrição aprovado em assembleia de acionistas realizada em setembro de 2024, no âmbito do Acordo de Associação, em virtude da antecipação da data de início dos Contratos de Potência de Reserva de Capacidade das UTEs Geramar I e II e da UTE Viana, decorrentes do Leilão nº 11/2021- ANEEL.

Em outubro de 2024, a Companhia realizou nova oferta pública de distribuição primária de 228.571.429 ações ordinárias, ao preço de emissão R\$ 14,00 por ação, perfazendo o montante total de R\$ 3,2 bilhões. Adicionalmente, em novembro de 2024, os acionistas remanescentes da Gera Maranhão, titulares dos 50% remanescentes do capital social exerceram o direito de *tag along* previsto no acordo de acionistas. Deste modo, a aquisição das ações ordinárias representativas da totalidade do capital social de Gera Maranhão, pela Eneva, foi concluída em dezembro de 2024.

Em janeiro de 2025, foram concluídas as incorporações da Tevisa, Povoação e Linhares, como parte do planejamento estratégico da Companhia de simplificar e racionalizar a estrutura societária do grupo Eneva, com a consequente redução de custos operacionais, administrativos e possibilidade de obtenção de sinergias financeiras e fiscais.

Em março de 2025, a UTE Parnaíba VI iniciou operação comercial com potência limitada em 87 MW. Com o início da operação comercial de Parnaíba VI, que conclui o fechamento de ciclo simples da UTE Parnaíba III, a Eneva adicionou capacidade de geração de energia ao seu portfólio sem a necessidade de consumo adicional de gás.

Em abril de 2025, a Companhia celebrou contrato de compra e venda de ações com a Ceiba Energy Fundo de Investimento em Participações Multiestratégia – Investimento no Exterior, visando à aquisição da totalidade das participações societárias em seis sociedades de propósito específico detentoras do Projeto Jandaia, um empreendimento termelétrico *greenfield* localizado no estado do Ceará, composto por um conjunto de projetos que somam aproximadamente 2,4 GW de capacidade potencial, dos quais 1,7 GW já foram contratados no LRCAP 2026 e já contam com licenças de instalação, além de licenças ambientais prévias e de instrumentos contratuais relacionados ao seu desenvolvimento. O empreendimento está localizado na região do Complexo Industrial e Portuário do Pecém, área estratégica para projetos de geração termelétrica e infraestrutura associada ao suprimento de gás natural.

Em julho de 2025, o MME aprovou a antecipação da data de início dos Contratos de Potência de Reserva de Capacidade decorrentes do Leilão nº 11/2021- ANEEL ("CRCAP 2021") das seguintes usinas (i) UTE Viana, sendo comprometida uma Disponibilidade de Potência de 166 MW médios no âmbito do CRCAP 2021; (ii) UTEs Geramar I e II, sendo comprometida uma Disponibilidade de Potência de 291 MW médios no âmbito do CRCAP 2021; e (iii) UTE Parnaíba IV, sendo comprometida uma Disponibilidade de Potência de 39 MW no âmbito do CRCAP 2021. A antecipação dos CRCAP 2021 proporcionou à Companhia um incremento de receita de cerca de R\$ 136 milhões para a UTE Viana, R\$ 197 milhões para as UTEs Geramar I e II e R\$ 29 milhões para a UTE Parnaíba IV, referente às receitas fixas originalmente contratadas (data base: novembro de 2024, cujas parcelas mensais foram reajustadas a partir de novembro de 2025 pelo índice de inflação IPCA acumulado de 12 meses até outubro de 2025), contribuindo para o fortalecimento da posição de caixa da Companhia e criando valor para seus acionistas com a adição de fluxo incremental ao anteriormente contratado.

1.1 Histórico do emissor

Em janeiro de 2026, a Companhia divulgou que apresentou à ANP a Declaração de Comercialidade da Descoberta de Colinas, na Bacia do Parnaíba (com solicitação de denominação de Campo Gaviãozinho), representativa da 20ª área declarada comercial na Bacia do Parnaíba pela Eneva, com 284 km de linhas sísmicas 2D, 3 poços perfurados dentro do *Ring Fence* e estimativa de VGIP da acumulação variável em 2,23 Bm³ (P90), 3,00 Bm³ (P50) e 3,98 Bm³ (P10).

Em março de 2026, a Companhia sagrou-se vencedora no LRCAP 2026 por meio de seus empreendimentos de geração termelétrica, novos e existentes, a seguir elencados:

I. Ativos Existentes

- **Usinas a gás natural do Espírito Santo:**

O complexo termelétrico operacional do Espírito Santo é composto pelas usinas termelétricas a gás natural UTE Povoação 1, UTE Viana 1 e UTE Luiz Oscar Rodrigues de Melo ("UTES do Espírito Santo"). As referidas usinas foram vencedoras do Produto 2026 no LRCAP 2026, tendo celebrado contratos de venda de potência pelo prazo de 10 anos, que asseguram receita fixa anual de R\$ 271.209.495,59 (data-base: setembro de 2025), reajustável anualmente pelo IPCA. Adicionalmente, a UTE Luiz Oscar Rodrigues de Melo celebrou Contrato de Potência de Reserva de Capacidade ("CRCAP") no Leilão nº 11/2021-Aneel, com compromisso de disponibilidade de 191 MW médio, pelo prazo de 15 anos, a partir de 1º de julho de 2026.

- **Usinas a gás natural do Complexo Parnaíba:**

As UTEs Parnaíba I e Parnaíba III firmaram contratos de venda de potência no LRCAP 2026, pelo prazo de 10 anos, assegurando receita fixa anual reajustada pelo IPCA, sendo: (i) UTE Parnaíba I, vencedora do Produto 2028, com receita fixa anual de R\$ 1.365.084.989,28 (data-base: setembro de 2025); e (ii) UTE Parnaíba III, vencedora do Produto 2028, com receita fixa anual de R\$ 354.581.022,63 (data-base: setembro de 2025). Ademais, as usinas possuem CCEARs vigentes, sendo o da UTE Parnaíba I até 27 de março de 2028 e o da Parnaíba III até 21 de outubro de 2028.

- **Usinas a carvão:**

A UTE Porto do Itaqui e a UTE Porto do Pecém II firmaram compromisso de venda de potência no LRCAP 2026 pelo prazo de 10 anos, assegurando receita fixa anual, reajustada anualmente por IPCA, conforme a seguir: (i) UTE Itaqui: sagrou-se vencedora no Produto 2031, com receita fixa anual de R\$ 503.587.732,58 (data-base: setembro de 2025); (ii) UTE Pecém II: sagrou-se vencedora no Produto 2031, com receita fixa anual de R\$ 510.755.626,08 (data-base: setembro de 2025). A UTE Itaqui possui CCEARs vigentes até 31 de dezembro de 2026, enquanto a UTE Pecém II possui CCEARs vigentes até 31 de dezembro de 2027.

II. Novos Projetos

- **Hub Sergipe:**

A UTE Porto de Sergipe II, composta pelas UTEs Porto de Sergipe II, III e V, é um novo empreendimento de geração termelétrica a gás natural a ser instalado no Hub Sergipe, nas adjacências da UTE Porto de Sergipe I e do terminal de GNL com capacidade de regaseificação de 21 MM m³/dia. O empreendimento foi vencedor do Produto 2028 no LRCAP 2026, com compromisso de venda de potência de 1.245 MW pelo prazo de 15 anos, assegurando receita fixa anual de R\$ 3.184.023.535,64 (data-base: setembro de 2025), reajustada pelo IPCA.

- **Hub Ceará:**

A UTE Jandaia II e a UTE Jandaia III (em conjunto denominadas "UTE Jandaia") são novos empreendimentos de geração termelétrica a gás natural que, em conjunto com um novo terminal de GNL a ser implementado no Porto do Pecém, compõem o Hub Ceará. O empreendimento foi vencedor do Produto 2029 do LRCAP 2026, com compromisso de venda de potência de 1.148 MW, pelo prazo de 15 anos,

1.1 Histórico do emissor

assegurando receita fixa anual de R\$ 3.119.073.832,68 (data-base: setembro de 2025), reajustada anualmente pelo IPCA.

- **Hub Sudeste:**

Os projetos UTE Porto Norte Fluminense II B, UTE Presidente Kennedy, UTE Presidente Kennedy I e UTE Jandaia 1 compõem o Hub Sudeste, conjunto de novos empreendimentos de geração termelétrica a gás natural. O Hub Sudeste foi vencedor do Produto 2031 no LRCAP 2026, com compromisso de venda de potência de 1.094 MW pelo prazo de 15 anos, assegurando receita fixa anual de R\$ 2.436.074.722,82 (data-base: setembro de 2025), reajustada anualmente pelo IPCA. Há possibilidade de estruturação de parceria para o desenvolvimento do projeto, com participação de terceiros de até 49%.

Cabe ressaltar que os empreendimentos de geração termelétrica vencedores do LRCAP 2026 ainda não tiveram seus respectivos CRCAPs assinados, com previsão de conclusão das assinaturas, conforme cronograma previsto no Edital do LRCAP 2026, conforme a seguir: (i) para o produto 2026, ao final do 1S26; e (ii) para os demais produtos, ao longo do 2S26.

Além dos contratos de capacidade firmados no LRCAP 2026, a Eneva celebrou contratos flexíveis de fornecimento de gás natural com terceiros vencedores do Leilão, totalizando 4,2 MM m³/dia por 15 anos a partir de 1º de outubro de 2028 e 1,3 MM m³/dia por 10 anos a partir de 1º de agosto de 2031. Como resultado do Leilão, a Companhia ampliou estruturalmente sua capacidade termelétrica instalada em 3,65 GW até 2031 e expandirá de forma relevante sua base de receitas contratadas de longo prazo, com adição de faturamento bruto fixo total de R\$ 161 bilhões (valores de setembro de 2025).

Em março de 2026, a Eneva celebrou contrato de compra e venda de ações com a Diamante Geração de Energia Ltda., envolvendo a alienação da totalidade das ações de emissão da Pecém II Geração de Energia S.A., titular da UTE Porto do Pecém II, que possui CCEAR vigentes até setembro de 2028 e vencedor do LRCAP 2026 (Produto 2031), com contratação de disponibilidade de potência pelo prazo de 10 anos a partir de agosto de 2031. A Pecém II foi avaliada por um *Enterprise Value* de R\$ 872 milhões (data-base: 31 de março de 2026), sujeito a ajustes, sendo previsto, ainda, pagamento contingente de até R\$ 149 milhões, condicionado à antecipação do início dos contratos de reserva de capacidade. A conclusão da operação está sujeita ao cumprimento de condições precedentes usuais, incluindo a aprovação pelo CADE. Na mesma data, a Eneva celebrou termo de cessão de área no Complexo Industrial do Pecém, assegurando o direito de implantação de terminal de GNL com capacidade de até 14 milhões m³/dia, viabilizando o desenvolvimento do Hub Ceará, destinado ao suprimento de gás natural das UTEs Jandaia II e Jandaia III, vencedoras do LRCAP 2026, com início contratual a partir de agosto de 2029.

No que diz respeito às informações setoriais e macroeconômicas relativas aos negócios da Companhia, esclarecemos o que segue:

Geração de Energia

Sinal Locacional

Por meio da Resolução Normativa nº 1.041 de 2022, a ANEEL, aprovou a nova metodologia de cálculo das Tarifas de Uso do Sistema de Transmissão ("TUST") e das Tarifas de Uso do Sistema de Distribuição para centrais de geração conectadas em 88 quilovolts (kV) e 138 kV ("TUSD-g"). Ao longo de cinco ciclos tarifários, a partir de 2023 e até 2028, haverá intensificação gradual do sinal locacional – ou seja, os agentes que mais a oneram pagarão proporcionalmente mais pelo serviço.

A nova metodologia começou a ser aplicada no ciclo tarifário 2023/2024, no qual 90% do cálculo seguiu a contabilização de custos anterior e 10%, o cálculo orientado pela intensificação de sinal locacional. A aplicação do cálculo será aumentada em 10 pontos percentuais a cada ciclo, até que se chegue, no ciclo 2027-2028, ao equilíbrio de 50% do cálculo considerando o custo nacional e 50%, o custo regional de transporte da energia. A ANEEL acredita que a sinalização eficiente de preços, por meio da tarifa flutuante, minimize efeitos de subsídios cruzados e favoreça a otimização da expansão do sistema de transmissão e da operação do sistema interligado.

1.1 Histórico do emissor

Para o ciclo 2026-2027, a Companhia prevê o contínuo e gradual aumento do custo com o Encargo de Uso do Sistema de Transmissão ("EUST"), influenciado tanto pela mudança de metodologia de cálculo, quanto pelo fim da estabilidade tarifária para alguns projetos, assim como bem demonstrado no ciclo anterior (2025-2026).

Petróleo e Gás

Em março de 2021, foi sancionada a Lei Estadual do Amazonas nº 5.420/2021, que dispõe sobre a prestação do serviço público de distribuição de gás natural canalizado sob o regime de concessão e sua regulamentação, sobre a comercialização de gás natural e as condições de enquadramento do consumidor livre, autoprodutor e auto importador no mercado de gás no estado do Amazonas. O novo marco legal reduziu o patamar para enquadramento nas categorias supracitadas para 300 mil m³/mês, incentivando a liberação de mercado, aumento da competição e desenvolvimento de projetos termelétricos e industriais abastecidos a gás natural sem interveniência da distribuidora local de gás canalizado.

Em abril de 2021, foi sancionada pelo Presidente da República a Lei nº 14.134/2021 ("Nova Lei do Gás"), posteriormente regulamentada pelo Decreto nº 10.712/2021 e pelo Decreto nº 12.153/2024. O referido marco legal traz relevantes avanços para indústria de gás natural, como a separação explícita das atividades de distribuição e comercialização, além de atribuir à ANP a responsabilidade pela classificação de gasodutos. Ademais, também substitui a lógica da construção de novos gasodutos de concessão para autorização, sendo esperada maior autonomia para que agentes de mercado desenvolvam rotas de escoamento conforme suas demandas comerciais. Compreende-se que a Nova Lei do Gás reforça um dos pilares de expansão da Companhia ao dar maior segurança jurídica ao desenvolvimento do setor.

Em agosto de 2021, foi publicada a Resolução CNPE nº 12/2021, que estabelece como interesse da política energética nacional a prorrogação da Fase de Exploração dos Contratos de Concessão e Partilha de Produção vigentes em virtude dos efeitos da pandemia sobre a indústria de petróleo e gás natural. A Fase de Exploração dos contratos foi prorrogada por 18 meses, conforme RANP nº 878, publicada em 2 de junho de 2022.

Em março de 2022, a Lei Estadual nº 11.662/2022, que dispõe sobre as normas gerais de prestação de serviço de movimentação de gás canalizado para consumidor livre, autoprodutor e auto importador no Estado do Maranhão, reduzindo para 100 mil m³/dia o limite para enquadramento nas categorias supracitadas, possibilitando o desenvolvimento de novos modelos de negócios e atendimento a mais clientes. Em 18 de junho de 2025, a Associação Brasileira dos Produtores Independentes de Petróleo e Gás ("ABPIP") ajuizou a ADI 7834 no STF contra a Lei, questionando 32 dispositivos que tratam dos serviços locais de gás canalizado, segundo a associação a lei estadual também estabelece, de forma indevida, normas gerais sobre o mercado de gás.

Em novembro de 2023, o Governo de Sergipe homologou o novo regulamento do gás canalizado no estado. Esta resolução trouxe avanços significativos para a abertura do mercado de gás natural no estado, resultando em Sergipe alcançando o segundo lugar no Ranking do Mercado Livre de Gás ("RELIVRE"). Em resumo, o RELIVRE é uma ferramenta de acompanhamento e métrica das normas estaduais que regulamentam as atividades de gás natural.

Houve ainda em 2024 a promulgação do Decreto 12.153/2024, instituindo o programa "Gás para Empregar", que em determinados aspectos atinge o segmento E&P. Com foco em aumentar a oferta de gás natural, o decreto destaca o papel da ANP no controle dos níveis de reinjeção e indica a possibilidade de revisão dos planos de desenvolvimento dos campos de produção, respeitada a viabilidade técnico-econômica visando a redução dos níveis de reinjeção de gás. O Decreto defende que não seja rejeitado gás para além do que seria tecnicamente necessário na maximização da produção de óleo, o que possibilitaria uma maior disponibilidade de gás natural no mercado. Além desses temas, o dispositivo mencionado também determina que o Plano Nacional Integrado das Infraestruturas de Gás Natural e Biometano seja elaborado pela EPE e aprovado pelo próprio MME. Também cria o Comitê de Monitoramento do Setor de Gás Natural e prioriza a aplicação da tarifa postal para o transporte, enquanto a regulação definitiva não for estabelecida pela ANP.

Em 2025, o setor de gás natural do Brasil viveu um ano de inflexão, marcado por intensa atividade regulatória após consolidação legal iniciada com a Nova Lei do Gás. O período registrou nível recorde de consultas e

1.1 Histórico do emissor

audiências públicas, com destaque para o debate sobre gasodutos e tarifas de transporte, além do avanço de regulações estaduais que revisaram margens e instituíram taxas de fiscalização sobre os comercializadores. Houve progresso na abertura do mercado, maior centralização do planejamento pelo governo federal, pressão por revisão da regulação de transporte, incorporação da Agenda Verde pela ANP e iniciativas relevantes em escoamento, processamento, importação e exploração, consolidando 2025 e início de 2026 como um marco regulatório e institucional para o desenvolvimento do gás natural.

[1] Então denominada UTE MPX II, operada pela Pecém II Geração de Energia S.A. (anteriormente denominada MPX Pecém II Geração de Energia S.A.) ("Pecém II").

[2] Operada pela Parnaíba I Geração de Energia S.A., posteriormente incorporada pela Parnaíba Geração e Comercialização de Energia S.A. ("PGC").

[3] Operada pela Parnaíba II Geração de Energia S.A. ("Parnaíba II").

[4] À época, o grupo Uniper era então conhecido por grupo E.ON. O grupo Uniper é resultado de uma cisão do grupo E.ON cujos efeitos se deram a partir de janeiro de 2016.

[5] Anteriormente denominada UTE MC2 Nova Venécia 2 S.A.

[6] Operada pela Parnaíba IV Geração de Energia S.A. (anteriormente denominada UTE Parnaíba IV Geração de Energia S.A.).

1.2 Descrição das principais atividades do emissor e de suas controladas

1.2. DESCRIÇÃO DAS PRINCIPAIS ATIVIDADES DO EMISSOR E DE SUAS CONTROLADAS

A Eneva S.A. ("Companhia" ou "Eneva") é uma empresa integrada de energia, pioneira no desenvolvimento e operação do modelo *reservoir-to-wire* ("R2W") no Brasil^[1], o qual integra a produção de gás em terra à geração de energia tendo sido uma das primeiras companhias privadas no Brasil a atuar desta forma integrada no setor de energia^[2].

A Companhia atua desde a exploração e produção de hidrocarbonetos até a geração e comercialização da energia elétrica, bem como na comercialização hidrocarbonetos e seus derivados, o que lhe possibilita a modulação do suprimento de combustível para suas usinas termelétricas ("UTES") movidas a gás natural, além da comercialização de gás natural direto para clientes finais na malha ("On-grid") ou fora da malha ("Off-grid" ou "Small Scale LNG" - "SSLNG").

Atualmente, a Companhia aplica o modelo R2W no Complexo Parnaíba, no estado do Maranhão, e no Sistema Integrado Azulão-Jaguaritica, nos estados do Amazonas e de Roraima.

Além das UTEs integrantes do Complexo Parnaíba e das UTEs operacionais e em construção supridas pelos campos da Bacia do Amazonas, a Eneva também possui em seu portfólio cinco usinas construídas a gás, supridas por GNL (própria ou de terceiros), em modelo *Gas-to-Power* ("G2P"), sendo elas: UTE Porto de Sergipe I, UTE Fortaleza, UTE Viana I, UTE Povoação I e a UTE Luiz Oscar Rodrigues de Melo, localizadas nas regiões Norte, Nordeste e Sudeste do país, além de um portfólio térmico adicional com mais de 3,6 GW recentemente contratados no Leilão de Reserva de Capacidade de 2026 (Leilão 2/2026) da Aneel ("LRCAP 2026"), que será construído nas regiões Nordeste e Sudeste e entrará em operação entre outubro de 2028 e agosto de 2031

A Eneva possui ainda em seu portfólio de ativos duas usinas à carvão, a UTE Porto do Itaqui e a UTE Porto do Pecém II, localizadas nas regiões Norte e Nordeste do país, respectivamente, e três UTEs movidas à óleo combustível nas regiões Sudeste e Norte do país, sendo elas, respectivamente, a UTE Viana, as UTEs Geramar I e II.

A Companhia possui também usinas fotovoltaicas ("UFVs") localizadas na Bahia e no Ceará, Complexo Solar Futura 1 e UFV Tauá, respectivamente.

Conforme últimos dados oficialmente divulgados pela Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis ("ANP") a Eneva figura como a segunda maior operadora produtora de gás natural e a maior operadora privada *onshore* no Brasil. Em 31 de março de 2026, as reservas provadas mais prováveis (2P)^[3] totalizou 47,0 bilhões de metros cúbicos (Bm³).

Ainda em 31 de março de 2026, a Companhia detinha recursos contingentes de gás natural (2C) de 24,0 bilhões de m³, na área de acumulação marginal de Juruá na Bacia do Solimões, conforme dados certificados pela *Gaffney, Cline & Associates* ("GCA") em 31 de dezembro de 2023. A Área de Japiim não possui ainda recursos certificados.

A Eneva possui capacidade instalada termelétrica total (considerando ativos construídos, com contratos regulados vigentes ou não, e ativos em construção), de 10,1 GW. Segundo dados da ANEEL, seu parque gerador termelétrico em operação possui capacidade instalada de 5,2 GW^[4], o que representa 19,8% da capacidade térmica instalada do país e 45,9% da capacidade de geração a gás natural.

No exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2025, a receita bruta^[5] consolidada da Companhia foi de R\$ 20.313 milhões. Desse montante, o portfólio de geração de energia (térmica e solar) da Companhia gerou uma receita bruta de R\$ 10.612 milhões decorrentes de Contratos de Comercialização de Energia Elétrica no Ambiente Regulado ("CCEARs") e Contratos de Potência de Reserva de Capacidade ("CRCAPs") e R\$ 1.398 milhões decorrentes de Contratos de Comercialização no Ambiente Livre ("CCEALs"), enquanto as receitas brutas provenientes da comercialização de energia elétrica, sem considerar as eliminações *intercompany* entre os

1.2 Descrição das principais atividades do emissor e de suas controladas

segmentos, totalizaram R\$ 8.062 milhões, e as receitas brutas de venda de gás, condensado e arrendamento, também sem considerar as eliminações *intercompany*, totalizaram R\$ 3.245 milhões.

Os CCEARs e CRCAPs vigentes e futuros possuem um prazo médio remanescente ponderado pelas receitas fixas das usinas de mais de 15 anos e, por conseguinte, geram um fluxo de caixa mínimo estável e receitas fixas que são atualizadas anualmente pela variação do Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo/IBGE (“IPCA”), ao passo que os CCEALs também são reajustados pelo IPCA. Por sua vez, os contratos de comercialização de energia e os contratos de disponibilidade de suprimento de gás ou de venda da molécula da Companhia possuem diferentes prazos e volumes, variando de obrigações de entregas com períodos inferiores a 1 ano a contratos de mais de 10 anos de vigência.

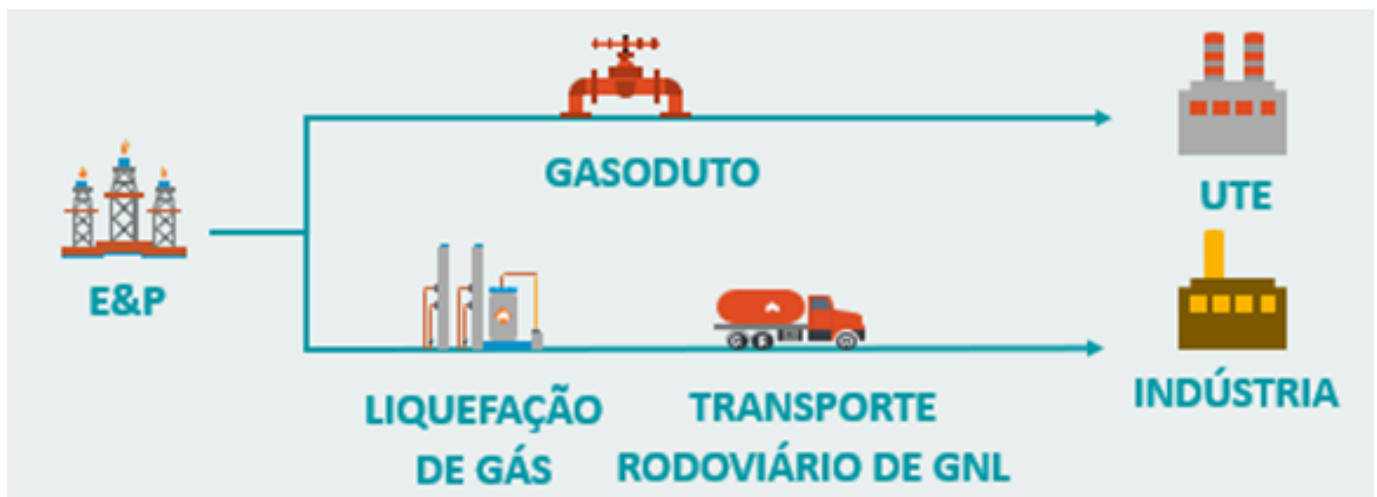
A capacidade da Companhia de desenvolvimento e operação de projetos termelétricos verticalizados, por meio do modelo R2W, possibilita uma posição competitiva diferenciada no segmento de geração de energia termelétrica^[6]. Esse posicionamento é particularmente estratégico para a segurança da matriz energética brasileira.

Principais Modelos de Negócio

(1) Modelo R2W

A Eneva foi pioneira, no Brasil, nas atividades integradas de produção de gás natural e geração de energia elétrica por intermédio do modelo R2W. Esse modelo permite que o gás natural seja transformado em energia elétrica, de forma mais eficiente e com menos custos para o sistema elétrico brasileiro.

Dessa forma, por meio do acesso direto às reservas de gás natural para geração de energia, a Companhia se posiciona de forma diferenciada dos demais competidores não-integrados no atendimento à crescente necessidade brasileira por novas e mais seguras fontes de energia, uma vez que é operadora dos campos produtores que fornecem o suprimento deste combustível para suas usinas de geração de energia elétrica movidas a gás natural. Desta maneira, nos ativos operados na modalidade R2W, a Companhia não depende de contratos de fornecimento de combustível com terceiros, nem da infraestrutura de terceiros (como, por exemplo, gasodutos) para produzir energia no modelo R2W. Seu modelo de independência de fornecimento e infraestrutura confere à Companhia um diferencial competitivo especialmente relevante no Brasil.



Além disso, a Companhia acredita que, diferentemente de outros projetos termelétricos cujo combustível é o gás natural, o modelo integrado da Companhia permite: (a) melhor gestão comercial dos contratos de fornecimento de gás, uma vez que, com exceção da UTE Parnaíba II, da UTE Parnaíba VI e da UTE Azulão II (em construção), todas as outras termelétricas em operação do Complexo Parnaíba (conforme abaixo definido) e do Complexo Azulão (conforme abaixo definido) não possuem qualquer inflexibilidade, ou seja, não há obrigação de geração mínima, sendo atreladas à ordem de despacho (acionamento) do Operador Nacional do Sistema Elétrico (“ONS”), fazendo jus ao recebimento da parcela da receita fixa mesmo nos períodos que não estão despachadas além de

1.2 Descrição das principais atividades do emissor e de suas controladas

(b) mitigar o risco de exposição às oscilações no preço da *commodity* de gás natural no mercado internacional, possibilitando maior previsibilidade do custo de geração da energia elétrica.

Dados do ONS^[7], por meio do Custo Variável Unitário ("CVU"), mostram que o gás natural *onshore*, explorado pela Companhia é mais competitivo em termos de custo de descoberta, desenvolvimento e produção por metro cúbico, resultando na geração de energia elétrica com custos mais atrativos para o sistema elétrico brasileiro.

Em 31 de dezembro de 2025, a operação R2W da Companhia era desenvolvida no Complexo Termelétrico Parnaíba ("Complexo Parnaíba") e no Sistema Integrado Azulão-Jaguatirica e posteriormente será desenvolvida no projeto Azulão 950, que será composto pela UTE Azulão I, que se encontra em fase de comissionamento e pela UTE Azulão II, que se encontra em fase de construção.

O Complexo Parnaíba é composto por seis usinas termelétricas movidas a gás natural e a vapor, todas em fase de operação comercial. Além disso, o Complexo tem o fornecimento de gás natural garantido de forma exclusiva pelo Sistema de Tratamento de Gás Natural do Parnaíba ("STGP") da Eneva, com capacidade de produção de 8,4 milhões de m³/dia.

Adicionalmente, na região Norte do país, a Companhia possui o Sistema Integrado Azulão-Jaguatirica, que consiste em uma usina termelétrica a gás, a UTE Jaguatirica II, com capacidade instalada de 126 MW, localizada no estado de Roraima, suprida pelo gás natural produzido e liquefeito do Campo de Azulão, localizado no estado do Amazonas. O processo do Sistema Integrado Azulão-Jaguatirica pode ser resumido em cinco etapas: (1) exploração e produção de gás natural no Campo de Azulão; (2) tratamento e liquefação do gás produzido, permitindo estoque e transporte na forma de gás natural liquefeito (GNL); (3) transporte rodoviário do GNL do Campo de Azulão, em Silves/AM, até Boa Vista/RR, em área adjacente à UTE Jaguatirica II, por meio de carretas carregadas com tanques criogênicos de GNL (distância de 1.100 km, via rodovia pavimentada já existente); (4) tancagem do GNL em área adjacente à UTE Jaguatirica II; e (5) regaseificação do GNL para utilização na geração termelétrica.

A Companhia também encontra-se em meio a implantação do projeto Azulão 950, até 2027, que consiste na construção da UTE Azulão I, movida a gás natural, com 360 MW de capacidade instalada, e da UTE Azulão II, de 590 MW de capacidade instalada, também movida a gás natural. Ambos os projetos serão construídos como um único complexo termelétrico com gás fornecido pelos campos da bacia do Amazonas, adjacentes às térmicas e operados pela Eneva ("Complexo Azulão 950").

O modelo R2W é empregado na bacia terrestre do Parnaíba e Amazonas, e poderá ser replicado em outras bacias terrestres com potencial para exploração e produção de gás natural e linhas de transmissão próximas. A replicação do modelo R2W é uma opção de monetizar o gás natural em áreas remotas por meio da geração de energia elétrica, dada a carência de infraestrutura para escoamento e transporte do gás natural no Brasil.

Vale ressaltar o reconhecimento do MME quanto à eficácia do modelo, expressado através das recomendações constantes do Relatório Final do Programa de Revitalização das Atividades de Exploração e Produção de Petróleo e Gás Natural em Áreas Terrestres ("REATE")^[8].

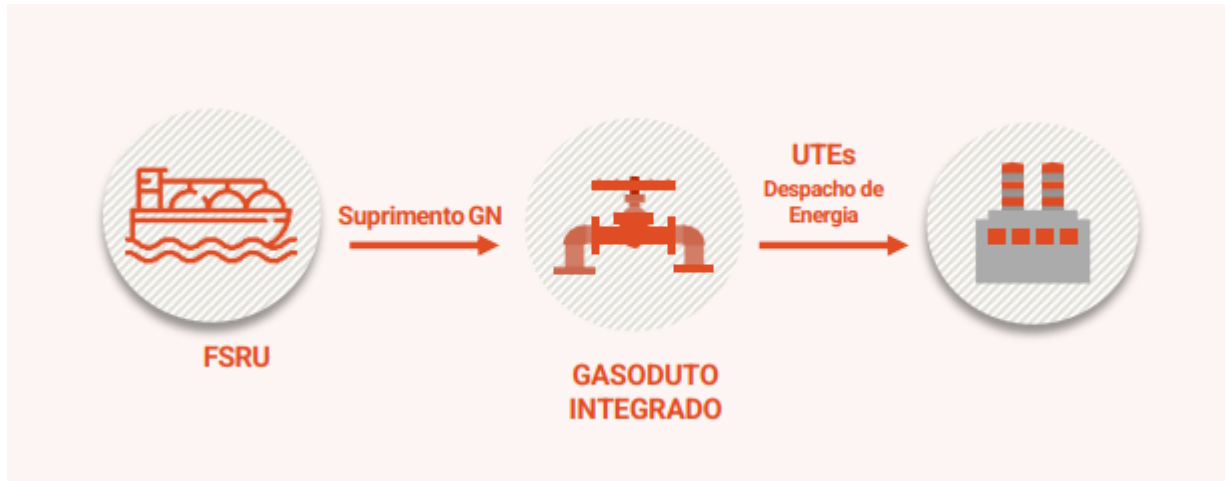
As usinas termelétricas do modelo R2W caracterizam-se pelo baixo custo variável de geração, o que propicia tarifas módicas na geração aos consumidores, além de serem opções importantes de mitigação de risco de déficit no suprimento de energia elétrica, em razão da flexibilidade que conferem à operação do sistema. Esse fator ganha ainda mais relevância no atual contexto de expansão de fontes intermitentes, como a eólica e a fotovoltaica^[9].

(2) Modelo G2P

Desde 2022, com a aquisição da UTE Porto de Sergipe I, a Eneva também atua na geração termelétrica a gás natural por meio do modelo G2P, e a Companhia vem expandindo a sua presença no mercado de geração principalmente por esse modelo.

1.2 Descrição das principais atividades do emissor e de suas controladas

O modelo G2P consiste na estruturação integrada entre a operação do terminal de GNL, com o suprimento de gás natural por meio de uma unidade de estocagem e regaseificação de gás natural ("Floating Storage Regasification Unit" ou "FSRU") e a geração termelétrica, na qual o gás é adquirido de terceiros e destinado prioritariamente ao consumo das usinas termelétricas. Esse arranjo permite maior previsibilidade de custos de combustível, redução da exposição a riscos de suprimento, e maior eficiência operacional na contratação, logística e gerenciamento do uso do gás natural. O modelo G2P contribui para a segurança energética do Sistema Interligado Nacional ("SIN") e para a competitividade da geração termelétrica, especialmente em cenários de maior despacho térmico.



No caso da Eneva, as usinas que operam em modelo G2P são abastecidas por GNL importado regaseificado nos FSRUs, conectados à rede de gás natural, e podem ser supridas tanto diretamente pelo navio FSRU, quanto pelo gás natural proveniente do FSRU, mas com suprimento via malha nacional de gasodutos.

Em 31 de dezembro de 2025, a operação G2P da Companhia era desenvolvida no Hub Sergipe, formado por um navio FSRU de capacidade de regaseificação de 21 milhões de m³/dia, arrendado para a Companhia até dezembro de 2044 e conectado à malha nacional de gasodutos, e pela UTE Porto de Sergipe I, usina movida a gás natural e suprida diretamente pelo FSRU por meio de conexão direta via tubulação ("Riser").

A Eneva também conta com um contrato de suprimento de GNL de longo prazo, também até dezembro de 2044, prazo de suprimento equivalente ao contrato regulado da UTE Porto de Sergipe I.

O Hub Sergipe também irá suprir as usinas próprias a gás natural da Companhia a UTE Viana I, a UTE Povoação I e a UTE Luiz Oscar Rodrigues de Melo, a partir do início de seus contratos regulados no segundo semestre de 2026, que receberão o gás natural regaseificado no FSRU do Hub Sergipe pela rede de transporte de gás natural via malha de gasodutos nacional. Por fim, a partir de outubro de 2028, o Hub Sergipe também suprirá o portfólio termelétrico próprio adicional de 1,3 GW, recentemente contratado no LRCAP 2026, que será construído nas adjacências da UTE Porto de Sergipe I, e também operará em modelo G2P.

Adicionalmente, a Eneva irá implementar dois novos hubs de gás natural na modalidade G2P, o Hub Ceará e o Hub Sudeste, que abastecerão o portfólio termelétrico de 1,2 GW no estado do Ceará e de 1,2 GW na região sudeste do país, representando projetos térmicos próprios também contratados no âmbito do LRCAP 2026, e também a partir de FSRUs a serem instaladas e operadas pela Eneva nessas regiões. Dessa forma, a Eneva ampliando a atuação do modelo G2P para duas outras regiões, adicionando ainda mais flexibilidade e complementaridade ao portfólio.

(3) Comercialização de Gás Natural - Modelos *On-grid* e *Off-grid*

Em 2025 a Companhia consolidou e materializou importantes frentes de crescimento mapeadas em seu plano de negócios, relacionadas aos novos modelos de negócios desenvolvidos focados na monetização da molécula de gás natural, próprio ou de terceiros e, considerando as particularidades de cada região do Brasil, para clientes conectados ou não à malha de gasodutos nacional.

1.2 Descrição das principais atividades do emissor e de suas controladas

Modelo Comercialização de Gás *Off-grid* (ou SSLNG):

Essa nova frente de monetização do gás natural busca maximizar o retorno de seus ativos e garantir fluxo de receita firme em bases comercialmente atrativas. A partir da planta de liquefação de gás natural construída nas adjacências da Unidade de Tratamento de Gás Natural do Complexo Parnaíba, com capacidade total de liquefação de 600 mil m³/dia, o gás natural produzido é liquefeito e vendido para clientes que não possuem acesso à malha de gás.

Ao final de 2024 foi iniciada a operação comercial da planta com a capacidade parcial de 300 mil m³/dia de gás natural, com produção suficiente para atendimento aos contratos firmados com clientes industriais e distribuidoras. Em 2025, a operação se consolidou, com a entrada em operação comercial de 100% da capacidade nominal da planta de liquefação de 600 mil m³/dia no início de 2025, marcando o primeiro ano completo de geração de receitas desse modelo de negócios que proporciona maior previsibilidade de caixa à Companhia por meio dos contratos *take-or-pay* firmados com os clientes.

Esse modelo também contribui para a redução dos impactos ambientais totais do sistema, ao oferecer o gás natural como alternativa eficiente aos tradicionais combustíveis mais poluentes utilizados nas operações de clientes industriais, distribuidores regionais e empresas que utilizam transporte de carga pesada. Nessa frente, a Eneva possui parcerias estratégicas com outras empresas para a implementação do primeiro Corredor Azul do Brasil, já em implementação com os primeiros postos de GNL construídos em 2025 para abastecer a frota crescente de caminhões a GNL, posicionados de forma estratégica para apoiar a transição de combustível do transporte rodoviário de carga pesada em rotas previamente identificadas com maior potencial de conversão.

Com o objetivo de capturar novas oportunidades relacionadas a esse modelo de negócios, em 2025 a Companhia tomou a decisão de investimento para a expansão da planta de liquefação para 900 mil m³/dia, ampliando sua capacidade nominal em 50%. O início da operação comercial está previsto para 2027, trazendo potencial adicional de receitas para a Companhia nos próximos anos a partir de novos contratos a serem firmados, que serão um importante foco de atuação da frente comercial da Eneva em 2026.

Modelo Comercialização de Gás *On-grid*:

Ao final de 2024, com a conclusão da conexão do Hub Sergipe, composto pela UTE Porto do Sergipe I e pelo terminal de GNL (navio FSRU), à malha de gasodutos nacional, a Eneva consolidou seu novo modelo de Comercialização *On-grid*.

Em 2024 a Companhia também lançou a sua mesa de *trading* de gás, óleo e condensado ("Mesa de Gás"), buscando aproveitar as oportunidades provenientes da abertura do mercado livre de gás e oferecer produtos customizados e diversificados ao mercado, incluindo soluções de suprimento firmes ou flexíveis aos clientes. O foco de operação da Mesa de Gás contempla, além da busca por novos clientes para escalonar o negócio.

A partir da conclusão da integração à malha do terminal de regaseificação de GNL (o FSRU do Hub Sergipe), a Companhia passou a oferecer soluções de abastecimento customizadas às necessidades de diferentes perfis de clientes, incluindo a oferta de contratos de suprimento de gás tanto flexíveis quanto firmes de curto e médio prazos, quanto operações *spot* pontuais, centralizadas pela Eneva. Essa nova gama de serviços ofertados pela Companhia possui um mercado potencial que abrange distribuidoras, indústrias, transportadoras, *traders* de GNL, e sobretudo, usinas termelétricas com demanda por uma solução flexível de suprimento de gás natural, produto de oferta restrita em um mercado tradicionalmente dominado pelo fornecimento inflexível de gás principalmente por grandes empresas produtoras de óleo e gás natural ("Integrated Oil Companies" – "IOCs")

Em 2025, mesmo em um mercado ainda em desenvolvimento no país, marcado por restrições de liquidez decorrentes de custos elevados e desafios na flexibilidade operativa, a Mesa de Gás da Eneva apresentou, em seu primeiro ano completo, uma trajetória consistente de crescimento, atingindo 395,8 milhões de m³ de gás natural negociados, reforçando a capacidade da Eneva de aproveitar oportunidades de mercado, impulsionado pelo fluxo de recebimento dos contratos de fornecimento de gás 100% flexíveis, e evolução no volume negociado de gás natural na malha.

1.2 Descrição das principais atividades do emissor e de suas controladas

A Companhia também capturou oportunidades no mercado de GNL a partir da otimização de suas cargas com a operação da Mesa de Gás, aproveitando condições conjunturais favoráveis e momentos de arbitragem de preços nos mercados de *commodities*, por meio de negociações junto ao supridor de GNL. Essas operações, ainda que oportunísticas, evidenciam a capacidade da Companhia de identificar e executar oportunidades de monetização de seu portfólio de ativos, além de gerar valor através de oportunidades de mercado.

Principais Segmentos de Negócios

Os principais segmentos operacionais da Companhia são: (i) *Upstream*; (ii) Térmicas a gás; (iii) Térmicas a carvão; (iv) Térmicas à óleo; (v) SSLNG; (vi) Comercialização de Energia; (vii) Hub Sergipe; (viii) Usinas solares; e (ix) Holding e outros.

Upstream

A Eneva possui ativos de exploração e produção de gás natural situados em 4 unidades federativas do Brasil: Maranhão (Bacia Sedimentar do Parnaíba), Amazonas (Bacias Sedimentares do Amazonas e do Solimões), Mato Grosso do Sul e Goiás (Bacia Sedimentar do Paraná).

Em 31 de março de 2026, no estado do Maranhão, a Companhia era concessionária e operadora de 20 ativos de exploração e produção de petróleo e gás natural para viabilizar o fornecimento de gás natural do Complexo Parnaíba – sendo estes ativos 6 blocos exploratórios, 1 plano de avaliação de descoberta ("PAD"), 12 campos de gás natural, sendo 8 em produção e 4 em fase de desenvolvimento e 1 área de desenvolvimento.

Em 31 de dezembro de 2025, as reservas 2P de gás natural da Eneva na Bacia do Parnaíba, certificadas pela GCA e divulgadas em 05 de março de 2026, eram de 37,93 bilhões de m³ e de 1,57 milhões de barris de condensado. Com base nestes volumes certificados ao final de 2025 e descontando as respectivas produções de gás natural e condensado do primeiro trimestre de 2026, as reservas 2P da Companhia nesta bacia totalizaram 37,48 bilhões de metros³ de gás natural e 1,56 milhões de barris de condensado em 31 de março de 2026.

Em 31 de março de 2026 no estado do Amazonas, a Companhia era concessionária e operadora de 7 ativos de exploração e produção de petróleo e gás natural, sendo 3 blocos exploratórios, 2 áreas de acumulação marginal e 2 campos. O primeiro ativo da Companhia no Amazonas foi o campo de Azulão, localizado na Bacia do Amazonas, declarado comercial em 2004 e adquirido junto à Petrobras em maio de 2018.

Em 31 de dezembro de 2023, as reservas 2P na Bacia do Amazonas, certificadas pela GCA e divulgadas em 15 de fevereiro de 2024, eram de 10,05 bilhões de metros³ e de 9,54 milhões de barris de óleo e condensado. Com base nestes volumes certificados ao final de 2023 e descontando as respectivas produções de gás natural e condensado dos anos de 2024 e 2025, e do primeiro trimestre de 2026, as reservas 2P totalizariam 9,52 bilhões de metros³ de reservas de gás natural e 9,39 milhões de barris de condensado em 31 de março de 2026 nesta bacia. Já na Bacia do Solimões, também no estado do Amazonas, foram certificados pela GCA para a Área de Acumulação Marginal de Juruá, em 31 de dezembro de 2023, 24,04 bilhões m³ de recursos contingentes de gás natural (2C). Estes volumes se mantêm inalterados.

Nos estados do Mato Grosso do Sul e de Goiás, a Companhia atua como operadora de 100% dos 4 ativos de exploração de petróleo e gás natural que, possui concessão em conjunto com a Brava Energia S.A. ("Brava"). A Eneva detém 70% da concessão e a Brava detém os 30% restantes. Os blocos totalizam uma área de 11.544 km² na Bacia Sedimentar Terrestre do Paraná, tendo os ativos sido arrematados no âmbito do 2º Ciclo Licitatório da Oferta Permanente, em dezembro de 2020, com PEM ofertado de 7.548 UTs, a ser executado em até 7 anos.

A tabela abaixo resume as concessões vigentes da Eneva pela fase de maturação de cada ativo (Exploração e Produção). A divisão considera aquela definida no contrato de concessão da ANP, em que a declaração de comercialidade ("DC") separa as Fase de Exploração (que inclui as etapas de exploração e de avaliação) e Fase de Produção (que inclui as etapas de desenvolvimento e de produção). A exceção é a área de acumulação marginal de Juruá, que se encontra em Fase de Reabilitação.

1.2 Descrição das principais atividades do emissor e de suas controladas

FASE DE EXPLORAÇÃO/PRODUÇÃO/REABILITAÇÃO						
Bloco	Bacia	UF	BID	Número do Contrato	Participação	Vigência
PN-T-48	Parnaíba	MA	9	48610.001414/2008-60	100% Eneva	31/12/2029
PN-T-47	Parnaíba	MA	OP1	48610.222047/2019-99	100% Eneva	14/05/2028
PN-T-48A	Parnaíba	MA	OP1	48610.222048/2019-33	100% Eneva	14/05/2028
PN-T-66	Parnaíba	MA	OP1	48610.222049/2019-88	100% Eneva	14/05/2028
PN-T-67A	Parnaíba	MA	OP1	48610.222050/2019-11	100% Eneva	14/05/2028
PN-T-68	Parnaíba	MA	OP1	48610.222051/2019-57	100% Eneva	14/05/2028
PN-T-102A	Parnaíba	MA	OP1	48610.222046/2019-44	100% Eneva	14/05/2028
AM-T-62	Amazonas	AM	OP2	48610.204665/2021-71	100% Eneva	28/12/2030
AM-T-84	Amazonas	AM	OP2	48610.204666/2021-16	100% Eneva	28/12/2030
AM-T-85	Amazonas	AM	OP2	48610.204667/2021-61	100% Eneva	28/12/2030
PAR-T-86	Paraná	MS/GO	OP2	48610.204678/2021-41	70% Eneva 30% Brava	28/12/2028
PAR-T-99	Paraná	MS	OP2	48610.204679/2021-95	70% Eneva 30% Brava	28/12/2028
PAR-T-196	Paraná	MS	OP2	48610.204676/2021-51	70% Eneva 30% Brava	28/12/2028
PAR-T-215	Paraná	MS	OP2	48610.204677/2021-04	70% Eneva 30% Brava	28/12/2028
Áreas de Desenvolvimento	Bacia	UF	BID	Número do Contrato	Participação	Vigência
Gaviãozinho	Parnaíba	MA	OP1	48610.222046/2019-44	100% Eneva	15/02/2051
PAD	Bacia	UF	BID	Número do Contrato	Participação	Vigência
Tianguar	Parnaíba	MA	na	48610.001414/2008-60	100% Eneva	31/12/2029
Ac. Marginal	Bacia	UF	BID	Número do Contrato	Participação	Vigência
Juruá	Solimões	AM	OP2	48610.204682/2021-17	100% Eneva	28/12/2028
Japiim	Amazonas	AM	OP4	48610.205860/2024-61	100% Eneva	11/11/2027
FASE DE PRODUÇÃO						

1.2 Descrição das principais atividades do emissor e de suas controladas

Campo	Bacia	UF	BID	Número do Contrato	Participação	Vigência
Azulão	Amazonas	AM	0	48000.003460/97-02A	100% Eneva	31/12/2043
Gavião Azul	Parnaíba	MA	9	48610.001418/2008-48	100% Eneva	29/04/2038
Gavião Real	Parnaíba	MA	9	48610001418/2008-48	100% Eneva	28/04/2038
Gavião Branco	Parnaíba	MA	9	48610.001418/2008-48	100% Eneva	05/12/2039
Gavião Caboclo	Parnaíba	MA	9	48610.001415/2008-12	100% Eneva	18/06/2042
Gavião Branco Norte	Parnaíba	MA	9	48610.001415/2008-12	100% Eneva	25/06/2042
Gavião Vermelho	Parnaíba	MA	9	48610.001418/2008-48	100% Eneva	20/08/2042
Gavião Preto	Parnaíba	MA	9	48610.001417/2008-01	100% Eneva	03/01/2043
Gavião Tesoura	Parnaíba	MA	9	48610.001415/2008-12	100% Eneva	24/09/2045
Gavião Carijó	Parnaíba	MA	9	48610.001413/2008-15	100% Eneva	17/12/2046
Gavião Belo	Parnaíba	MA	OP1	48610.222046/2019-44	100% Eneva	25/02/2048
Gavião Mateiro	Parnaíba	MA	OP1	48610.222046/2019-44	100% Eneva	10/11/2049
Gavião Vaqueiro	Parnaíba	MA	OP1	48610.222050/2019-11	100% Eneva	15/02/2051
Tambaqui	Amazonas	AM	OP2	48610.204666/2021-16	100% Eneva	15/02/2051

A Eneva também tem destinado esforços para expansão da sua malha de gasodutos de escoamento da produção de gás natural, com foco no suprimento das usinas termelétricas do Complexo Parnaíba. Atualmente, a Companhia conta com 502 quilômetros de gasodutos instalados nesse complexo.

Térmicas a Gás

O Complexo Parnaíba possui um parque de geração de 1,9 GW de capacidade instalada, 100% operacional e sua estrutura de geração de energia elétrica está integrada à produção de gás natural. As UTEs Parnaíba I, Parnaíba III e Parnaíba IV estão em operação comercial desde 2013, enquanto as UTEs Parnaíba II, Parnaíba V e Parnaíba VI estão em operação comercial desde 2016, 2022 e 2025, respectivamente. Todas as usinas do Complexo Parnaíba integram o subsistema Norte do Sistema Interligado Nacional (“SIN”).

No Amazonas, a Companhia sagrou-se vencedora nos seguintes projetos, por meio dos quais contratou novas usinas a gás:

- Leilão para Suprimento de Boa Vista e Localidades Conectadas, em maio de 2019, com a UTE Jaguatirica II, operando em capacidade total desde maio de 2022. A usina, que anteriormente atendia o Sistema Isolado de Roraima, foi conectada ao Linhão Manaus-Boa Vista em 10 de setembro de 2025, passando a ser despachada de forma centralizada no SIN desde então;
- 1º Leilão de Reserva de Capacidade da ANEEL, em dezembro de 2021, com a UTE Azulão I (em construção), com expectativa de início de operação comercial a partir do segundo semestre de 2026; e
- 2º Leilão de Reserva de Capacidade na forma de energia - LRCE da ANEEL, em setembro de 2022, com a UTE Azulão II (em construção), com expectativa de início de operação comercial em 2027.

1.2 Descrição das principais atividades do emissor e de suas controladas

Adicionalmente, a Companhia adquiriu a usina termelétrica operacional a gás natural UTE Porto de Sergipe I em 2022, com CCEARs vigentes até dezembro de 2044, além da UTE Fortaleza também em 2022, que estava operacional à época, mas cujo contrato regulado se encerrou em dezembro de 2023 e que atualmente encontra-se em hibernação.

Com a aquisição dos ativos termoelétricos do BTG concluída em 2024, houve o incremento da capacidade instalada da Companhia, em gás natural para 352 MW adicionais.

A venda de energia das referidas usinas é realizada por meio de:

- CCEARs celebrados por PGC e Parnaíba II para as UTEs Parnaíba I, Parnaíba II, Parnaíba III, com receita bruta fixa anual total de R\$ 1,8 bilhão (no ciclo 2025/2026). Esses contratos incluem: (1) receitas fixas pela disponibilidade de venda de energia, reajustada anualmente ao IPCA, (2) receitas variáveis quando há despacho regulatório pelo ONS atrelada a Custo Variável Unitário ("CVU"), destinada a cobrir os custos de combustível (no caso da UTE Parnaíba I, atualizados mensalmente pela variação da *commodity* Henry Hub e da taxa de câmbio BRL/USD), e (3) operação e manutenção (atualizados anualmente pela variação do IPCA - Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo). Adicionalmente, as UTEs Parnaíba I e Parnaíba III firmaram compromissos de venda de potência no LRCAP 2026 pelo prazo de 10 anos, cada, assegurando receitas fixas anuais, reajustadas anualmente por IPCA, conforme a seguir: (i) UTE Parnaíba I: sagrou-se vencedora no Produto 2028, com receita fixa anual de R\$ 1,4 bilhão (data-base: set/2025) e (ii) UTE Parnaíba III: sagrou-se vencedora no Produto 2029, com receita fixa anual de R\$ 355 milhões (data-base: set/2025);
- Operação *Merchant*, no caso de Parnaíba IV, desde janeiro de 2019 até setembro de 2025, a UTE vendia energia no mercado de curto prazo, conforme despacho determinado pelo ONS. No entanto, no ano de 2021, a UTE Parnaíba IV sagrou-se vitoriosa no 1º Leilão de Reserva de Capacidade da ANEEL, de 2021, ("LRCAP 2021") assegurando receita fixa anual de R\$ 41 milhões (data-base: jan/2026), pelo prazo de 15 anos e com a entrega a partir de 1º de julho de 2026. As receitas serão reajustadas anualmente, conforme a variação do IPCA. Adicionalmente, tendo em vista a antecipação do CRCAP, conforme aprovado pelo MME em julho de 2025, a UTE Parnaíba IV passou a operar em ambiente regulado a partir de 1º de outubro de 2025, fazendo jus à receita fixa pela sua disponibilidade de potência de 1º de outubro de 2025 até 1º de julho de 2026. A usina ainda poderá comercializar sua energia no ambiente de contratação livre ou regulado ou operar na modalidade *merchant*, fazendo jus ao recebimento de receita adicional;
- CCEAR celebrado pela PGC, a partir da comercialização da energia da Parnaíba V, com uma receita fixa anual de R\$ 405 milhões (no ciclo 2025/2026) a partir do início do seu CCEAR em 1º de janeiro de 2024, indexada anualmente ao IPCA, bem como uma receita variável destinada a cobrir os custos de combustível (atualizados mensalmente pela variação do CPI-US e da taxa de câmbio USD/BRL) e de operação e manutenção ("O&M") (atualizados anualmente pela variação do IPCA), incorridos quando a planta é despachada pelo ONS;
- CCEAR celebrado por Parnaíba II, detentora da UTE Parnaíba VI, no âmbito do Leilão de Energia Nova para ampliação da UTE MC2 Nova Venécia 2 (fechamento de ciclo de Parnaíba III), com inflexibilidade operacional sazonal de 50%, assegurando receita fixa anual de R\$ 118 milhões (no ciclo 2025/2026), pelo prazo de 25 anos, a partir de 1º de janeiro de 2025. O CCEAR prevê correção anual da receita fixa de acordo com a variação do IPCA;
- CCESI celebrado entre a Azulão Geração de Energia, subsidiária da Eneva e a Roraima Energia (distribuidora), a partir da comercialização da energia da UTE Jaguatirica II, com uma receita fixa anual de R\$ 621 milhões (no ciclo 2025/2026), indexada anualmente ao IPCA, bem como uma receita variável destinada a cobrir os custos de combustível (atualizados anualmente pela variação do CPI-US e da taxa de câmbio USD/BRL) e de O&M (atualizados anualmente pela variação do IPCA), incorridos quando a planta é despachada pelo ONS;
- CRCAP celebrado pela UTE Azulão I no LRCAP 2021, assegurando receita fixa anual durante o período de suprimento de R\$ 277 milhões (data-base nov/2025), pelo prazo de 15 anos, para entrega a partir de 05 de agosto de 2026. A receita será reajustada anualmente, conforme a variação do IPCA. A usina ainda poderá comercializar sua energia no ambiente de contratação livre ou regulado ou operar na modalidade *merchant*, fazendo jus ao recebimento de receita adicional;

1.2 Descrição das principais atividades do emissor e de suas controladas

- CERs celebrado pela UTE Azulão II no 2º Leilão de Reserva de Capacidade na forma de energia da ANEEL, realizado em setembro de 2022, pelo prazo de 15 anos, para entrega a partir de 04 de julho de 2027, assegurando receita fixa anual durante o período de suprimento de R\$ 2.218 milhões (data-base nov/2025), reajustada anualmente conforme a variação do IPCA;
- CCEARs celebrados pela UTE Porto de Sergipe I no Leilão de Energia Nova ("A-5"), realizado em abril de 2015, assegurando receita fixa anual de R\$ 2,3 bilhões (no ciclo 2025/2026), pelo prazo de 25 anos, a partir de 1º de janeiro de 2020, com correção anual da receita fixa de acordo com a variação do IPCA;
- Contrato CER referente à PCS 01/2021 celebrado pela UTE Viana I, com prazo que vigorou de maio de 2022 até dezembro de 2025, com receita fixa anual em 2025 de R\$ 605 milhões. Adicionalmente, a UTE Viana I firmou compromisso de venda de potência no LRCAP 2026 pelo prazo de 10 anos a partir de 1º de agosto de 2026, assegurando receita fixa anual, reajustada anualmente por IPCA, de R\$ 72,3 milhões (data-base: set/2025);
- Contrato CER referente à PCS 01/2021 celebrado pela UTE Povoação I, com prazo que vigorou de maio de 2022 até janeiro de 2026, com receita fixa anual em 2025 de R\$ 1,2 bilhões para a usina. Adicionalmente, a UTE Povoação I firmou compromisso de venda de potência no LRCAP 2026 pelo prazo de 10 anos a partir de 1º de agosto de 2026, assegurando receita fixa anual, reajustada anualmente por IPCA, de R\$ 145 milhões (data-base: set/2025); e
- CCEARs celebrados pela UTE LORM, no LEN 02/2008 da Aneel, com receita fixa anual de R\$ 120 milhões (data-base: nov/2024), com prazo até dezembro de 2025. Adicionalmente, a usina celebrou contrato CER referente ao PCS 01/2021 com prazo que vigorou de maio de 2022 até janeiro de 2026, com receita fixa anual em 2025 de R\$ 599 milhões, além de um contrato LRCAP 2021 com receita fixa anual de R\$ 196 milhões (data-base: nov/2025), com prazo de julho de 2026 até junho de 2041. Por fim, a UTE LORM firmou compromisso de venda de potência no LRCAP 2026 pelo prazo de 10 anos a partir de 1º de agosto de 2026, assegurando receita fixa anual, reajustada anualmente por IPCA, de R\$ 54,0 milhões (data-base: set/2025).

Adicionalmente, em 18 de março de 2026 a Companhia sagrou-se vitoriosa no LRCAP 2026, com a contratação de novos empreendimentos, conforme descrito a seguir, que garantirão receitas fixas adicionais para a Companhia, mediante a assinatura de seus CRCAPs 2026 e o início de suas operações comerciais:

- A UTE Porto de Sergipe II, a UTE Porto de Sergipe III e a UTE Porto de Sergipe V (em conjunto denominadas "UTE Porto de Sergipe II") são novos empreendimentos de geração termelétrica a gás natural, a serem construídas e instaladas nas adjacências da UTE Porto de Sergipe I e do terminal de GNL com capacidade de regaseificação de 21 milhões de m³/dia ("MM m³/dia"), que compõem o Hub Sergipe. A UTE Porto de Sergipe II sagrou-se vencedora no Produto 2028 do LRCAP 2026 e firmou compromisso de venda de potência pelo prazo de 15 anos, assegurando receita fixa anual de R\$ 3,2 bilhões (data-base: set/2025), reajustada anualmente por IPCA.
- Os projetos UTE Jandaia II e UTE Jandaia III serão novos empreendimentos de geração termelétrica a gás natural (em conjunto, denominadas "UTE Jandaia"). A UTE Jandaia, em conjunto com um novo terminal de GNL a ser implementado no Porto do Pecém, contemplará o "Hub Ceará", um novo hub de gás que será desenvolvido pela Eneva. A UTE Jandaia sagrou-se vencedora no Produto 2029 do LRCAP 2026 e firmou compromisso de venda de potência pelo prazo de 15 anos, assegurando receita fixa anual de R\$ 3,1 bilhões (data-base: set/2025), reajustada anualmente por IPCA. A UTE Jandaia está sujeita ao exercício de uma opção de compra de até 30% de seu capital, existindo, portanto, a possibilidade de estruturação de parceria para o desenvolvimento do projeto. A Companhia manterá o mercado informado, tempestivamente, sobre qualquer evolução relevante da negociação, nos termos da legislação e da regulamentação vigentes.
- Os projetos UTE Porto Norte Fluminense II B, UTE Presidente Kennedy, UTE Presidente Kennedy I e UTE Jandaia 1 serão novos empreendimento de geração termelétrica a gás natural ("UTES do Hub Sudeste"). As UTEs do Hub Sudeste sagraram-se vencedoras no Produto 2031 e firmaram compromisso de venda de potência no LRCAP 2026, pelo prazo de 15 anos, assegurando receita fixa anual de R\$ 2,4 bilhões (data-base: set/2025), reajustada anualmente por IPCA. Para as UTEs do Hub Sudeste, existe a possibilidade de estruturação de parceria para o desenvolvimento conjunto do projeto, que poderá envolver participação de terceiros em até 49% no empreendimento.

1.2 Descrição das principais atividades do emissor e de suas controladas

Cabe ressaltar que os empreendimentos de geração termelétrica vencedores do LRCAP 2026, novos e existentes, ainda não tiveram seus respectivos CRCAPs assinados, com previsão de conclusão das assinaturas, conforme cronograma previsto no Edital do LRCAP 2026, conforme a seguir: (i) para o produto 2026, ao final do 1S26; e (ii) para os demais produtos, ao longo do 2S26.

Adicionalmente, as usinas do Complexo Parnaíba também realizam operações de venda de energia para exportação quando há demanda e possibilidade de geração para atender aos contratos, e recebem receita variável em R\$/MWh pela quantidade de energia vendida no período. Essa modalidade de venda de energia está prevista na Portaria Normativa GM/MME nº 86, de 21 de outubro de 2024, que revogou a portaria anterior que dispunha sobre essa possibilidade (Portaria do MME nº 418/2019), que estabelece diretrizes para a exportação de energia elétrica de forma ininterrupta para a República Argentina e a República Oriental do Uruguai, em formato de contratos bilaterais. Os contratos são intermediados por um agente comercializador no Brasil, que negocia com os geradores termelétricos brasileiros disponíveis para atendimento e não despachadas por ordem de mérito nem por garantia de suprimento energético pelo ONS, portanto, com disponibilidade para venda de energia para o exterior para suprir a demanda prevista pela operadora e planejadora do sistema elétrico argentino, a CAMMESA - *Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico S.A.*

A tabela abaixo sintetiza as principais informações relativas aos ativos de geração a gás natural da Companhia:

Empreendimento	Localização	Capacidade Total (MW)	Combustível	Participação Companhia	Receita Fixa Anual (R\$ mm) ¹	Data de Término do Contrato
Operacional - Em 2025						
Parnaíba I ²	Santo Antônio dos Lopes, MA	676	Gás Natural	100%	R\$ 868 (CCEARs) R\$ 1.365 (CRCAP 2026)	CCEARs: mar/28CRCAP 2026: set/38 (ainda não iniciado - iniciará em out/28)
Parnaíba II	Santo Antônio dos Lopes, MA	519	Gás Natural	100%	R\$ 705 (CCEARs)	CCEARs: abr/36
Parnaíba III	Santo Antônio dos Lopes, MA	178	Gás Natural	100%	R\$ 193 (CCEARs) R\$ 355 (CRCAP 2026)	CCEARs: out/28CRCAP 2026: set/38 (ainda não iniciado - iniciará em ago/29)
Parnaíba IV ³	Santo Antônio dos Lopes, MA	56	Gás Natural	100%	R\$ 41 (CRCAP 2021)	CRCAP 2021: jun/41 (iniciado em out/25)
Parnaíba V	Santo Antônio dos Lopes, MA	365	Gás Natural	100%	R\$ 405 (CCEARs)	CCEARs: dez/48
Parnaíba VI	Santo Antônio dos Lopes, MA	92	Gás Natural	100%	R\$ 118 (CCEARs)	CCEARs: dez/49
Jaguatirica II	Boa Vista, RR	126	Gás Natural	100%	R\$ 621 (CCESI)	CCESI: jan/37

1.2 Descrição das principais atividades do emissor e de suas controladas

Porto de Sergipe I	Aracaju, SE	1.593	GNL	100%	R\$ 2.286 (CCEARs)	CCEARs: dez/44
Viana I	Viana, ES	37	Gás Natural	100%	R\$ 605 (CER) ⁴ R\$ 72 (CRCAP 2026)	CER: dez/25CRCAP 2026: jul/36 (ainda não iniciado - iniciará em ago/26)
Povoação I	Linhares, ES	75	Gás Natural	100%	R\$ 1.238 (CER) ⁴ R\$ 145 (CRCAP 2026)	CER: jan/26CRCAP 2026: jul/36 (ainda não iniciado - iniciará em ago/26)
LORM	Linhares, ES	240	Gás Natural	100%	R\$ 120 (CCEARs) R\$ 599 (CER) ⁴ R\$ 196 (CRCAP 2021) R\$ 54 (CRCAP 2026)	CCEARs: dez/25 CER: jan/26CRCAP 2021: jun/41 (ainda não iniciado - iniciará em jul/26)CRCAP 2026: jul/36 (ainda não iniciado - iniciará em ago/26)
Não operacional - Em 2025						
Azulão I ⁵	Silves, AM	360	Gás Natural	100%	R\$ 277 (CRCAP 2021)	CRCAP 2021: ago/41 (ainda não iniciado)
Azulão II ⁶	Silves, AM	590	Gás Natural	100%	R\$ 2.218 (CER)	CER: jul/42 (ainda não iniciado)
UTE Porto do Sergipe II ⁷	Barra dos Coqueiros, SE	1.299	Gás Natural	100%	R\$ 3.184 (CRCAP 2026)	CRCAP 2026: out/43 (ainda não iniciado)
UTE Jandaia ⁸	Caucaia, CE	1.199	Gás Natural	100%	R\$ 3.119 (CRCAP 2026)	CRCAP 2026: ago/44 (ainda não iniciado)
UTES do Hub Sudeste ⁹	Região SE	1.150	Gás Natural	100%	R\$ 2.436 (CRCAP 2026)	CRCAP 2026: ago/46 (ainda não iniciado)

(1) As receitas fixas anuais se referem aos valores de ACR do ciclo 2025/2026, reajustadas em novembro/2025 para o caso de todos os contratos CCEARs e do CER da UTE Azulão II, e reajustados em janeiro/2026 para os CRCAPs 2021. Os valores de receita anual dos contratos CER das UTEs Viana I, UTE Povoação I e UTE LORM se referem à receita fixa anual realizada em 2025 para cada uma dessas usinas, já descontado o fator x. Os CRCAPS do LRCAP 2026 terão seu mês de reajuste ainda a ser definido, mediante a assinatura de seus contratos em 2026, e a data-base das receitas do CRCAP 2026 mostradas na tabela se referem à data-base do leilão, em setembro/2025. Vale observar que as receitas fixas a seguir constam na tabela acima apenas para fins de referência, uma vez

1.2 Descrição das principais atividades do emissor e de suas controladas

que seus contratos regulados não estavam vigentes no ano de ainda nos anos de 2025: (i) CRCAPs 2021 da UTE Azulão I e da UTE LORM; (ii) CER da Azulão II; (iii) todos os CRCAPS 2026.

(2) Esclarece-se que a Parnaíba I Geração de Energia S.A. (sociedade detentora das UTEs Maranhão IV e Maranhão V) ("Parnaíba I") foi incorporada pela Parnaíba Geração e Comercialização de Energia S.A. ("PGC") em 1º de janeiro de 2020 e dessa forma a PGC sucedeu a Parnaíba I nos direitos e obrigações dos empreendimentos acima.

(3) De janeiro de 2019, a energia da Parnaíba IV foi comercializada conforme o despacho da usina pelo ONS, recebendo a receita variável das negociações realizadas, sem receita fixa. No ano de 2021 a UTE Parnaíba IV sagrou-se vitoriosa no primeiro Leilão de Reserva de Capacidade da ANEEL, firmando o compromisso de venda de 39 MW de potência, pelo prazo de 15 anos, iniciando seu contrato CRCAP 2021 de forma antecipada em outubro de 2025. Com isso, a receita fixa da UTE Parnaíba IV se refere à receita fixa anual de acordo com o contrato assinado na data base do leilão, ajustada para o ciclo 2025/2026, embora só tenha sido recebida a receita fixa anual em 3 meses de 2025, após o início do seu CRCAP em outubro de 2025.

(4) Os valores de receita anual dos contratos CER das UTEs UTE Viana 1, UTE Povoação I e UTE LORM se referem à receita fixa anual realizada em 2025 para cada uma dessas usinas, já descontado o fator x. Vale ressaltar que o CER da UTE Viana 1 se encerrou em 31 de dezembro de 2025, enquanto o CER das UTEs Povoação I e LORM vigorou até 10 de janeiro de 2026.

(5) A UTE Azulão I vendeu 295 MW de potência no Leilão de Reserva de Capacidade 2021 por um período de 15 anos, a partir de agosto de 2026. A receita fixa da UTE Azulão I se refere à receita fixa anual de acordo com o contrato assinado na data base do leilão, ajustada para o ciclo 2025/2026 para fins de referência. O contrato ainda não estava vigente no ano de 2025.

(6) As UTEs Azulão II e IV ("Azulão II") venderam, cada uma, 295 MW de potência, totalizando 590 MW no 2º Leilão de Reserva de Energia - LRCE 2022, por um período de 15 anos, com início de suprimento previsto para julho de 2027. A receita fixa de Azulão II se refere à receita fixa anual de acordo com o contrato assinado na data base do leilão, ajustada para o ciclo 2025/2026 para fins de referência. O contrato ainda não estava vigente no ano de 2025.

(7) As UTEs Porto de Sergipe II, Porto de Sergipe III e Porto de Sergipe V (em conjunto denominadas "UTE Porto de Sergipe II") são novos empreendimentos de geração termelétrica a gás natural, a serem instaladas nas adjacências da UTE Porto de Sergipe I e do terminal de GNL, que compõem o "Hub Sergipe". Vale ressaltar que a UTE Porto de Sergipe II sagrou-se vencedora no Produto 2028 do LRCAP 2026, firmando compromisso de venda de potência pelo prazo de 15 anos a partir de out/28. Adicionalmente, a receita fixa anual refere-se à data-base de set/2025, a ser reajustada anualmente por IPCA.

(8) As UTEs Jandaia II e Jandaia III são novos empreendimentos de geração termelétrica a gás natural (em conjunto denominadas "UTE Jandaia"). A UTE Jandaia fará parte do "Hub Ceará", um novo hub de gás que será desenvolvido pela Eneva. Vale ressaltar que a UTE Jandaia sagrou-se vencedora no Produto 2029 do LRCAP 2026, firmando compromisso de venda de potência pelo prazo de 15 anos a partir de ago/29. Adicionalmente, a receita fixa anual refere-se à data-base de set/2025, a ser reajustada anualmente por IPCA. A UTE Jandaia está sujeita ao exercício de uma opção de compra de até 30% de seu capital, existindo, portanto, a possibilidade de estruturação de parceria para o desenvolvimento do projeto.

(9) Os projetos UTE Porto Norte Fluminense II B, UTE Presidente Kennedy, UTE Presidente Kennedy I e UTE Jandaia 1 são novos empreendimentos de geração termelétrica a gás natural (em conjunto denominados "UTES do Hub Sudeste"). Vale ressaltar que as UTEs do Hub Sudeste sagraram-se vencedoras no Produto 2031 do LRCAP 2026, firmando compromisso de venda de potência pelo prazo de 15 anos a partir de ago/31. Adicionalmente, a receita fixa anual refere-se à data-base de set/2025, a ser reajustada anualmente por IPCA. Para as UTEs do Hub Sudeste, existe a possibilidade de estruturação de parceria para o desenvolvimento conjunto do projeto, que poderá envolver participação de terceiros em até 49% no empreendimento.

Os projetos de fechamento de ciclo de Parnaíba V e VI, por serem turbinas a vapor que formam ciclo combinado com as UTEs Parnaíba I e Parnaíba III, respectivamente, adicionam potência despachável ao sistema sem consumir molécula de gás adicional. Adicionalmente, Azulão-Jaguatirica, pela geração da UTE Jaguatirica II, desloca a geração a diesel em Roraima e a planta de liquefação de gás natural ("SSLNG") do Parnaíba permitirá o suprimento de gás natural fora da malha de gasodutos, substituindo o óleo combustível utilizado em processos industriais e no transporte rodoviário na região do Matopiba. Com o início da operação da UTE Parnaíba V, fechamento de ciclo de Parnaíba I, e da UTE Parnaíba VI em 2025, fechamento de ciclo da UTE Parnaíba III, a Eneva aumentou sua capacidade de geração de energia no Complexo Termelétrico em mais de 450 MW sem utilizar uma molécula de gás natural a mais, e portanto, sem emissão de gases de efeito estufa ("GEE"). Considerando a energia gerada pelas usinas de Parnaíba V e VI em 2025, foram evitadas 487 mil tCO₂e de emissões na atmosfera, caso a mesma energia tivesse sido gerada por uma turbina de ciclo aberto. No mesmo período, a geração de energia da UTE Jaguatirica II resultou em cerca de 128 mil tCO₂ evitadas, considerando a energia gerada para segurança elétrica do estado de Roraima através da geração a gás natural em substituição de outras térmicas locais a óleo diesel.

Térmicas a Carvão

Além das termelétricas movidas a gás natural, a Eneva atualmente possui 2 usinas termelétricas movidas a carvão mineral que, em conjunto, possuem capacidade instalada de 725 MW, são elas: (i) UTE Porto do Itaqui, no Maranhão ("Itaqui"), com capacidade instalada de 360 MW, detida pela controlada Itaqui Geração de Energia S.A.; e (ii) UTE Porto do Pecém II ("Pecém II"), no Ceará, com capacidade instalada de 365 MW, detida pela controlada Pecém II Geração de Energia S.A.

As UTEs Itaqui e Pecém II integram os subsistemas Norte e Nordeste, respectivamente, do SIN e se encontram 100% operacionais. As referidas usinas estão localizadas nas proximidades de zonas portuárias e são abastecidas por carvão importado. A venda de energia produzida por tais usinas é realizada por meio de CCEARs, sendo que Itaqui faz jus a receita bruta fixa anual de R\$ 619 milhões (data-base: ciclo 2025/2026), e Pecém II faz jus a receita bruta fixa anual de R\$ 555 milhões (data-base: ciclo 2025/2026), reajustadas anualmente ao IPCA. Os referidos CCEARs preveem, adicionalmente, uma receita variável destinada a cobrir os custos (de combustível, os quais são atualizados mensalmente pela variação do CIF ARA, e de operação e manutenção, os quais são atualizados anualmente pela variação do IPCA) incorridos quando as plantas forem despachadas pelo ONS. Adicionalmente, as referidas usinas firmaram compromissos de venda de potência no LRCAP 2026 pelo prazo de 10 anos, a partir

1.2 Descrição das principais atividades do emissor e de suas controladas

de 31 de agosto de 2031, assegurando receitas fixas anuais de R\$ 503,6 milhões, para UTE Itaqui e R\$ 510,8 milhões, para UTE Pecém II (data-base do LRCAP 2026), a serem reajustadas anualmente pelo IPCA.

A tabela abaixo sintetiza as principais informações relativas aos ativos de geração a carvão da Companhia:

UTE	Localização	Capacidade Total (MW)	Combustível	Participações Companhia	Receita fixa anual (R\$ mm) ¹	Data de Término do Contrato
Itaqui	São Luis, MA	360	Carvão Importado	100%	R\$ 619 (CCEARs) R\$ 504 (CRCAP 2026)	CCEARs: Dez/27CRCAP 2026: Jul/41 (ainda não iniciado - iniciará em ago/31)
Pecém II	São Gonçalo do Amarante, CE	365	Carvão Importado	100%	R\$ 555 (CCEARs) R\$ 511 (CRCAP 2026)	CCEARs: Set/28CRCAP 2026: Jul/41 (ainda não iniciado - iniciará em ago/31)

(1) Receitas Fixas anuais dos CCEARs se referem à Disponibilidade ACR e são referentes ao ciclo 2024/2026, reajustadas em novembro/2025.Os CRCAPS do LRCAP 2026 terão seu mês de reajuste ainda a ser definido mediante a assinatura de seus contratos em 2026, e a data base das receitas do CRCAP 2026 mostradas na tabela se referem à data base do leilão, em setembro/2025.

Em 26 de março de 2026, a Eneva celebrou contrato de compra e venda de ações com a Diamante Geração de Energia Ltda., envolvendo a alienação da totalidade das ações de emissão da Pecém II Geração de Energia S.A., que detém e controla Pecém II. A operação de venda ainda se encontra em curso e sua conclusão está sujeita a determinadas condições precedentes usuais a este tipo de transação, incluindo, entre outras, a aprovação do CADE.

Térmicas a Óleo

A Eneva também possui usinas movidas a óleo combustível, adquiridas no 2º semestre de 2024, no contexto da aquisição envolvendo os ativos termoeletricos do BTG: UTE Viana e UTE Geramar I e UTE Geramar II (em conjunto, "UTES Geramar I e II").

As usinas possuem capacidade instalada equivalentes a 175 MW e 332 MW, respectivamente, e possuíam CCEAR vigentes de venda de disponibilidade de energia até 31 de dezembro de 2024. Adicionalmente, a UTE Viana celebrou CRCAP no LRCAP 2021, com receita fixa anual de R\$ 158 milhões por ano (ciclo de reajuste 2025/2026) e com prazo de vigência de agosto de 2025 até junho de 2041. As UTEs Geramar I e II, por sua vez, celebraram CRCAP com receita fixa anual de R\$ 280 milhões por ano (ciclo de reajuste 2025/2026) e com prazo de vigência de outubro de 2025 até junho de 2041.

UTE	Localização	Capacidade Total (MW)	Combustível	Participações Companhia	Receita fixa anual (R\$ mm) ¹	Data de Término do Contrato
Viana	Viana, ES	175	Óleo	100%	R\$ 158 (CRCAP 2021)	CRCAP 2021: Jun/41
Geramar I e II	Miranda do Norte, MA	332	Óleo	100%	R\$ 280 (CRCAPs 2021)	CRCAP 2021: Jun/41

(1) As receitas fixas mostradas na tabela se referem-se às receitas fixas dos contratos assinados da data base do leilão dos CRCAPs 2021, atualizadas pelo IPCA até janeiro/26. CRCAPs 2021 são reajustados anualmente em janeiro. Vale observar que, apesar das receitas nas tabelas se referirem às receitas anuais

1.2 Descrição das principais atividades do emissor e de suas controladas

para cada usina, a UTE Viana iniciou seu contrato regulado apenas em agosto/25, fazendo jus à receita fixa em 2025 apenas a partir de agosto/2025, e as UTEs Geramar I e II iniciaram seus contratos apenas em outubro/25, fazendo jus à receita fixa em 2025 apenas a partir de outubro/25.

Geração Solar (Complexo Futura 1)

Em todo o mundo, as empresas têm buscado desenvolver novas formas de minimizar o impacto ambiental de seu consumo energético e, ao mesmo tempo, reduzir seus custos com energia. A energia elétrica proveniente de fontes renováveis apresenta-se como uma alternativa acessível para todos os segmentos da economia, sendo a forma escolhida por muitas empresas para reduzir custos de energia, reduzir as emissões de carbono e auxiliar no alcance de metas em termos de sustentabilidade de seus grupos econômicos e de seus países.

Em 11 de março de 2022, a Companhia concluiu a combinação de negócios com a Focus, realizada por meio da incorporação societária da Focus na Eneva II Participações S.A. e subsequente incorporação societária da Eneva II Participações S.A. na Companhia, cujo principal ativo é uma planta solar de 692 MWac de capacidade instalada, que teve sua operação comercial declarada em 26 de maio de 2023 ("Complexo Solar Futura 1").

A energia produzida pelo Complexo Solar Futura 1 está sendo majoritariamente destinada ao mercado livre de energia ("ACL"), por meio da celebração de contratos de compra e venda de energia, na modalidade de autoprodução por equiparação por meio da formação de parceria societária com os grupos White Martins, Vallourec e Sicbrás ("Parceiros") com o objetivo de geração de energia solar, por parte de suas subsidiárias, as SPEs Futura 1 a 6.

A receita fixa anual dos contratos bilaterais de autoprodução das SPEs do Complexo Solar Futura 1 em 2025 foi de R\$ 333 milhões, considerando as respectivas condições de preço e volume contratuais individuais.

A tabela abaixo apresenta informações adicionais referentes às autorizações de operações das SPEs Futura:

Razão Social	Participação	Usina Outorgada	No. do Despacho COD (2023)	Capacidade Instalada (MW)	Geração bruta (GWh) no período de 12 meses findo em 31 de dezembro de 2025
SPE Futura 1 Geração e Comercialização de Energia Solar S.A.	10,90%	UFV Futura 1	1435	31,474	62,52
		UFV Futura 2	1436	31,474	62,81
		UFV Futura 3	1486	31,474	63,94
		UFV Futura 4	1487	31,474	62,92
SPE Futura 2 Geração e Comercialização de Energia Solar S.A.	100,00%	UFV Futura 5	1488	31,474	62,94
		UFV Futura 6	1489	31,474	62,57
		UFV Futura 7	1437	31,474	61,62
		UFV Futura 8	1490	31,474	63,93
SPE Futura 3 Geração e Comercialização de	10,90%	UFV Futura 9	1438	31,474	61,11

1.2 Descrição das principais atividades do emissor e de suas controladas

Energia Solar S.A.		UFV Futura 10	1491	31,474	62,51
		UFV Futura 11	1492	31,474	60,56
		UFV Futura 12	1493	31,474	63,27
SPE Futura 4 Geração e Comercialização de Energia Solar S.A.	10,90%	UFV Futura 13	1501	31,474	62,33
		UFV Futura 14	1494	31,474	60,86
		UFV Futura 15	1495	31,474	60,58
		UFV Futura 16	1496	31,474	61,94
		UFV Futura 17	1497	31,474	60,38
SPE Futura 5 Geração e Comercialização de Energia Solar S.A.	10,00%	UFV Futura 18	1439	31,474	62,46
		UFV Futura 19	1440	31,474	63,64
		UFV Futura 20	1498	31,474	63,68
SPE Futura 6 Geração e Comercialização de Energia Solar S.A.	100,00%	UFV Futura 21	1499	31,474	56,67
		UFV Futura 22	1500	31,474	55,59

Comercialização de Gás Natural e Gás Natural Liquefeito ("GNL")

A Companhia celebrou, entre 2022 e 2026, contratos de venda de GNL, *on-grid* e *off-grid*, com início de suprimento a partir de 2024.

A partir de soluções integradas de logística e infraestrutura de regaseificação, as operações de GNL *off-grid* garantem o fornecimento do gás a contrapartes que não estão conectadas à malha integrada de gasodutos. A comercialização via modal alternativo ao gasoduto contribui para a interiorização do gás natural, impulsionando a descarbonização de segmentos industriais, termelétrico e de transporte pesado ao converter os combustíveis mais poluentes para o gás natural. O *Small-Scale LNG* ("GNL em pequena escala") é originado e liquefeito nas instalações da Eneva localizadas tanto no município de Santo Antônio dos Lopes, estado do Maranhão, quanto na bacia do Azulão, localizada no estado do Amazonas. A capacidade atual de liquefação é de 1,3 milhões de m³/dia.

Já na comercialização *on-grid*, a Companhia fornece gás natural nas modalidades firme e flexível, ancoradas no Terminal de GNL, localizado em Sergipe. Para a modalidade flexível, que não há a obrigatoriedade de consumo firme pelas contrapartes, os contratos preveem uma parcela fixa, com o objetivo de remunerar a reserva de capacidade de GNL e a disponibilidade para entrega da molécula quando solicitada pela contraparte. A receita fixa destes contratos representa um montante total de R\$ 3,0 bi entre 2026 e 2043, calculados na data base de 2026. Os contratos preveem, também, uma parcela variável, que incide sobre a quantidade de gás efetivamente disponibilizada para consumo da contraparte, quando solicitado.

1.2 Descrição das principais atividades do emissor e de suas controladas

Adicionalmente, a Companhia também realiza comercialização *on-grid* de curto prazo ("mercado spot"), conforme demanda por balanceamento de posição e/ou oportunidades comerciais para compor o portfólio. Atualmente, a Eneva, através de sua comercializadora, movimenta aproximadamente 2 milhões de m³/dia na malha integrada.

Comercialização de Energia

A Companhia atua também na comercialização de energia no mercado livre de energia, diretamente e por meio de sua subsidiária, Eneva Comercializadora de Energia Ltda. ("Eneva Comercializadora"). A partir de análises relativas a, dentre outros, cenário hidrológico das bacias do SIN, macroeconomia e evolução de oferta e demanda de energia, são definidas estratégias para comercialização no mercado livre de energia a partir de fontes de geração própria e de terceiros.

No exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2025 foram comercializados 42,1 GWh no livre mercado pela mesa de energia da Companhia.

Vantagens Competitivas

Na opinião de sua administração, a Companhia está estrategicamente posicionada para se beneficiar das oportunidades de crescimento e sinergias no setor de energia no Brasil e, assim, criar valor para seus acionistas, especialmente devido às vantagens competitivas abaixo apresentadas. O modelo R2W, de operação integrada proporciona à Companhia uma posição competitiva diferenciada no segmento de geração de energia termelétrica.

O modelo de negócios da Companhia, ao reunir expertise na exploração e produção de gás natural e experiência no desenvolvimento de projetos de geração termelétrica de energia, possibilita a comercialização do gás natural de bacias terrestres onde não há estrutura de gasodutos para escoamento e comercialização do combustível pré-existente, ao mesmo tempo em que confere competitividade no custo de geração de energia. Tal modelo de negócios, baseado em projetos termelétricos verticalizados, traz, segundo o entendimento da Companhia, algumas importantes vantagens frente aos concorrentes:

Do ponto de vista econômico:

Os projetos verticalizados da Companhia possuem custos de geração estáveis e inferiores aos dos demais projetos térmicos a gás natural do setor, que dependem de terceiros para o fornecimento do combustível, conforme verificável nos dados do ONS^[10]. Adicionalmente, em razão da malha de gasodutos e terminais ainda pouco desenvolvida e dos altos custos logísticos, no Brasil, o fornecimento de gás natural por terceiros apresenta desafios de infraestrutura.

Do ponto de vista técnico:

O modelo R2W oferece segurança e flexibilidade de geração, haja vista possuir capacidade de atender rapidamente às ordens de despacho do ONS, independentemente da condição meteorológica sazonal, aspectos muito requisitados por um setor elétrico cada vez mais dependente de fontes intermitentes e renováveis, além de se basear no combustível fóssil menos poluente, o gás natural.

Adicionalmente, o modelo de negócios G2P, que integra a operação dos terminais de GNL e dos ativos térmicos a gás natural, também permite à Companhia capturar sinergias de operação e de custos e gerenciar de forma adequada seu portfólio ao centralizar a operação dos terminais de GNL e o fornecimento de combustível para as térmicas a gás natural. Os hubs de gás conectados à malha de gasodutos também possibilitam à Eneva explorar outras formas de geração de valor a partir do gás natural regaseificado em seus FSRUs, como a venda de gás em contratos firmes e flexíveis para clientes diversos conectados à rede nacional de transportes.

Experiência comprovada no desenvolvimento e operação de usinas termelétricas e ativos *onshore* de gás natural. A Companhia liderou o desenvolvimento, execução e operação de 10 projetos termelétricos a gás natural e a carvão mineral, com capacidade instalada total de 3,4 GW, incluindo a UTE Pecém I, vendida em 2014, e adquiriu outras 8 usinas entre 2022 e 2024, totalizando 2,8 GW. A Eneva está no curso da construção de um portfólio térmico total de 4,6 GW de capacidade termelétrica a gás natural, com início de operação comercial previsto entre

1.2 Descrição das principais atividades do emissor e de suas controladas

2026 e 2031. Paralelamente, concluiu com êxito a estruturação de financiamentos na modalidade *Project Finance* junto ao Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social (“**BNDES**”), Banco do Nordeste do Brasil (“**BNB**”), e outras instituições financeiras nacionais e internacionais conhecidas. Os projetos de geração térmica da Companhia se mostraram de extrema relevância estratégica para a segurança da matriz energética brasileira. No segmento de exploração e produção de gás natural, as subsidiárias da Companhia participaram de uma das maiores iniciativas de exploração e desenvolvimento de ativos *onshore* do passado recente no Brasil, conforme dados de perfuração de poços e de declarações de comercialidade da ANP.

A Companhia vem adquirindo dados sísmicos desde 2010 na Bacia do Parnaíba e Bacia do Amazonas, além da construção de cerca de 500km de gasodutos em sua rede de coleta da produção, o que a posiciona como uma das empresas com maior conhecimento na exploração e produção de gás natural na Bacia do Parnaíba^[11], a partir da consolidação do Parque dos Gaviões como uma das principais áreas de produção de gás natural *onshore* do país^[12].

Em seus editais recentes de licitações, a ANP classifica que a bacia do Parnaíba possui “potencial petrolífero altamente promissor em razão do histórico de descobertas de gás natural no Parque dos Gaviões”^[13]. O modelo R2W é mencionado como forma de viabilidade econômica das acumulações gaseíferas, uma vez que a ANP compreende que “o gás natural eventualmente descoberto e produzido poderá ser comercializado por meio das termelétricas”^[14]. Com o nível atual das reservas 2P, a vida estimada das reservas de gás nesta bacia permanece em cerca de 12 anos, presumindo um consumo de 8,2 milhões de m³/dia.

No tocante às suas reservas 3P (isto é, a soma de reservas provadas, prováveis e possíveis) de gás natural, a Companhia possui um total de 54,0 bilhões de m³ em 31 de março de 2026. Tal como mencionado anteriormente, estas reservas correspondem às reservas certificadas pela GCA com data base de 31 de dezembro de 2023^[15], no caso dos campos da Bacia do Amazonas, e com data base de 31 de dezembro de 2025, no caso dos campos da Bacia do Parnaíba, sendo em ambos os casos abatidas as produções de gás natural até o fim do primeiro trimestre de 2026. O valor considera os volumes dos campos/áreas da Bacia do Parnaíba, Gavião Real, Gavião Azul, Gavião Branco, Gavião Branco Norte, Gavião Caboclo, Gavião Vermelho, Gavião Preto, Gavião Tesoura, Gavião Carijó, Gavião Belo, Gavião Mateiro, Gavião Vaqueiro e Gaviãozinho (ex PAD Colinas), e os volumes dos campos da Bacia do Amazonas, Azulão e Tambaqui.

Quando analisamos as reservas 2P (ou seja, a soma de reservas provadas e prováveis) totais de gás natural, a partir das fontes citadas acima, a Companhia registra em 31 de março de 2026 um total de 47,007 bilhões de m³, com base nas reservas certificadas pela GCA em 31 de dezembro de 2023, para a Bacia do Amazonas, e em 31 de dezembro de 2025, para a Bacia do Parnaíba, abatidas as produções de gás natural até o fim do primeiro trimestre de 2026.

Com base também nas reservas certificadas pela GCA tal como mencionado acima, na ótica das reservas 1P (reservas provadas), a Companhia registra em 31 de março de 2026, um total de 38,094 bilhões de m³.

Essa série de atividades de exploração e produção desenvolvidas desde 2009 trouxe à Companhia experiência no desenvolvimento de ativos produtores de gás natural, o que a Companhia acredita que lhe confere vantagem tecnológica e econômica frente a seus competidores. Entre os 20 campos terrestres com maior produção diária de gás natural em dezembro de 2025, 7 são da Eneva (Gavião Real, Gavião Branco, Gavião Caboclo, Gavião Vermelho, Gavião Preto e Gavião Tesoura, na Bacia do Parnaíba, e Azulão, na Bacia do Amazonas).

Demais vantagens:

A Companhia possui um portfólio de ativos operacionais com alta previsibilidade de geração de caixa em razão de contratos de venda de energia no longo prazo com receitas fixas atreladas à inflação. A estabilidade da receita da Companhia aliada à previsibilidade de custo do gás natural produzido pela Companhia, derivada do modelo R2W e da operação própria de terminais de GNL no modelo G2P, proporcionando-lhe rentabilidade atrativa e previsível no longo prazo.

1.2 Descrição das principais atividades do emissor e de suas controladas

A Companhia está preparada para aproveitar diversas oportunidades de crescimento. Diante das oportunidades existentes no setor elétrico brasileiro e do posicionamento competitivo da Companhia, na opinião de sua administração, a Companhia pode ser capaz de ampliar sua atuação no segmento de geração de energia elétrica, especialmente na geração termelétrica à base de gás natural, por meio de:

- i. **Expansão do Complexo Parnaíba:** A Companhia poderia buscar licenciar projetos termelétricos adicionais no Complexo Parnaíba, para tanto, é importante que a Companhia avance na campanha exploratória nas áreas sob concessão para exploração e produção de gás natural na Bacia do Parnaíba, por meio da identificação de novas acumulações comercialmente viáveis para a produção de gás natural, de modo a viabilizar a construção de novos empreendimentos de geração térmica e a consequente comercialização de energia. Para que essa comercialização de energia se concretize, é preciso que a Companhia seja vencedora de futuros leilões de venda de energia ou potência da ANEEL, ou adquira contratos de venda de energia disponíveis no mercado, ou celebre novos contratos de fornecimento de energia no mercado livre, e construa esses novos ativos operacionais para suprir eventuais contratos;
- ii. **Extensão da vida útil das usinas do Parnaíba:** Os CCEARs e CRCAPs das UTEs do Parnaíba se encerram em datas diversas, com os mais recentes, da UTE Parnaíba II, se encerrando em 2036, conforme descrito no item 1.1. Por isso, a Companhia pretende participar em futuros leilões de energia ou da capacidade da ANEEL, de modo a firmar novos contratos de venda de energia ou capacidade para essas usinas;
- iii. **Expansão do Azulão:** a Companhia irá instalar no estado do Amazonas, no norte do Brasil, um Complexo Termoelétrico de 950 MW, já contratado em leilão e em construção, aumentando sua base de ativos na região, que já contempla o Sistema Integrado Azulão-Jaguaririca, os direitos de produção detidos para dois campos e áreas de gás, Azulão e Juruá e ainda os contratos de concessão para três blocos exploratórios localizados próximo ao Campo de Azulão. Em dezembro de 2021, a Eneva sagrou-se vencedora no leilão de reserva de capacidade com a comercialização de 295 MW, por 15 anos, a contar a partir de julho de 2026, data prevista da conclusão do projeto em localidade próxima ao Campo de Azulão. No ano seguinte, em setembro de 2022, a Eneva venceu outro leilão, dessa vez para construir 590 MW para atender um contrato de reserva de energia com prazo de 15 anos, a contar a partir de dezembro de 2026, data prevista da conclusão do projeto. Ambos os projetos serão construídos como um único complexo termelétrico com gás fornecido pelo Campo de Azulão, adjacente e operado pela Eneva. O novo complexo termelétrico contará com duas turbinas a gás: uma de ciclo aberto, para atender o leilão de capacidade, e outra de ciclo combinado, para atender o contrato de reserva de energia. Com esse projeto, a Eneva garantiu mais de R\$ 2,5 bilhões de receita fixa (reajustados até data-base do ciclo 2025/2026), ao longo de 15 anos, a contar do início das operações das usinas, demonstrando como a Companhia pode alavancar suas competências para gerar mais valor aos seus acionistas. A Eneva poderia licenciar capacidade adicional com o intuito de participar de futuros leilões de energia, de modo a firmar novos contratos de venda de energia.
- iv. **Expansão de capacidade termelétrica em Sergipe:** a Companhia poderia buscar contratar parte ou todo o seu portfólio de projetos licenciados remanescentes (não construídos) nas adjacências da UTE Porto de Sergipe I e Porto de Sergipe II, no Hub Sergipe, em futuro leilão de geração elétrico. Para que essa comercialização de energia se concretize, é preciso que a Companhia seja vencedora de futuros leilões de venda de energia ou potência da ANEEL, ou adquira contratos de venda de energia disponíveis no mercado, ou celebre novos contratos de fornecimento de energia no mercado livre, e construa esses novos ativos operacionais para suprir eventuais contratos.
- v. **Expansão de capacidade termelétrica no Ceará:** a Companhia poderia buscar contratar parte ou todo o seu portfólio de projetos licenciados remanescentes (não construídos) nas adjacências da UTE Jandaia, no Hub Ceará, em futuro leilão de geração elétrico, aproveitando a capacidade remanescente do navio FSRU que será instalado para suprimento de combustível a esses projetos. Para que essa comercialização de energia se concretize, é preciso que a Companhia seja vencedora de futuros leilões de venda de energia ou potência da ANEEL, ou adquira contratos de venda de energia disponíveis no mercado, ou celebre novos contratos de fornecimento de energia no mercado livre, e construa esses novos ativos operacionais para suprir eventuais contratos.
- vi. **Expansão de capacidade termelétrica no Sudeste:** a Companhia poderia buscar contratar parte ou todo o seu portfólio de projetos licenciados remanescentes (não construídos) nas adjacências das UTEs do Hub

1.2 Descrição das principais atividades do emissor e de suas controladas

Sudeste, em futuro leilão de geração elétrico, aproveitando a capacidade remanescente do navio FSRU que será instalado na região para suprimento de combustível a esses projetos. Para que essa comercialização de energia se concretize, é preciso que a Companhia seja vencedora de futuros leilões de venda de energia ou potência da ANEEL, ou adquira contratos de venda de energia disponíveis no mercado, ou celebre novos contratos de fornecimento de energia no mercado livre, e construa esses novos ativos operacionais para suprir eventuais contratos.

- vii. **Expansão de capacidade termelétrica em outras regiões:** a Companhia poderia buscar contratar parte ou todo o seu portfólio de projetos licenciados (não construídos) nas demais regiões em que possui projetos. Para que essa comercialização de energia se concretize, é preciso que a Companhia seja vencedora de futuros leilões de venda de energia ou potência da ANEEL, ou adquira contratos de venda de energia disponíveis no mercado, ou celebre novos contratos de fornecimento de energia no mercado livre, e construa esses novos ativos operacionais para suprir eventuais contratos.

A Companhia também está preparada para aproveitar oportunidades de crescimento nos negócios de comercialização de gás *on-grid* e *off-grid*, aproveitando suas competências e diferenciais.

- i. No negócio de comercialização de gás *off-Grid*, a Eneva se destaca por sua vantagem competitiva por estar localizada em região sem acesso à malha de gás e sem competição no fornecimento de GNL regional, oferecendo aos clientes um insumo alternativo que substitui combustíveis altamente poluentes por uma alternativa mais limpa e com custos que tendem a ser mais competitivos. Em 2024, a Eneva concluiu a construção das plantas de liquefação localizadas no Complexo Parnaíba, no Maranhão, com capacidade total de liquefação de 600 mil m³/d, já 100% contratada com receitas firmes, tendo iniciado operação comercial da planta de forma faseada entre dezembro de 2024 e fevereiro de 2025. Em 2025, a Companhia também anunciou o investimento em um terceiro trem de 300 mil m³/d, o que possibilitará à Companhia adicionar fontes de receita à medida que sejam celebrados novos contratos comerciais e avaliar o investimento em novos trens. Um diferencial importante desse modelo é a modularidade, que possibilita a construção de novas unidades de liquefação à medida que a Eneva destrava esse novo mercado em desenvolvimento. Adicionalmente, por meio desse modelo, a Companhia passa a levar o GNL, de forma pioneira, para localidades hoje inteiramente supridas por combustíveis mais poluentes, contribuindo, assim, para a redução das emissões do país.
- ii. Adicionalmente, com a conexão do Hub Sergipe, em 2024, a Eneva passou a acessar um mercado carente de soluções flexíveis de abastecimento de gás natural, tradicionalmente suprido pelo gás associado firme da produção dos campos *offshore*, ampliando as oportunidades de monetização da capacidade disponível do terminal de GNL no Sergipe para um leque diverso de clientes conectados à malha. A Eneva iniciou as atividades de comercialização de gás *on-grid* no segundo semestre de 2024, tendo celebrado seus primeiros contratos de venda de gás firme e flexível ao longo de 2024, e a sua mesa de gás desempenha um papel crucial no desenvolvimento de novas receitas na comercialização de gás *on-grid*, aproveitando as competências e oportunidades a partir do portfólio existente de ativos da Eneva, incluindo sinergias com o setor elétrico, e possibilitando o desenvolvimento de novos projetos de crescimento.

Vale ressaltar, ainda, que a Eneva possui administração qualificada, com vasta experiência nos setores de atuação da Companhia. Os atuais diretores estatutários da Companhia possuem experiência nos setores elétrico e de petróleo e gás natural, e são focados na gestão eficiente de seus ativos, planejamento para expansões futuras de projetos, redução de custos, criação de valor para os acionistas e orientados por elevados padrões de governança corporativa. O plano de remuneração contempla incentivos variáveis vinculados ao alcance de metas de desempenho, estimulando eficiência e geração de valor. Diante disto, a Companhia acredita que sua administração contribui para o sucesso no desenvolvimento de seus projetos e a coloca em uma posição privilegiada para identificar e executar novos projetos.

Estratégia da Companhia

A Eneva busca ser uma empresa líder integrada de energia, atuando por meio de um modelo que conjuga a geração elétrica e a exploração e produção de gás natural.

1.2 Descrição das principais atividades do emissor e de suas controladas

A estratégia da Companhia estrutura-se a partir de cinco alavancas fundamentais de criação de valor, que orientam suas decisões e direcionam sua atuação: a geração de energia para o grid, a monetização eficiente do gás, o desenvolvimento de soluções integradas de energia, o acesso a reservas de gás competitivas e a rigorosa disciplina na alocação de capital.

Nesse contexto, a Eneva estabelece como sua Missão “Oferecer as melhores soluções de energia para uma transição energética responsável e segura”. Sua Visão, que norteia a estratégia de crescimento até 2030, é “Gerar valor para se consolidar como uma das cinco maiores empresas de energia do Brasil”.

As principais frentes de crescimento estão ancoradas na expansão da geração termoelétrica e no acesso ao gás natural e sua monetização, seja por meio de campanha exploratória *onshore* em diferentes bacias, seja por meio de terminais para acesso ao GNL. Esses terminais suprem usinas termoelétricas próprias ou de terceiros, assegurando o fornecimento flexível de gás natural para o despacho intermitente, de acordo com as necessidades do setor elétrico. Além disso, a Eneva conta também com uma *trading* de gás, que atua na originação e na venda do produto, sendo possível um melhor aproveitamento das capacidades do Hub operacional da Companhia, em Sergipe. Adicionalmente, a Companhia também atua no segmento de oferta de gás natural liquefeito nas regiões do Brasil que não são atendidas por gasodutos. Atualmente possui unidades de liquefação de gás nos estados do Amazonas (em Silves) e do Maranhão (no Parnaíba), locais onde possui reservas de gás natural. O gás produzido é transportado por caminhões movidos a GNL até indústrias, unidades de geração de energia elétrica, entre outros, que antes utilizavam o diesel ou o óleo combustível, sendo possível descarbonizar e reduzir o impacto ambiental das operações.

Portanto, essas frentes e desafios estratégicos evidenciam a atuação integrada e complementar da Eneva ao longo da cadeia de energia e de gás natural, combinando crescimento, inovação e eficiência operacional. Ao expandir sua capacidade de geração térmica, ampliar o acesso e a monetização do gás e desenvolver soluções energéticas para regiões não atendidas por gasodutos, a Companhia reforça sua resiliência e sua capacidade de adaptação às transformações do setor. Paralelamente, a Eneva possui um conjunto de iniciativas transversais que asseguram uma base organizacional e financeira sólida, capaz de sustentar a execução da estratégia de longo prazo e a geração consistente de valor, aliada à disciplina na alocação de capital.

Os ativos de geração da Companhia estão autorizados a operar por um prazo, em geral, de 35 anos, apesar de estarem comprometidos contratualmente no Mercado Regulado ao fornecimento de energia por períodos de 15 a 20 anos. Com o avanço das iniciativas exploratórias nos blocos na Bacia do Parnaíba, a Companhia busca explorar e desenvolver reservas adicionais que permitam estender o ciclo operacional das usinas operacionais no Complexo Parnaíba para além de seus contratos comerciais atuais.

A Companhia busca utilizar excelência exploratória e expertise já adquirida em novas oportunidades de exploração, desenvolvimento e produção (“E&P”) *onshore*, de forma a replicar o modelo R2W em outras bacias sedimentares e consequentemente consolidar o posicionamento de líder como player integrado de energia no país.

O Brasil possui expressivo potencial geológico terrestre ainda inexplorado em bacias sedimentares de nova fronteira, conforme reconhecido pela Resolução ANP 918, de 10 de março de 2023. Com a publicação do Decreto nº 9.641/2018, o Governo Federal delegou competência à ANP para promover licitações de todas as áreas terrestres do país através da Oferta Permanente. O processo de oferta permanente consiste na oferta contínua de campos devolvidos (ou em processo de devolução), blocos exploratórios ofertados em licitações anteriores e não arrematados ou devolvidos à ANP, bem como blocos exploratórios terrestres nunca ofertados. Neste novo modelo, poderão surgir oportunidades para que a Companhia ingresse em novas fronteiras exploratórias *onshore*, área na qual possui expertise. De forma complementar, a Companhia possui experiência em participar de projetos de desenvolvimento, execução e operação de projetos termelétricos.

Assim, considerando o histórico de descobertas comerciais da Companhia (considerando que desde o início de suas operações foram encaminhadas um total de 20 declarações de comercialidade para a ANP) e capacidade de entregar projetos de capital intensivo *on time* e *on budget* (como comprovam os investimentos que permitiram que a Companhia tivesse uma das maiores campanhas de perfuração *onshore* no Brasil no ano de 2017) demonstram

1.2 Descrição das principais atividades do emissor e de suas controladas

que a Companhia é candidata natural a replicar em outras bacias o modelo R2W por meio do qual opera no Complexo Parnaíba.

A partir da diversificação da base de ativos nos diferentes submercados, a administração da Companhia entende que será possível otimizar a alocação de capital em ativos disponíveis e maximizar o retorno de determinados projetos, aproveitando oportunidades do setor de energia.

Pontos Fracos, Obstáculos e Ameaças

Os principais pontos fracos, obstáculos e potenciais ameaças à Companhia, seus negócios, resultados operacionais e condição financeira estão relacionados à eventual materialização, isolada ou combinada, de cenários adversos descritos na seção “Fatores de Risco” deste Formulário de Referência.

As estimativas de reservas e recursos contingentes de gás natural e óleo envolvem elevado grau de incerteza e dependem de premissas geológicas, econômicas e operacionais que podem não se confirmar, o que poderá afetar planos de produção, avaliação de ativos e perspectivas de crescimento. Como algumas das usinas termelétricas da Companhia utilizam gás natural próprio, de campos *onshore*, o despacho delas depende da produção desse hidrocarboneto em condições ideais. A Companhia também está exposta à imprevisibilidade do despacho de suas usinas termelétricas pelo ONS, uma vez que alterações no nível de acionamento podem impactar receitas variáveis, muito embora atualmente a maior parte de suas receitas proveem da parcela fixa.

A construção, operação, manutenção e expansão de instalações de geração de energia elétrica e de ativos de exploração, desenvolvimento e produção de gás natural envolvem riscos relevantes, incluindo atrasos, sobrecustos, acidentes operacionais, indisponibilidade de equipamentos, falhas técnicas, eventos climáticos e necessidade de investimentos adicionais. O desenvolvimento de novos projetos depende, entre outros fatores, da evolução da demanda por energia, dos preços futuros no mercado de energia elétrica, das condições de contratação em leilões regulados, da disponibilidade de financiamento e da estabilidade do ambiente regulatório setorial. Mudanças nesses fatores poderão afetar a viabilidade econômica, o cronograma de implantação e o retorno esperado dos investimentos.

A demanda por geração termelétrica também poderá ser impactada por mudanças estruturais no setor elétrico, incluindo o avanço de novas tecnologias de geração, armazenamento de energia, gestão da demanda e a expansão de fontes renováveis com maior competitividade econômica. Ademais, eventuais alterações promovidas pelo poder público nos mecanismos de contratação de energia, potência, lastro ou capacidade, bem como mudanças no desenho de leilões regulados e nos critérios de remuneração de atributos relacionados à segurança energética do sistema, poderão reduzir oportunidades futuras de contratação, níveis de despacho das usinas ou receitas esperadas dos ativos termelétricos da Companhia.

Para informações adicionais, vide a seção “Fatores de Risco” deste Formulário de Referência.

Objeto Social

De acordo com seu estatuto social, a Companhia tem por objeto social: (i) a geração, distribuição e comercialização, exportação e importação de energia elétrica; (ii) a exploração, o desenvolvimento, a produção e a comercialização de hidrocarbonetos, seus produtos e derivados, incluindo, dentre outros, o tratamento, processamento, movimentação, estocagem subterrânea, acondicionamento, liquefação, regaseificação, importação e exportação de gás natural, inclusive sob forma liquefeita (GNL) ou comprimida (GNC), bem como de gás liquefeito de petróleo (GLP), incluindo a implementação e a operação de instalações para estes fins e para a movimentação e armazenagem, tais como dutos, terminais, unidades de liquefação e regaseificação; e (iii) a participação, como sócia, sócia quotista ou acionista, no capital de outras sociedades, no país e no exterior, qualquer que seja o objeto social. Para atender ao objeto social da Companhia, esta poderá constituir subsidiárias sob qualquer forma societária.

[1] Publicação “Brasil Energia Petróleo”, no. 432, novembro de 2016, páginas 34 a 36.

1.2 Descrição das principais atividades do emissor e de suas controladas

[2] Publicação "Brasil Energia Petróleo", no. 432, novembro de 2016, páginas 34 a 36.

[3] Fonte: Relatório Executivo de Auditoria das Reservas de Gás Natural para o Interesse da Eneva em Campos Localizados na Bacia do Parnaíba, Brasil, referente a 31 de dezembro de 2025, disponível em: <https://api.mziq.com/mzfilemanager/v2/d/6c663f3b-ae5a-4692-81d3-ab23ee84c1de/b5f8163e-3cd6-7c80-38d6-e8df0769dbf8?origin=2> e Relatório Executivo de Auditoria das Reservas e Recursos Contingentes para a Eneva, Brasil, referente a 31 de Dezembro de 2023, disponível em <https://api.mziq.com/mzfilemanager/v2/d/6c663f3b-ae5a-4692-81d3-ab23ee84c1de/44ad4cb0-e14c-9313-6a78-f082269670e9?origin=2>.

[4] A capacidade operacional informada de 5,2 GW corresponde a todas as usinas termelétricas da Eneva em operação, não incluindo a capacidade futura das usinas do Complexo Azulão e das UTEs Porto de Sergipe II e Jandaia e UTEs do Hub Sudeste. A referência dos dados podem ser buscadas no painel do Sistema de Informação de Geração da ANEEL (SIGA).

[5] Para reconciliação da receita bruta com a receita de venda de bens e/ou serviços, vide item 2.1 deste Formulário de Referência.

[6] Publicação Revista Exame de 23 de junho de 2014, disponível em: <https://exame.com/negocios/fim-de-potencial-hidreletrico-desafia-expansao-energetica/>.

[7] ONS. 2024. Informe do Programa Mensal de Operação. PMO de setembro de 2024. Semana Operativa de 31/08/2024 a 06/09/2024. Acessado em 05 de setembro de 2024. Disponível em: https://www.ons.org.br/AcervoDigitalDocumentosEPublicacoes/Informe%20do%20PMO%20-%20SET_2024%20-%20RV2.pdf.

[8] "Há que se ter em consideração ainda, relativamente ao gás em terra, a quebra de paradigma em relação à necessidade de infraestrutura de transporte do energético para os centros de consumo, em vista de iniciativas que montaram termelétricas junto às jazidas e utilizaram-se do Sistema Interligado Nacional de Energia Elétrica como opção de monetização do gás natural (caso exitoso da Bacia do Parnaíba, já comentado anteriormente)". – in Grupo de Trabalho de Política Energética para as Atividades de E&P de P&G (CNPE, 2017).

[9] Relatório Final do Programa de Revitalização das Atividades de Exploração e Produção de Petróleo e Gás Natural em Áreas Terrestres - REATE, disponível em: <https://www.gov.br/mme/pt-br/assuntos/secretarias/petroleo-gas-natural-e-bicombustiveis/reate-2020/relatorios-do-comite-reate-2020/documentos>.

[10] ONS. 2019. Informe do Programa Mensal de Operação. PMO de março de 2019. Semana Operativa de 09/03/2019 a 15/03/2019, disponível em: <https://www.ons.org.br/paginas/conhecimento/acervo-digital/documentos-e-publicacoes?categoria=Relat%C3%B3rio+PMO>.

[11] Apresentação "Potencial Exploratório da Bacia do Parnaíba, Novos Modelos para Acumulação de Hidrocarbonetos Gasosos", realizada pela ANP (SDB/ANP) em conjunto com a UFRJ. 2016.

[12] Publicação "Brasil Energia Petróleo", no. 432, novembro de 2016, páginas 34 a 36.

[13] ANP, Apresentação para a 13ª Rodada de Licitações: "Bacia do Parnaíba", 2015. Superintendência de Definição de Blocos.

[14] ANP, Apresentação para a 13ª Rodada de Licitações: "Bacia do Parnaíba", 2015. Superintendência de Definição de Blocos.

[15] Fonte: Relatório Executivo de Auditoria das Reservas de Gás Natural para o Interesse da Eneva em Campos Localizados na Bacia do Parnaíba, Brasil, referente a 31 de dezembro de 2025, disponível em: <https://api.mziq.com/mzfilemanager/v2/d/6c663f3b-ae5a-4692-81d3-ab23ee84c1de/b5f8163e-3cd6-7c80-38d6-e8df0769dbf8?origin=2> e Relatório Executivo de Auditoria das Reservas e Recursos Contingentes para a Eneva, Brasil, referente a 31 de Dezembro de 2023, disponível em <https://api.mziq.com/mzfilemanager/v2/d/6c663f3b-ae5a-4692-81d3-ab23ee84c1de/44ad4cb0-e14c-9313-6a78-f082269670e9?origin=2>.

1.3 Informações relacionadas aos segmentos operacionais

1.3. INFORMAÇÕES RELACIONADAS AOS SEGMENTOS OPERACIONAIS

(a) produtos e serviços comercializados

As receitas provenientes das atividades da Companhia no exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2025 provêm das seguintes atividades, desempenhadas por suas controladas diretas e indiretas: (i) geração de energia elétrica; (ii) térmicas a gás; (iii) Hub Sergipe; (iv) térmicas a carvão; (v) usinas solares; (vi) térmicas a óleo; (vii) *upstream*; (viii) SSLNG ("Small-Scale Liquefied Natural Gas", ou seja Gás Natural Liquefeito em Pequena Escala - "SSLNG"); (ix) comercialização de energia; e (x) *Holding* e outros.

Segue abaixo descrição dos principais segmentos de negócios da Companhia:

Geração de Energia Elétrica

A Companhia possui um amplo parque de usinas de geração de energia elétrica, sendo 13 usinas a gás, das quais 10 operacionais, 1 em hibernação, 2 em construção, além de 2 usinas a carvão, 3 usinas a óleo e um parque de geração solar até 31 de dezembro de 2025. Vale destacar que a UTE Fortaleza foi desligada em dezembro de 2023 com o encerramento do contrato de compra e venda de energia com a distribuidora do estado do Ceará e permanecerá no portfólio da Companhia como opcionalidade futura de recontração via leilão de energia ou de capacidade.

Térmica a Gás

Na geração a gás, a maior parte dos empreendimentos estão reunidos no Complexo Parnaíba, no estado do Maranhão, o que inclui as controladas Parnaíba II Geração de Energia S.A. e Parnaíba Geração e Comercialização de Energia S.A. O referido complexo possui capacidade total instalada de 1,9 GW e compreende as UTEs Parnaíba I, II, III, IV, V e VI. Todo o Complexo do Parnaíba está conectado ao Subsistema Norte, que, por sua vez, está conectado ao sistema de transmissão de energia do Sistema Interligado Nacional ("SIN").

A geração a gás também conta com o *Cluster* Espírito Santo, que agrupa as UTEs Luiz Oscar Rodrigues de Melo (atual denominação da UTE Linhares), Viana I e Povoação I, que somam aproximadamente 352 MW de capacidade instalada.

Além disso, o segmento de geração térmica a gás ainda conta com a UTE Jaguatirica II, com capacidade instalada de 126 MW, localizada na cidade de Boa Vista, no estado de Roraima. A usina, que anteriormente atendia o Sistema Isolado de Roraima, foi conectada ao Linhão Manaus-Boa Vista em 10 de setembro de 2025, passando a ser despachada de forma centralizada no SIN desde então.

Parte do portfólio de geração a gás da Companhia inclui, também, o Hub Sergipe, cujo principal ativo operacional é a térmica a gás natural UTE Porto de Sergipe I, com capacidade instalada de 1.593 MW, localizado em Barra dos Coqueiros, no estado do Sergipe, além de um navio arrendado pela usina até o final da vigência do contrato regulado da usina - o Terminal de Regaseificação de Gás Natural Liquefeito ("FSRU"). O Hub Sergipe está conectado ao Subsistema Nordeste de geração, conectado ao sistema de transmissão de energia SIN. O Hub Sergipe também está conectado à malha de gasodutos nacional ("TAG") desde outubro de 2024, e também exerce atividade de comercialização de gás *on-grid*. No entanto, a usina é suprida por GNL adquirido de terceiro e transportado por navios metaneiros até o FSRU.

A energia elétrica gerada pela Companhia no âmbito das usinas térmicas a gás é vendida no Ambiente de Contratação Regulada ("ACR"), por meio de contratos firmados com distribuidoras em leilões de energia da ANEEL, e no Ambiente de Contratação Livre ("ACL"), por meio de contratos bilaterais e *merchant*, através da negociação com os consumidores livres, outros geradores e comercializadoras.

No exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2025, a geração bruta das usinas a gás totalizou 10.971 GWh.

1.3 Informações relacionadas aos segmentos operacionais

Térmicas a Carvão

Esse segmento é composto pela controlada Itaqui Geração de Energia S.A., com capacidade instalada de 360 MW, localizada no estado do Maranhão e conectada ao Subsistema Norte, e pela controlada Pecém II Geração de Energia S.A., com capacidade instalada de 365 MW, localizada no estado do Ceará e conectada ao Subsistema Nordeste.

Em 26 de março de 2026, a Eneva celebrou contrato de compra e venda de ações com a Diamante Geração de Energia Ltda., envolvendo a alienação da totalidade das ações de emissão da Pecém II Geração de Energia S.A., que detém e controla a UTE Porto do Pecém II ("Pecém II"), no Ceará. A operação de venda ainda se encontra em curso e sua conclusão está sujeita a determinadas condições precedentes usuais a este tipo de transação, incluindo, entre outras, a aprovação do CADE.

Assim como nas usinas a gás da Companhia, a energia elétrica gerada no âmbito das usinas térmicas a carvão é vendida no ACR, por meio de contratos firmados com distribuidoras em leilões de energia da ANEEL.

Em 2025, as usinas a carvão se mantiveram disponíveis ao sistema, mas sendo pouco despachadas, por conta do cenário hidrológico brasileiro altamente favorável. Entre testes e necessidades sistêmicas, no exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2025, a geração bruta das usinas a carvão totalizou 1.038 GWh.

Térmicas a Óleo

Esse segmento é composto pelas usinas UTE Viana, com capacidade de 175 MW e as UTEs Geramar I e II, com capacidade total de 332 MW.

Usinas Solares

O segmento é composto pelo Complexo Solar Futura 1, localizado no Município de Juazeiro, no estado da Bahia, com 692,4 MWac e 837 MWp de capacidade instalada, e entrou em operação comercial em maio de 2023. O Complexo é considerado um dos maiores parques solares do Brasil e sua energia elétrica gerada é vendida no ACL, por meio de contratos bilaterais e *merchant*.

No exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2025, a geração bruta do Complexo Solar Futura 1 totalizou 1.321 GWh.

A Companhia conta, ainda, com a Usina Fotovoltaica Tauá, que possui capacidade instalada de 5 MW, localizada no estado do Ceará. O projeto possui a expansão solar Tauá II com potência instalada estimada de 51,55 MW e que também aderiu à MP 1.212/2024, postergando a possibilidade de construção para fins de entrada de operação com desconto da TUST até 2030.

Upstream

Esse segmento tem como objetivo a exploração, o desenvolvimento, a produção e a comercialização de petróleo e gás natural, seus derivados e produtos associados, assim como qualquer forma de monetização da produção. Ao final de 2025, a Companhia operava, nas Bacias do Parnaíba, Amazonas, Solimões e Paraná, 14 campos, 1 área de desenvolvimento, 2 áreas de acumulação marginal, 14 blocos exploratórios e 1 Plano de Avaliação de Descoberta ("PAD").

A Companhia possui capacidade de produção de 9,4 milhões de m³ de gás natural por dia, sendo 8,75 milhões m³ destinados ao abastecimento do Complexo do Parnaíba (incluindo volume destinado às Plantas de Liquefação de gás) e 0,66 milhões de m³ destinados ao abastecimento da UTE Jaguatirica II, consolidando o modelo *Reservoir-to-Wire*, implementado de forma pioneira no país.

No exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2025, foram produzidos, tanto na bacia do Parnaíba quanto na bacia do Amazonas, o total de 1,96 bilhão de m³ de gás natural.

SSLNG

1.3 Informações relacionadas aos segmentos operacionais

Modelo de negócio em pequena escala de GNL, onde o gás é produzido e liquefeito nas instalações do Complexo Parnaíba e vendido para clientes industriais e para uso no setor automotivo de transporte pesado. Em 2025, com a conclusão da construção da Planta de Liquefação, a Companhia passou a fornecer gás natural para suprir clientes *off-grid*, dentre eles, plantas industriais de grandes empresas, distribuidores regionais e empresas que utilizam transporte rodoviário em frota.

Comercialização de Energia

A Companhia atua na comercialização de energia no Ambiente de Contratação Livre ("ACL"), obrigatoriamente registrada na Câmara de Comercialização de Energia Elétrica ("CCEE"), diretamente e por intermédio de sua controlada Eneva Comercializadora, a qual faz a gestão do portfólio de geração, podendo atuar, (i) na venda de sobras de energia das usinas Parnaíba I, Parnaíba II, Parnaíba III, Parnaíba IV, Parnaíba V, Parnaíba VI, Itaqui, Pecém II e das SPEs Futura 1 a 6, no mercado livre; e (ii) compra e venda de energia no mercado livre das usinas Parnaíba I e Tauá.

No exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2025, foram comercializados 42.098 GWh.

Holding e Outros

Esse segmento é composto por empresas que possuem participações societárias em outras empresas, além das empresas mantidas para o desenvolvimento de projetos.

(b) receita proveniente do segmento e sua participação na receita líquida da Companhia

As receitas operacionais líquidas da Companhia provenientes dos segmentos de negócio, bem como suas participações na receita total da Companhia, estão apresentadas nos quadros abaixo:

(R\$ milhões, exceto %)	Exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2025	
	2025	
	Receita operacional líquida	%
Térmicas a Gás	6.230,0	33,8%
Hub Sergipe	3.780,1	20,5%
Térmicas a carvão	1.263,9	6,9%
Usinas solares	400,3	2,2%
Térmicas a óleo	119,3	0,6%
Upstream	1.135,2	6,2%
SSLNG	575,9	3,1%
Comercialização de energia	8.059,4	43,8%
Holding e Outros	-	-
Eliminações ¹	(3.148,1)	(17,1%)
Total	18.416,1	100,0%

1.3 Informações relacionadas aos segmentos operacionais

(1) As eliminações referem-se às transações intragrupo que precisam ser excluídas para composição das demonstrações do saldo consolidado, uma vez que essas informações são originalmente apresentadas dentro dos respectivos segmentos operacionais.

(c) lucro ou prejuízo resultante do segmento e sua participação no lucro líquido da Companhia

Os resultados provenientes dos segmentos de negócio da Companhia, bem como suas participações no lucro (prejuízo) líquido da Companhia, estão apresentados nos quadros abaixo:

(R\$ milhões, exceto %)	Exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2025	
	2025	
	Lucro/(Prejuízo) Líquido	%
Térmicas a Gás	2.820,2	166,7%
Hub Sergipe	1.623,3	96,0%
Térmicas a Carvão	43,7	2,6%
Usinas solares	(153,2)	(9,1%)
Térmicas a Óleo	(58,4)	(3,5%)
Upstream	127,4	7,5%
SSLNG	187,4	11,1%
Comercialização de Energia	85,7	5,1%
Holding e outros	(2.001,1)	(118,3%)
Eliminações ¹	(983,4)	(58,1%)
Total	1.691,6	100,0%

(1) As eliminações referem-se a transações intragrupo que precisam ser excluídas para composição das demonstrações do saldo consolidado, uma vez que essas informações são originalmente apresentadas dentro dos respectivos segmentos operacionais.

1.4 Produção/Comercialização/Mercados

1.4. PRODUÇÃO/COMERCIALIZAÇÃO/MERCADOS

(a) características do processo de produção

A Companhia é uma empresa integrada de geração e comercialização de energia elétrica e exploração e produção de petróleo e gás natural ("Upstream"). Para tal, no âmbito de suas atividades, a Companhia utiliza equipamentos, tecnologias e sistemas de processos adquiridos e/ou licenciados de terceiros, conforme aplicável. Trata-se de fornecedores especializados no ramo de atuação da Companhia, tais como General Electric do Brasil Ltda., Wartsila Brasil Ltda., Halliburton Serviços Ltda., Schlumberger Serviços de Petróleo Ltda., dentre outros.

Seguem abaixo as principais informações sobre o nosso processo produtivo, incluindo os principais processos e equipamentos utilizados:

Geração de Energia Elétrica

Geração Fotovoltaica

Nas usinas solares fotovoltaicas ("UFVs"), a energia elétrica em corrente contínua é gerada pela incidência de luz solar em painéis de silício policristalino ("placas fotovoltaicas"), cujo fenômeno físico é denominado efeito fotovoltaico. Os painéis são eletricamente conectados em série e a corrente contínua gerada é transformada em corrente alternada por inversores de frequência em baixa tensão. Essa tensão é elevada para o nível de transmissão por um transformador elevador, a partir deste, as UFVs são conectadas ao sistema interligado nacional ("SIN") através da subestação de conexão à rede básica.

Geração Síncrona

Nas usinas termelétricas, a energia elétrica alternada é gerada em geradores síncronos (alternadores) trifásicos de excitação estática. Os geradores são conectados à rede de transmissão por transformadores elevadores que convertem a tensão de geração à tensão da rede básica do SIN. A geração de energia se dá pela aplicação de potência (torque × velocidade) no eixo dos geradores em sentido contrário ao torque motriz que a rede induz nos geradores. As características do fluxo de potência injetada na rede dependem da intensidade da potência de acionamento do eixo dos geradores (convencionalmente denominada força contra-eletromotriz) e da forma de excitação do gerador.

As usinas termelétricas se diferenciam pela combinação de equipamentos (*prime movers*) que acionam seus geradores, como segue:

UTE	Acionamentos (Quantidade e Tipo)		
	Turbina a Gás	Turbina a Vapor	Motor
Parnaíba I	4	-	-
Parnaíba II	2	1	-
Parnaíba III	1	-	1
Parnaíba IV	-	-	3
Parnaíba V	-	1	-
Parnaíba VI	-	1	-
Jaguatirica II	2	1	-

1.4 Produção/Comercialização/Mercados

Itaqui	-	1	-
Pecém II	-	1	-
Porto de Sergipe I	3	1	-
Fortaleza	2	1	-
Viana	-	-	20
Viana I	-	-	4
Geramar I	-	-	19
Geramar II	-	-	19
Luiz Oscar Rodrigues de Melo	-	-	28
Povoação I	-	-	8

• Turbina a Gás:

É um equipamento que converte a energia química do combustível em energia mecânica que aciona um gerador em um ciclo termodinâmico denominado Ciclo Brayton. As turbinas a gás operadas pela Companhia consomem gás natural e são compostas por um compressor, um combustor e uma turbina propriamente dita. O compressor aspira ar atmosférico filtrado e o comprime, aumentando sua pressão e sua temperatura. O ar comprimido alcança o combustor, onde é injetado o gás natural e onde ocorre a combustão.

Na turbina a gás, o ar comprimido é misturado ao gás natural e submetido à combustão, cuja expansão aciona o compressor e o gerador. Os gases de exaustão ainda podem ser aproveitados para geração adicional de energia.

Quando os gases são descarregados para a atmosfera sem aproveitamento da energia térmica residual, diz-se que a turbina a gás opera em ciclo aberto, i.e., em Ciclo Brayton apenas. Quando, antes de serem descarregados na atmosfera, os gases da combustão passam por um gerador de vapor (para recuperar sua energia térmica caldeira de recuperação), diz-se que a turbina a gás opera em ciclo fechado ou ciclo combinado porque o vapor gerado tem capacidade de gerar energia elétrica adicional em uma turbina a vapor.

• Turbina a Vapor:

É um equipamento que converte a entalpia de vapor superaquecido em energia mecânica que aciona um gerador em um ciclo termodinâmico denominado Ciclo Rankine. O vapor superaquecido é injetado na turbina e, à medida em que expande pelos estágios da turbina, a entalpia do vapor é convertida em energia mecânica. Nessa tecnologia, o vapor superaquecido se expande pelos estágios da turbina, convertendo sua energia em potência mecânica. Seu desempenho depende das condições de admissão e saída do vapor, bem como da vazão mássica empregada.

Como mencionado, é possível utilizar a energia térmica da exaustão de uma turbina a gás para gerar vapor a ser expandido em uma turbina a vapor. Usinas termelétricas que possuem capacidade de geração baseada em um ciclo a vapor (Ciclo Rankine) acoplado à geração de uma turbina a gás (Ciclo Brayton) são ditas de ciclo combinado.

Geração de Vapor

1.4 Produção/Comercialização/Mercados

O vapor utilizado para geração em Ciclo Rankine opera em ciclo fechado, isto é, o vapor superaquecido que expande na turbina a vapor é condensado, bombeado e aquecido até o estado em que será readmitido na turbina a vapor. Em uma termelétrica que opera com gás natural, a forma mais eficiente de aproveitamento da energia da combustão do gás é gerando vapor em um recuperador de calor dos gases de exaustão de turbinas a gás. O equipamento onde o vapor é gerado chama-se caldeira de recuperação ou HRSG ("heat recovery steam generator").

Em usinas termelétricas a carvão, o carvão mineral é queimado em uma caldeira (*boiler*). Nas usinas da Companhia, o carvão é recebido, armazenado (*stockyard*), pulverizado (*grindingmills*) e injetado na caldeira com o ar necessário à combustão. O calor gerado é transferido à água que circula em tubos da caldeira, produzindo vapor, enquanto os gases remanescentes são tratados antes de sua liberação na atmosfera.

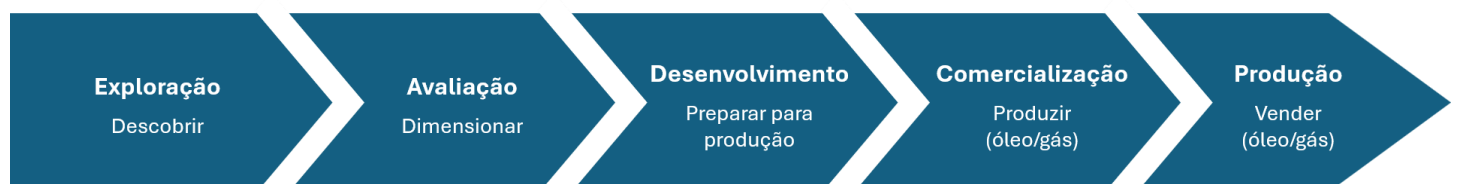
- **Motor a Gás:**

É um equipamento que converte a energia química do combustível em energia mecânica que aciona um gerador em um ciclo termodinâmico denominado Ciclo Otto. Os motores estacionários de combustão interna operados pela Companhia são turbo-comprimidos (*turbocharged*) de quatro tempos e têm ignição por centelha (*spark ignition*).

No ciclo de operação, a mistura de ar e gás natural é admitida e comprimida no cilindro, a ignição promove a combustão, cuja expansão movimenta o pistão, e os gases resultantes são expelidos ao final. A energia dos gases de exaustão ainda é aproveitada para acionar o turbocompressor, elevando a eficiência do sistema.

Upstream

O processo de exploração e produção de hidrocarbonetos é sumarizado na figura abaixo.



A cadeia de hidrocarbonetos se dedica a: (i) descobrir acumulações ou campos de óleo e/ou gás natural; (ii) avaliar ou dimensionar as descobertas; (iii) construir os sistemas de produção ou desenvolver os campos; (iv) produzir petróleo e gás natural; e (v) comercializar os produtos da produção (óleo, gás natural e condensados). Nesse enquadramento, enquanto os itens (i), (ii), (iii) e (iv) compõem o segmento de *Upstream*, o *Midstream* e o *Downstream* estão abarcados no processo de transporte e distribuição que viabilizam o item (v).

As atividades de exploração, desenvolvimento da produção e produção de petróleo e gás natural ("Atividades de E&P") são iniciadas com pesquisas geológicas e campanhas sísmicas para identificação de potenciais acumulações com hidrocarbonetos (seja óleo, seja gás natural). Uma vez realizados estes trabalhos e interpretados os resultados do processamento da atividade sísmica, começa o processo de perfuração de poços exploratórios pioneiros (iniciados com o prefixo "1") para confirmar a existência ou não das acumulações mapeadas e a qualidade do óleo ou gás existente. Estes poços passam, então, por um processo de perfilagem, que se caracteriza por diversas medições (de radioatividade, de resistividade, magnética, sônica, entre outras) na parede do poço, para aprofundar o conhecimento das formações geológicas.

1.4 Produção/Comercialização/Mercados

Caso o resultado da perfuração e das perfilagens seja positivo, delimita-se a descoberta por meio de perfurações de poços de extensão (iniciados com o prefixo “3”) e testes de poço podem ser realizados (testes de formação ou testes de longa duração, a depender do objetivo da investigação). Ao fim deste trabalho de avaliação da descoberta, obtém-se uma melhor estimativa do volume de hidrocarboneto existente e, se confirmada sua viabilidade econômica, a Companhia estará apta a desenvolver e monetizar essas reservas (após declaração de comercialidade e aprovação do Plano de Desenvolvimento).

Nesse sentido, em 05 de março de 2026, a Companhia divulgou os resultados do Relatório Executivo de Auditoria das Reservas e Recursos de Campos, Áreas e Blocos nos quais a Companhia tem participação na Bacia do Parnaíba, referentes a 31 de dezembro de 2025, elaborado pela consultoria independente Gaffney, Cline & Associates, Inc. (“GCA”). Os relatórios apontaram um total de 37,48 bilhões de m³ de reservas (2P) de gás natural na Bacia do Parnaíba, já descontando a produção de gás no primeiro trimestre de 2026.

Na Bacia do Amazonas, o último Relatório Executivo de Auditoria das Reservas e Recursos de Campos, Áreas e Blocos elaborado pela consultoria independente GCA foi divulgado em 15 de fevereiro de 2024, referente à certificação de 31 de dezembro de 2023. O Relatório aponta um total de 9,52 bilhões de m³ de reservas (2P) de gás natural na Bacia do Amazonas, descontando a produção de gás ao longo dos anos de 2024 e 2025 e do primeiro trimestre de 2026. Para a Área de Juruá, na Bacia do Solimões, foram certificados, também em 31 de dezembro de 2023, pela GCA, 24,04 bilhões de m³ de recursos contingentes de gás natural (2C), volumes estes que se mantêm inalterados. A Área de Japiim não possui ainda recursos certificados.

O tempo entre a declaração de comercialidade e o início da produção é variável de ativo para ativo e depende das condições convencionadas junto à ANP no Plano de Desenvolvimento (“PD”) aprovado. De todo modo, cabe ressaltar que o desenvolvimento de um campo localizado em terra é mais simples quando comparado ao dos campos localizados no mar, seja por fatores logísticos, por facilidades comerciais ou disponibilidade de tecnologia.

É válido pontuar que o processo de produção de um campo também pode exigir a utilização de procedimentos de elevação artificial, de implantação de sistemas de injeção de água, de gás ou de outros produtos, que buscam aumentar a vazão de hidrocarbonetos e o fator de recuperação final deste campo (porcentagem recuperada de hidrocarbonetos em relação ao volume *in situ*, isto é, em subsuperfície). Embora essa técnica seja utilizada substancialmente para recuperação de óleo em campos *offshore* (especialmente o “*gas lift*”), ela também pode ser aplicada para ativos terrestres.

Comercialização de Energia

Nesse segmento, não há uma produção de um bem tangível. A atividade de comercialização de energia elétrica envolve a aquisição de energia para comercialização no mercado livre, por meio da celebração de contratos bilaterais com empresas de energia e compra de energia em leilões públicos, e revenda de energia elétrica para Consumidores Livres.

Segue abaixo quadro que evidencia a capacidade instalada total de nossas usinas termelétricas e usinas solares, bem como a produção das referidas usinas no último exercício social:

Usinas	Capacidade Instalada (MW) ⁴	Geração bruta (GWh) ⁵ no exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2025
Parnaíba I ¹	676	2.862
Parnaíba II ²	519	3.025
Parnaíba III + Parnaíba VI ³	270	1.106
Parnaíba IV	56	48

1.4 Produção/Comercialização/Mercados

Parnaíba V	365	897
Jaguarica II	126	853
Itaqui	360	677
Pecém II	365	362
Porto de Sergipe I	1.593	1.806
Tauá	5	1
Futura I	692	1.359
Viana	175	1
Viana I	37	8
Geramar I	166	0
Geramar II	166	0
Luiz Oscar Rodrigues de Melo	240	347
Povoação I	75	13
Total	5.886	13.332

(1) Compreende as UTEs Maranhão IV e V.

(2) Compreende a UTE Maranhão III.

(3) Compreende a UTE MC2 Nova Venécia 2. Parnaíba IV é o fechamento de ciclo de Parnaíba III.

(4) Megawatt.

(5) Gigawatt-hora.

Indicadores de produtividade característicos do setor de atividade

Para informações sobre demais indicadores operacionais relevantes às atividades da Companhia, tais como (i) taxa de disponibilidade, (ii) taxa de despacho, (iii) total de gás natural produzido (Bi m³); e (iv) total de energia comercializada, vide item 1.2 deste Formulário de Referência.

Riscos inerentes ao processo de produção que poderão gerar paralisação das atividades

Para informações referentes aos riscos inerentes ao processo de produção que poderão gerar paralisação das atividades, vide item 4.1 deste Formulário de Referência.

Seguros

A Companhia e suas subsidiárias diretas e indiretas mantêm apólices de seguros vigentes na modalidade responsabilidade civil por danos materiais, corporais e morais causados a terceiros.

As apólices estão em vigor e os prêmios das renovações recentes estão em fluxo de pagamento.

Seguradora	Modalidade	Valor em Risco	Limite Máximo Indenizável	Vigência	Prêmio Total
Valores Expressos em Reais Mil e Dólares Mil					

1.4 Produção/Comercialização/Mercados

Chubb	Riscos Operacionais	US\$ 4.744.540	US\$ 300.000	01/10/2025 a 01/04/2027	US\$ 21.330
Fairfax	Risco de Petróleo	US\$ 66.981	US\$ 66.981	01/04/2026 a 01/10/2027	US\$ 322
Tokio Marine	Responsabilidade Civil Geral – Pecém II	-	R\$ 50.000	01/07/2024 a 01/07/2026	R\$ 97
Zurich	Responsabilidade Civil de Operador Portuário	-	R\$ 25.000	01/09/2025 a 01/09/2026	R\$ 30
AIG/ Ezze/ Austral	Responsabilidade Civil dos Administradores (D&O)	-	R\$ 210.000	01/03/2026 a 01/09/2027	R\$ 429
Sura	Frota	-	Valor Tabela Fipe	01/07/2024 a 01/07/2025	R\$ 834
Tokio Marine	Cyber	-	R\$ 25.000	01/05/2025 a 01/11/2026	R\$ 1.089
Chubb	Riscos de Engenharia Projeto Azulão 950	US\$ 1.576	US\$ 854.651	22/05/2024 a 21/08/2026	US\$ 10.385
Chubb	Responsabilidade Civil Obras Projeto Azulão	R\$ 5.800	R\$ 100.000	18/03/2024 a 21/08/2026	R\$ 675
Axa	Riscos de Engenharia Gasoduto Gavião Mateiro	R\$ 134.650	R\$ 134.650	12/02/2025 a 29/05/2026	R\$ 310
Berkley	Responsabilidade Civil Obras Gasoduto Gavião Mateiro	R\$ 134.650	R\$ 30.000	12/02/2025 a 29/05/2026	R\$ 134
Chubb	Riscos de Engenharia Projeto SSLNG Trem 3 e 4	R\$ 641.073	R\$ 641.073	19/05/2025 a 13/02/2027	R\$ 1.930
Starr	Responsabilidade Civil Obras Projeto SSLNG Trem 3 e 4	R\$ 641.073	R\$ 20.000	19/05/2025 a 13/02/2027	R\$ 66

1.4 Produção/Comercialização/Mercados

Berkley	Riscos de Engenharia Projeto Hidrogênio Verde	R\$ 28.573	R\$ 28.573	18/07/2025 a 20/05/2026	R\$ 80
Chubb	Responsabilidade Civil Obras Projeto Hidrogênio Verde	R\$ 28.573	R\$ 10.000	18/07/2025 a 20/05/2026	R\$ 51
Chubb	Riscos de Engenharia Projeto EPGVBL - Clusters 02 e 03	R\$ 371.815	R\$ 371.815	09/01/2026 a 30/07/2027	R\$ 547
Chubb	Responsabilidade Civil Obras Projeto EPGVBL - Clusters 02 e 03	R\$ 371.815	R\$ 30.000	09/01/2026 a 30/07/2027	R\$ 65

As apólices de seguros estabelecidas pela Companhia possuem coberturas determinadas por análise da sua área de Seguros, em conjunto com especialistas das corretoras que a auxiliam, levando em conta a natureza e o grau de risco, por montantes considerados pela Companhia suficientes para cobrir eventuais perdas significativas sobre seus ativos e responsabilidades da Companhia e suas subsidiárias, estando, portanto, dentro dos padrões do mercado segurador.

A Companhia contrata seguradoras de primeira linha para cobertura de seus ativos contra incêndios, raios, explosões, danos elétricos e inundações, entre outros, em nossas diversas usinas, subestações, edificações e instalações. A Companhia não possui cobertura de seguro contra os riscos de terremoto, desmoronamento e atos terroristas. A Companhia também contrata um seguro de Responsabilidade Civil Administradores e Diretores (D&O), visando a proteção de seus executivos (membros do Conselho de Administração, Diretoria e Comitês) e membros do Conselho Fiscal, se instalado, que têm por objetivo garantir o pagamento de prejuízos financeiros decorrentes de reclamações feitas contra os segurados, em virtude de atos danosos culposos pelos quais sejam responsabilizados, desde que os mesmos tenham agido dentro de sua capacidade de gestor, e que os atos tenham sido praticados no exercício de suas funções. Para mais informações sobre este seguro, vide item 7.7 deste Formulário de Referência.

(b) características do processo de distribuição

Geração e Comercialização de Energia

As usinas geradoras da Companhia são todas conectadas ao SIN, por onde escoam sua energia produzida por meio da Rede Básica dos Sistemas Elétricos Interligados (constituída por todas as subestações e linhas de transmissão em tensões de 230 kV e as de 138 kV que excepcionalmente foram definidas pela ANEEL ou superior, integrantes de concessões de serviços públicos de energia elétrica, devidamente outorgadas pela autoridade competente). As usinas geradoras mencionadas no item 1.2 deste Formulário de Referência são empresas controladas direta e indiretamente pela Companhia.

Da mesma forma, toda a energia comercializada pela Companhia diretamente e/ou pela Eneva Comercializadora também é transportada pelo SIN. As empresas responsáveis pela geração, comercialização e transmissão de energia compõem o SIN, por meio do qual as negociações de compra e venda de energia feitas no âmbito da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica ("CCEE") são efetivadas. Isso significa que, uma vez que um agente de mercado (distribuidor, gerador, comercializador, consumidor livre ou especial) se torne membro do SIN,

1.4 Produção/Comercialização/Mercados

ele pode negociar energia com qualquer outro agente, independentemente das restrições físicas de geração e transmissão. A Companhia atua apenas nos segmentos de geração e comercialização de energia.

Exploração e produção de hidrocarbonetos (*Upstream*)

A indústria de hidrocarbonetos é dividida nos segmentos de *Upstream* (exploração e produção), *Midstream* (transporte) e *Downstream* (distribuição/comercialização). Historicamente, a Companhia atua no segmento de *Upstream*, que inclui, em resumo, a prospecção de gás natural como fluido principal nas bacias sedimentares do Parnaíba (MA), do Amazonas (AM), do Solimões (AM) e do Paraná (MS/GO), além do tratamento ou processamento do combustível e o escoamento do hidrocarboneto produzido até o ponto de entrega ("*delivery point*"). Mais recentemente, a empresa instituiu subsidiárias (Azulão Geração de Energia S.A. e GNL Brasil Logística S.A.) com finalidade de atuação no *Downstream*, com foco na distribuição de GNL a granel. Com isso, além de escoar sua produção pelo modal dutoviário, a Companhia passa a distribuí-la – em estado liquefeito – pelo modal rodoviário, seja para atendimento às suas usinas, seja para atendimento a contratos junto a consumidores industriais.

Os principais dispositivos legais vigentes (sabidamente o Art. 25 da Constituição Federal, a Lei nº 9.478/1997 e a Lei nº 14.134/2021) estruturaram um setor majoritariamente regulado pela Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis ("ANP"), que é responsável por disciplinar, em ambiente infralegal, sobre *Upstream*, *Midstream* e *Downstream*. A exceção são os serviços locais de gás canalizado, cuja exploração – direta ou mediante concessão – constituem monopólio das unidades federativas.

(c) características dos mercados de atuação

As atividades da Companhia são desenvolvidas preponderantemente nos setores de: (i) geração de energia elétrica; (ii) comercialização de energia; e (iii) exploração, desenvolvimento e produção de petróleo e gás natural, todas exclusivamente no Brasil.

Setor de Energia Elétrica no Brasil - Geração

Visão Geral

Segundo o Sistema de Informações de Geração da ANEEL ("SIGA"), o Brasil possui 26.978 empreendimentos em operação totalizando uma potência de 218.413 MW.

Alguns dos principais *players* do mercado de energia elétrica no Brasil são empresas ligadas ou controladas pelo governo, com 5 dos 10 maiores geradores sendo empresas estatais. A tabela abaixo classifica os maiores agentes geradores do Brasil com base na capacidade instalada.

Nº	Agente	Potência (kW)
1º	Norte Energia S/A	11.233.100
2º	Axia Energia Nordeste S. A	10.460.428
3º	Centrais Elétricas Brasileiras S.A. - Eletrobras	9.310.800
4º	Centrais Elétricas Do Norte Do Brasil S/A	9.122.300
5º	Itaipu Binacional	7.000.000
6º	Petróleo Brasileiro S.A. Petrobras	5.572.391
7º	Rio Paraná Energia S.A.	4.995.200

1.4 Produção/Comercialização/Mercados

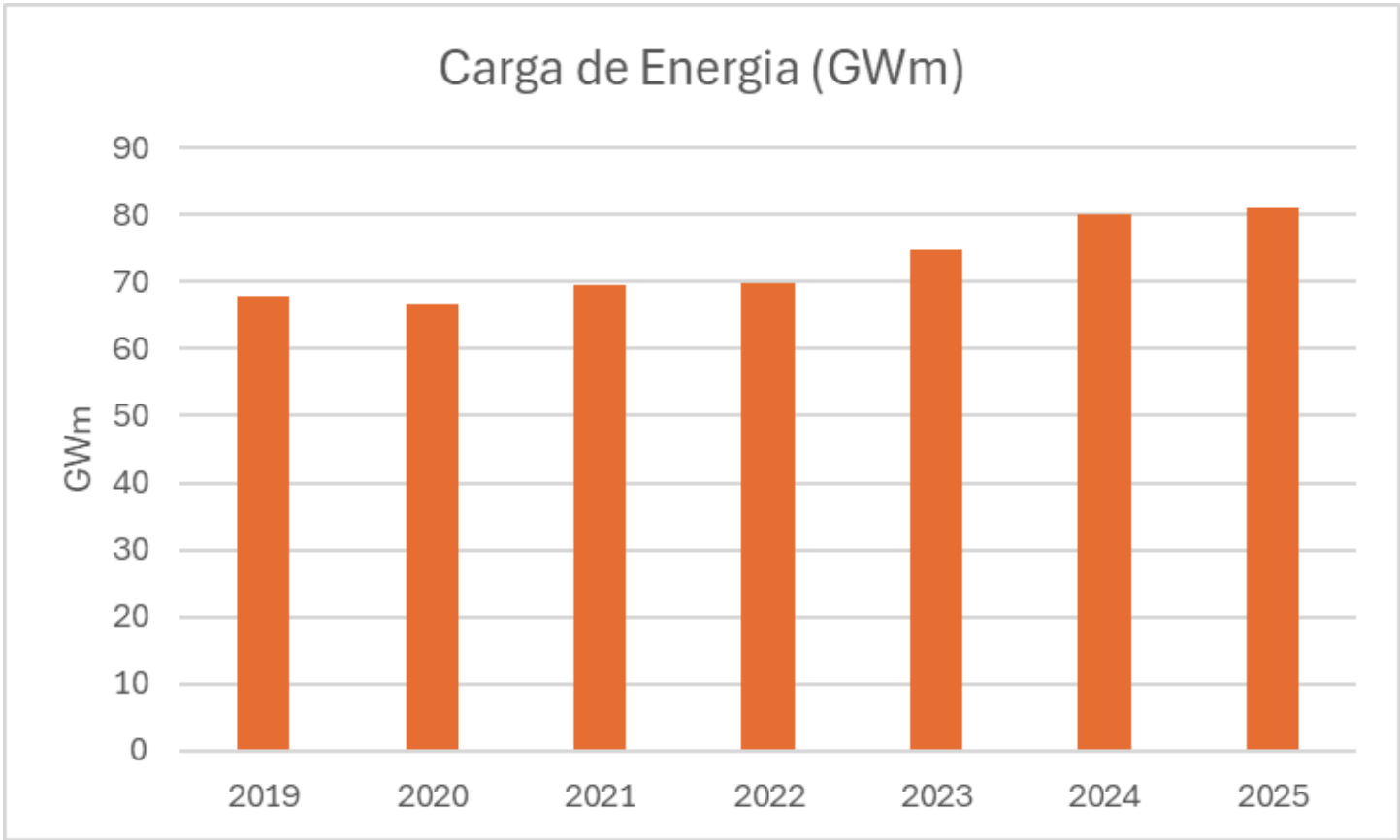
8º	Engie Brasil Energia S.A.	4.871.500
9º	Jirau Energia S.A.	3.750.000
10º	Santo Antonio Energia S.A.	3.568.000

Fonte: SIGA. Acesso em: 13/04/2026.

Consumo de Energia Elétrica

Nos últimos 5 anos o consumo de energia elétrica no Brasil cresceu a uma taxa média anual de 4,01%, os anos de 2023 e 2024 registraram as maiores taxas de crescimento dos últimos anos, de 7% em relação ao ano anterior. Este crescimento foi motivado, principalmente, pelo aumento da temperatura advindo do fenômeno climático *El Niño*, que provocou temperaturas atípicas e ondas de calor, principalmente no segundo semestre do ano. Já o ano de 2025 registrou um aumento de 1,5% com relação ao ano anterior, motivado por comportamento mais ameno da temperatura.

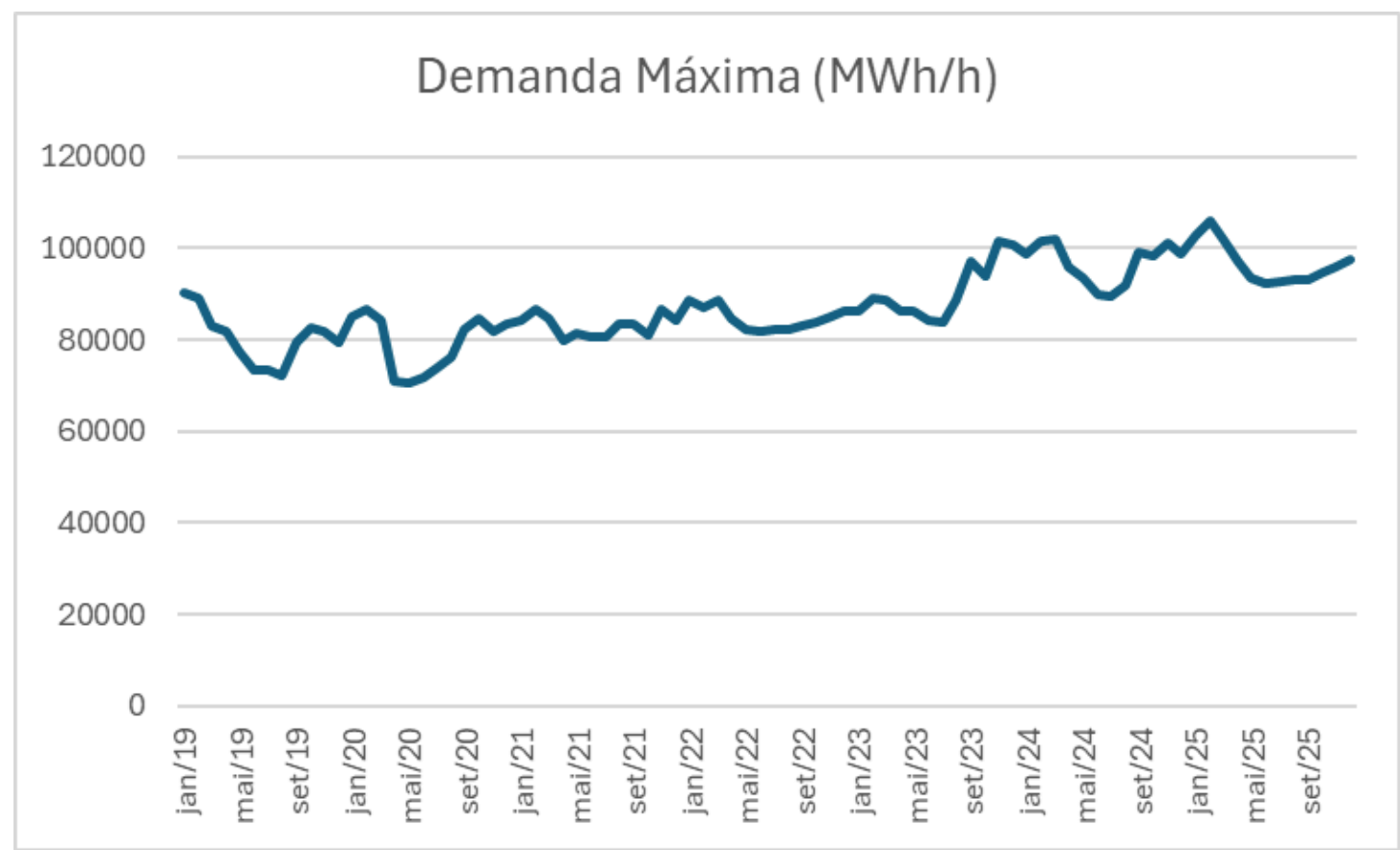
O gráfico abaixo demonstra a evolução anual do consumo de energia elétrica (carga em GWm) no Brasil desde 2019, de acordo com a base de dados Operador Nacional do Sistema elétrico ("ONS").



Fonte: Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS.

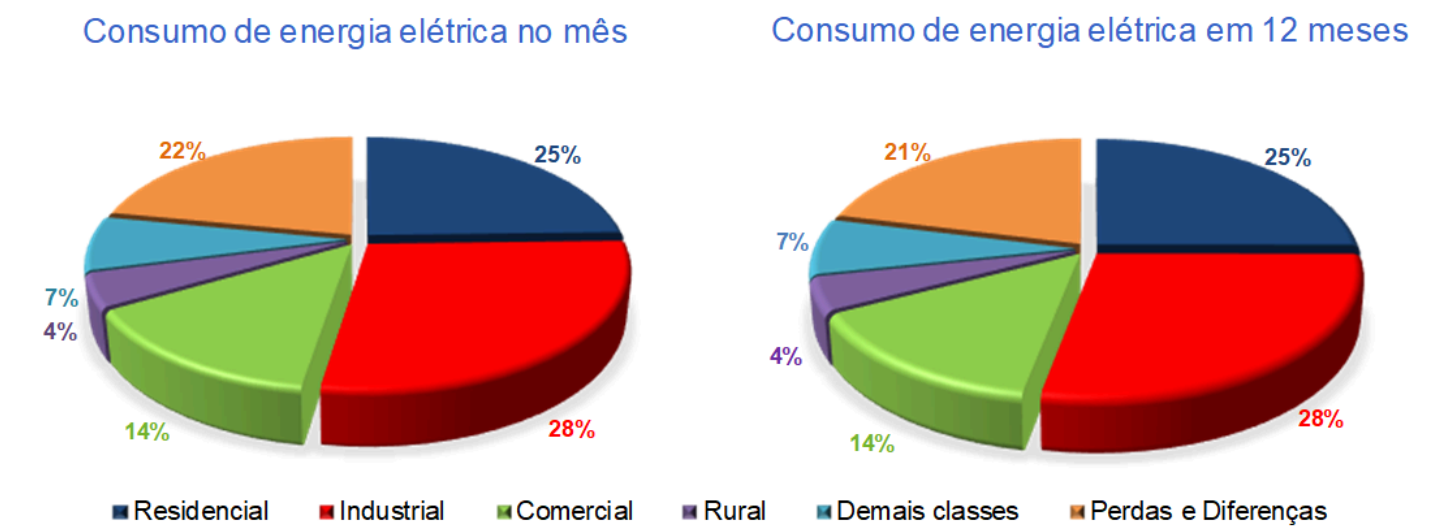
A demanda máxima horária mostra como o ano de 2023 apresentou um aumento de carga acima do previsto, período em que foram registrados recordes de demanda máxima horária, majoritariamente nos períodos de onda de calor. O ano de 2024 continuou tendo atuação do *El Niño* e carregou esse efeito do ano anterior e, em 15 de março de 2024, foi estabelecido um recorde de demanda, de 102.478 MW. É possível notar o efeito de picos de demanda em períodos de temperatura elevada. Em 2025, houve um novo recorde de carga em fevereiro, apesar de não ser um ano sob efeito do *El Niño*, outros fenômenos intra-regionais, levaram à ocorrência de um bloqueio atmosférico e consequentemente uma nova onda de calor.

1.4 Produção/Comercialização/Mercados



Fonte: Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS.

O segmento industrial é o principal consumidor de energia elétrica do país, com uma participação de 28% no período entre novembro de 2024 e novembro de 2025, seguido pelo segmento residencial com 25% de participação, no mesmo período, de acordo com o Boletim Mensal de Monitoramento do Sistema Elétrico Brasileiro de novembro de 2025.



1.4 Produção/Comercialização/Mercados

Consumo de energia elétrica no mês- Estratificado por Ambiente



Fonte: Boletim Mensal de Monitoramento do Sistema Elétrico Brasileiro (novembro/2025).

Capacidade Instalada de Geração no Sistema Elétrico Brasileiro

De acordo com o Boletim Mensal de Monitoramento do Sistema Elétrico Brasileiro (novembro/2025), a capacidade instalada total de geração de energia elétrica no país atingiu 258.841 MW, incluindo geração distribuída ("GD") dos quais 51.605 MW (20%) são provenientes do parque gerador termelétrico. No Brasil, a principal fonte de energia ainda é a hidráulica, que é responsável por aproximadamente 43% da matriz elétrica do país. Tal fonte, em conjunto com a térmica, representa 62,5% da capacidade instalada no Brasil, conforme tabela a seguir.

1.4 Produção/Comercialização/Mercados

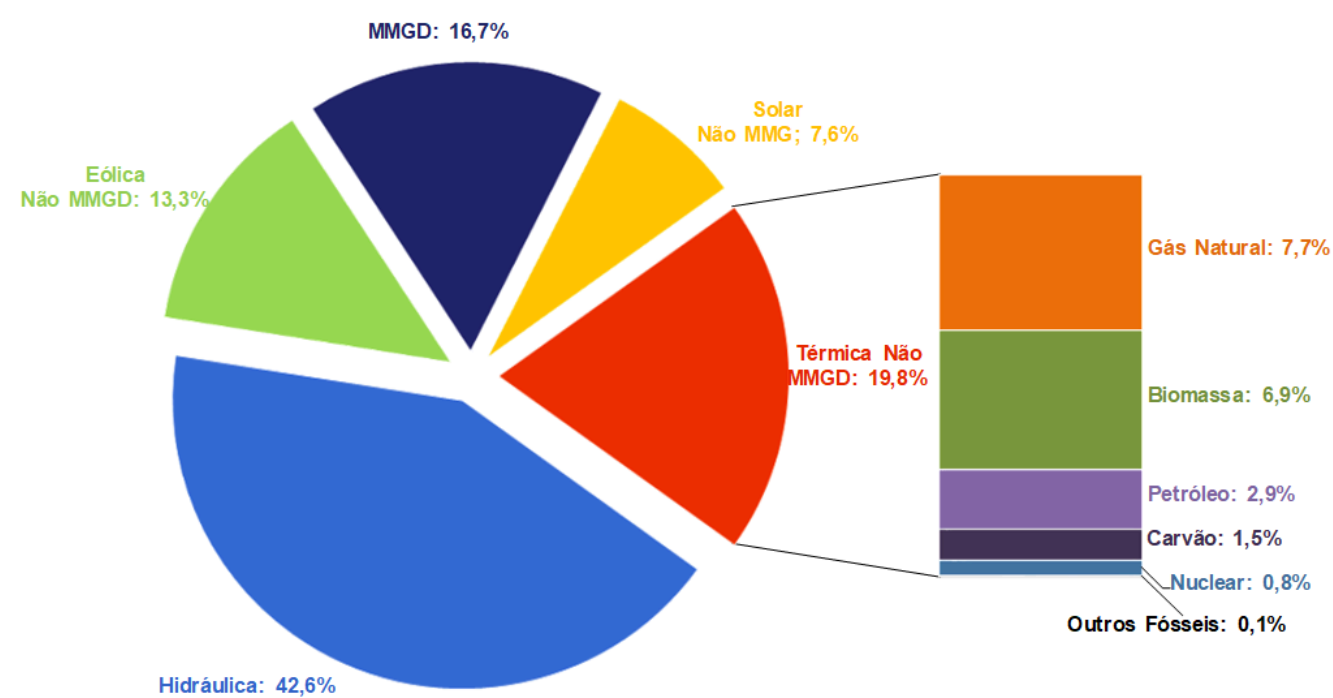
Fonte	nov/24	nov/25		Evolução nov/2024 a nov/2025 (%)
	(MW)	(MW)	(%)	
Hidráulica	109.956	110.209	42,58	0,23
UHE	103.196	103.235	39,9	0,0
PCH	5.842	6.017	2,3	3,0
CGH	858	904	0,3	5,4
CGH MMGD	60	52	0,0	-12,9
Térmica	48.887	51.605	19,94	5,56
Gás Natural	17.810	19.865	7,7	11,5
Biomassa	17.064	17.823	6,9	4,4
Petróleo	8.200	7.616	2,9	-7,1
Carvão	3.461	3.951	1,5	14,2
Nuclear	1.990	1.990	0,8	0,0
Outros Fósseis	166	166	0,1	0,0
Térmica MMGD	196	195	0,1	-1,0
Eólica	32.683	34.473	13,32	5,47
Não MMGD	32.666	34.455	13,3	5,5
MMGD	17	18	0,0	1,3
Solar	50.345	62.525	24,16	24,19
Não MMGD	16.571	19.691	7,6	18,8
MMGD	33.774	42.834	16,5	26,8
Total não MMGD	207.824	215.714	83,34	3,80
Total MMGD	34.047	43.128	16,66	26,67
Capacidade Total	241.872	258.841	100	7,0

Crescimento em 12 meses**16.970**

Fonte: Boletim Mensal de Monitoramento do Sistema Elétrico Brasileiro (novembro/2025).

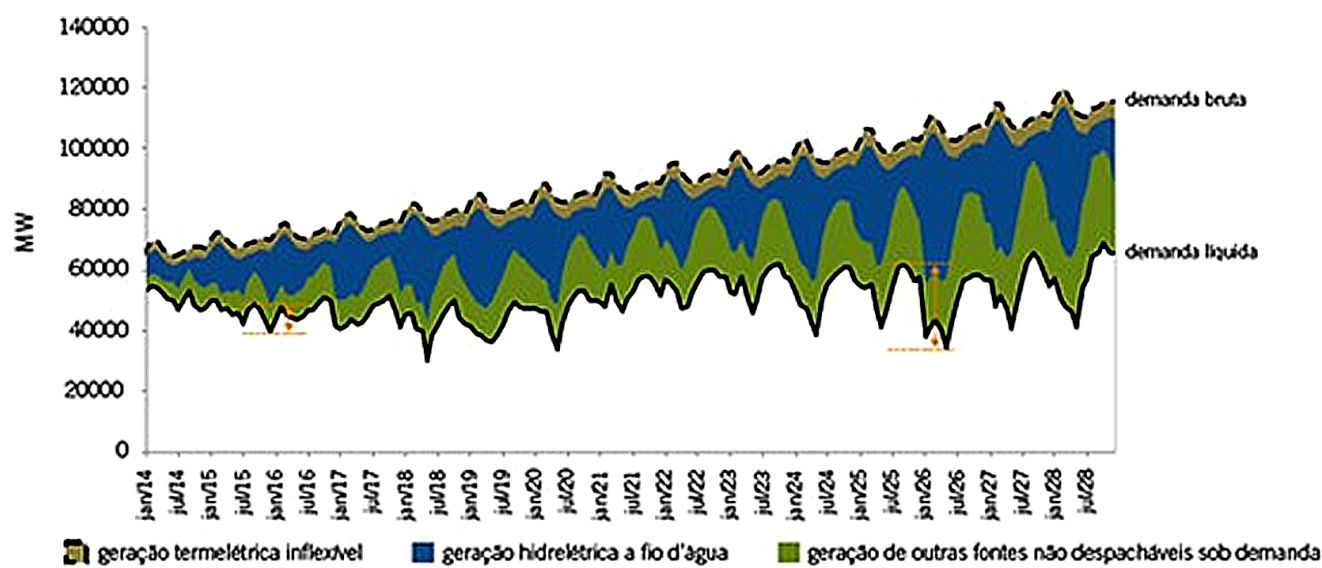
A energia térmica engloba a energia produzida por diversos tipos de combustíveis como gás natural, biomassa, petróleo, carvão, nuclear e outros e sua composição na matriz brasileira está evidenciada no gráfico abaixo:

1.4 Produção/Comercialização/Mercados



Fonte: Boletim Mensal de Monitoramento do Sistema Elétrico Brasileiro (novembro/2025).

A energia oriunda de fontes hídricas, que além da capacidade instalada de geração ainda permite o armazenamento de energia em seus reservatórios hídricos, e dirimir o efeito da variabilidade e da sazonalidade ocasionadas por questões hidrológicas, ou seja, a capacidade de armazenamento possibilita que a geração hídrica possa se estender mesmo no período de seca. Entretanto, os projetos hidrelétricos mais recentes estão sendo constituídos como hidrelétricas a fio d'água e de menor porte, as quais não possuem um reservatório próprio capaz de armazenamento relevante, consequentemente tornando a geração efetiva de energia elétrica dessa fonte dependente das condições meteorológicas. Esse fator provoca um aumento da variação de energia gerada entre períodos de seca e de chuva, o que pode ser observado no gráfico abaixo.



1.4 Produção/Comercialização/Mercados

A demanda bruta de energia é a demanda total por energia elétrica no SIN. A demanda líquida de energia elétrica representa a demanda suscetível ao abastecimento dos geradores “despacháveis sob demanda”, isto é, os geradores que são acionados pelo ONS.

A demanda líquida é obtida ao subtrair a energia suprida de termelétricas “inflexíveis” (restrição de geração mínima, declarada pelo agente), hidrelétricas a fio d’água e demais fontes não controladas pelo ONS (como eólicas, termelétricas a biomassa, pequenas centrais hidrelétricas).

Dada a crescente inserção de hidrelétricas a fio d’água, observa-se que a demanda líquida apresenta uma tendência de ampliação da variação sazonal cada vez mais acentuada. Somado a essa realidade temos a crescente penetração de recursos de geração proveniente de fontes renováveis e intermitentes que contribuem diretamente para aumento da variabilidade da demanda líquida e traz desafios adicionais para a operação segura e regular do SIN. Este contexto evidencia a necessidade de aumentar a disponibilidade de ativos de geração controláveis, como as termelétricas, que serão responsáveis por aumentar a segurança e a estabilidade do sistema em períodos mais vulneráveis, como os períodos de estiagem esperada ou cuja hidrologia se denote menos favorável.

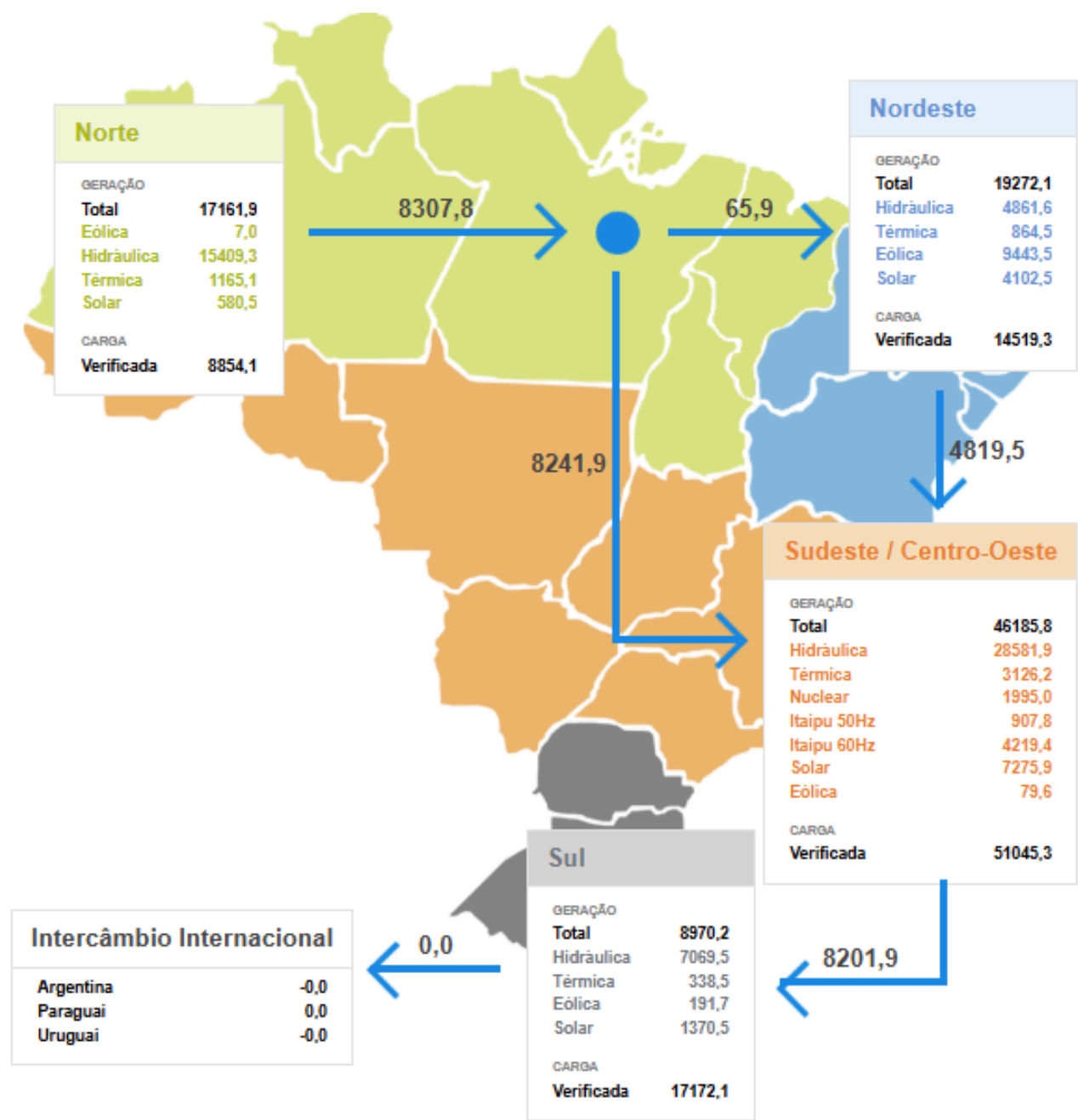
Além disso, as termelétricas: (i) podem ser construídas em área próximas aos centros urbanos (o que reduz as distâncias entre a fonte geradora e os consumidores e, conseqüentemente, reduz as perdas decorrentes da transmissão elétrica, e reduz a necessidade de investimento em novas linhas de transmissão); e (ii) possuem a capacidade de acionamento rápido (capacidade de modulação diária) independentemente das condições climáticas e prazo relativamente curto de implantação. Dessa forma, tais características as posicionam como uma fonte de energia eficiente, confiável e capaz de suprir a energia demandada nos períodos críticos de indisponibilidade das hidrelétricas e demais fontes intermitentes.

Subsistemas do Sistema Interligado Nacional – SIN

O SIN incorpora o sistema de produção e transmissão de energia elétrica do país e é dividido em quatro grandes subsistemas – Sudeste/Centro-Oeste (“SE/CO”), Sul (“S”), Nordeste (“NE”) e Norte (“N”). Os sistemas isolados, que se encontram fora do SIN, estão localizados majoritariamente na região Amazônica e representam parcela pouco relevante da capacidade de geração elétrica do país.

As atividades de coordenação e controle da operação de geração de energia são executadas pelo ONS, que tem por objetivo manejar o estoque de energia de forma a garantir a segurança de fornecimento em todo o Brasil. Dessa forma, situações hidrológicas desfavoráveis e regime de ventos adversos, que podem causar redução na produção de energia de determinado subsistema, são compensados pelos excedentes de produção de outros subsistemas. Quando a produção de energia dos participantes do SIN não é suficiente para atender à necessidade energética em sua totalidade, a devida complementação é realizada através do despacho de energia térmica. A figura abaixo ilustra as interligações que possibilitam o intercâmbio de energia entre subsistemas e a produção de energia em MWm.

1.4 Produção/Comercialização/Mercados



Fonte: Operador Nacional do Sistema Elétrico (abril/2024).

Transmissão

O SIN é responsável pela transmissão de energia elétrica entre os centros geradores e regiões de consumo através de linhas de alta tensão (igual ou superior a 230 kV), sendo constituído por quatro subsistemas: Sul, Sudeste/Centro-Oeste, Nordeste e a maior parte da região Norte.

Com base na extensa dimensão territorial do Brasil e sua capacidade de geração de energia predominantemente composta por usinas hidrelétricas (muitas vezes localizadas em regiões afastadas dos principais centros de consumo), o SIN realiza a conexão entre grandes distâncias utilizando diversas faixas de tensão que podem variar de 230 kV a 800 kV.

A interconexão dos sistemas elétricos oferece uma série de vantagens em termos de segurança e economicidade ao propiciar a transferência de energia entre os subsistemas: (i) minimização do risco de interrupção no fornecimento de energia através da otimização dos recursos hidrológicos (regiões com produção insuficiente de energia devido a problemas com reservatórios podem ser abastecidas por outras regiões geradoras); (ii)

1.4 Produção/Comercialização/Mercados

exploração da diversidade entre os regimes hidrológicos das bacias; (iii) obtenção de ganhos sinérgicos; e (iv) aumento da confiabilidade e flexibilidade da rede.

Segundo dados da ONS, menos de 1% da carga total do país encontra-se fora do SIN, os quais consistem em sistemas isolados localizados principalmente na região amazônica e cujo dimensionamento visa apenas atender necessidades específicas.

A Rede Básica de transmissão do SIN é composta por: (i) linhas de transmissão, barramentos, transformadores de potência e equipamentos de subestação em tensão igual ou superior a 230 kV; e (ii) transformadores de potência com tensão primária igual ou superior a 230 kV e tensões secundária e terciária inferiores a 230 kV, bem como suas respectivas conexões.

A operação e administração da Rede Básica é realizada pelo ONS, que realiza uma coordenação sistêmica para assegurar que a energia gerada chegue ao consumidor em condições ótimas de segurança, qualidade e preço.

Capacidade Instalada de Transmissão no Sistema Elétrico Brasileiro

No ano de 2025 o sistema de transmissão expandiu cerca de 3,9 mil km em extensão de linhas. De acordo com dados do MME, em novembro de 2025, a capacidade instalada de transmissão de energia elétrica atingiu 193.228 km, dos quais a maior parte das linhas de transmissão estão concentradas entre 500 kV até 800 kV, conforme tabela abaixo:

Classe de Tensão (kV)	Transformação Existente (MVA)	Total (%)
230	131.306	27,1
345	63.280	13,1
440	31.592	6,5
500/525	233.047	48
750	24.897	5,1
Total	484.122	100

1.4 Produção/Comercialização/Mercados

Classe de Tensão (kV)	Transformação Existente (MVA)	Total (%)
230	131.306	27,1
345	63.280	13,1
440	31.592	6,5
500/525	233.047	48
750	24.897	5,1
Total	484.122	100

Fonte: Boletim Mensal de Monitoramento do Sistema Elétrico Brasileiro (novembro/2025).

A expansão é fundamental para o bom desempenho do SIN, que deve atender aos requisitos específicos de cada subsistema, os quais se dividem da seguinte forma:

- **Subsistema Norte:** Atende aos estados do Pará, Maranhão, Tocantins, parte dos estados do Amazonas e Amapá, bem como às cargas industriais eletro-intensivas no estado do Pará – Belém e região de Carajás e no Maranhão, em São Luís. A energia gerada na UHE Tucuruí supre quase que integralmente o subsistema Norte, recebendo energia das regiões Sudeste/Centro-Oeste e Sul por meio da interligação Norte-Sudeste/Centro-Oeste nos períodos de seca.
- **Subsistema Nordeste:** Atende aos estados do Piauí, Ceará, Rio Grande do Norte, Paraíba, Pernambuco, Alagoas, Sergipe e Bahia. É suprido pela geração local, complementada por energia importada das regiões Sudeste/Centro-Oeste e Norte.
- **Subsistema Sudeste/Centro Oeste:** Contando com uma Rede Básica com mais de 35.000 km de linhas, caracteriza-se como a maior malha interligada do país, atendendo cerca de 50% da carga do SIN. Os maiores centros de consumo estão localizados nas áreas metropolitanas de São Paulo, Rio de Janeiro e Belo Horizonte, afastados das principais fontes de geração, resultando a necessidade de uma extensa rede de transmissão em alta tensão para o seu atendimento. Constituído também pelos estados de Goiás, Mato Grosso, Mato Grosso do Sul e do Distrito Federal, e interliga-se, desde 2009, aos estados do Acre e Rondônia e conta com rede básica na região com linhas em 500 kV, 345 kV e 230 kV.
- **Subsistema Sul:** Atende aos estados do Rio Grande do Sul, Santa Catarina e Paraná. Possui uma extensa malha de Rede Básica em 525 kV que constitui o sistema de conexão entre as usinas hidrelétricas das Bacias dos rios Iguaçu e Uruguai. Os grandes centros de carga do subsistema são atendidos por subestações de 525/230 kV, a partir das quais se desenvolve a malha em 230 kV.

Para que o SIN atinja o equilíbrio em termos de preço de energia, as linhas de transmissão existentes entre os subsistemas devem ter capacidade suficiente para realizar a transferência de energia excedente produzida em determinado subsistema para outros subsistemas, garantindo o pleno suprimento de todos sem distorção de preços.

O início da operação da UHE Belo Monte em maio de 2016 representou um grande aumento na geração instalada no subsistema Norte, a qual foi elevada em quase 40% de janeiro de 2017 a dezembro de 2018, atingindo 17.970 MW, e que somados à geração térmica no mesmo subsistema chega a cerca de 20.000 MW. Tal aumento será fundamental, tendo em vista que o subsistema Norte possui, segundo a Empresa de Pesquisa Energética (“EPE”), um crescimento médio anual de 7,1% no consumo de energia de 2021 a 2024, a maior projeção de crescimento dentre todos os subsistemas.

1.4 Produção/Comercialização/Mercados

Contudo, o aumento da capacidade de geração instalada no subsistema Norte não foi acompanhado pelo aumento da capacidade de transferência da energia do referido subsistema, acarretando na incapacidade de escoamento de parcela relevante do excedente de geração. Isso ocorre porque existe um limite máximo de escoamento nas linhas de transmissão do subsistema Norte para os demais subsistemas: ou seja, há concorrência pelos mesmos recursos de transmissão, limitados, entre diferentes fontes energéticas (hídricas e eólicas). Segundo a EPE e o ONS^[1], no período úmido das regiões Norte e Nordeste é preocupante a restrição de transmissão hidráulica no Norte em vista do grande excedente de potência disponível na região com a sincronização das máquinas da UHE Belo Monte e sua concorrência com a geração eólica disponível no Nordeste.

Esta situação tem importante impacto na geração das termelétricas instaladas no subsistema Norte. Como a expansão da capacidade de geração está considerada em hidrelétricas com baixa capacidade de armazenamento, a sazonalidade de geração esperada (usualmente entre dezembro a abril) e menor no período seco (usualmente entre maio e novembro).

O excedente de energia gerada no subsistema Norte, quando sem capacidade de transmissão suficiente para seu atendimento, contribui para que haja menor ordem de despacho das termelétricas em períodos de maior geração hidrelétrica uma vez que, mesmo sendo observado desequilíbrio de preços de energia entre os submercados, as restrições de transferência entre os mesmos impedirão o equilíbrio. Essa condição característica de redução do despacho por razões físicas de transferência de energia entre os subsistemas, não permitindo a convergência do SIN ao equilíbrio em termos de preço, poderá determinar menor geração de receita variável pela Companhia nos períodos que essa condição de restrição estiver constituída.

Em contrapartida ao efeito mencionado, a Companhia consegue gerenciar a necessidade por dispêndios relacionados ao desenvolvimento de novas acumulações de gás para manutenção do suprimento às térmicas a gás ou mesmo exploração de novas áreas para fins prospecção, beneficiando o plano de negócios da Companhia.

Energia Solar Fotovoltaica

O aproveitamento da energia solar é obtido por efeito fotovoltaico ou térmico. No efeito fotovoltaico, a obtenção da energia elétrica ocorre pela incidência de fótons da radiação solar sobre um material semicondutor, previamente purificado e dopado. Esse semicondutor é o principal componente das tradicionais células solares, que interligadas constituem o núcleo dos chamados painéis solares. Além de atender a demanda por eletricidade pela indústria, comércio e residências, a energia elétrica obtida pelo efeito fotovoltaico também é utilizada na produção de hidrogênio e hidrocarbonetos sintéticos, por meio da eletrólise.

O efeito térmico solar gera o calor utilizado para o aquecimento ou resfriamento de água bem como para a geração de vapor no uso industrial ou doméstico. Pela via térmica também se produz energia elétrica através do processo denominado CSP ("Concentrated Solar Power").

No Brasil, a difusão da geração de energia a partir do sol teve destaque na geração de calor (para aquecimento de água) e na geração de eletricidade fotovoltaica. Nesse caso, a geração de eletricidade ocorre de forma distribuída ou centralizada.

Em termos de geração centralizada, a geração solar fotovoltaica possui 7,6% da capacidade instalada do SIN (MME, novembro/2025). E, considerando os dados de geração distribuída, entre novembro de 2024 e novembro de 2025, o Brasil expandiu cerca de 12,2 GW de capacidade instalada em energia solar, de acordo com dados do MME. Sendo a modalidade de maior crescimento de acordo com dados do Boletim Mensal do Monitoramento do Sistema Elétrico Brasileiro de novembro de 2025.

Energia Termelétrica

Uma central termelétrica produz energia elétrica a partir da energia liberada por qualquer matéria-prima que possa gerar calor. Usualmente recorre-se aos combustíveis fósseis, como carvão, petróleo e gás natural, mas também podem ser utilizados outros combustíveis como o bagaço de diversos tipos de plantas (biomassa) ou a energia nuclear, com aproveitamento do calor emitido de reações nucleares para geração de energia elétrica.

1.4 Produção/Comercialização/Mercados

No Brasil, a energia termelétrica corresponde a aproximadamente 20% da matriz elétrica do país, sendo 7,2% à base de gás e 12,8% à base de outros combustíveis, conforme dados do Boletim Mensal de Monitoramento do Sistema Elétrico Brasileiro de novembro de 2025.

Em função do potencial hídrico, o Brasil utiliza a energia termelétrica de forma estratégica, garantindo a produção de energia em períodos de poucas chuvas, a diversificação da matriz energética em prol da segurança do suprimento, o atendimento da demanda de ponta e a complementação da geração renovável intermitente.

Principais Fontes de Energia Termelétrica

Os principais combustíveis utilizados nas usinas termoelétricas são:

- **Gás Natural:** fonte de energia versátil, com ampla base de recursos em diversos países. Devido à sua queima limpa (emissão de CO₂ substancialmente menor), preços competitivos e grande escala, e se encaixa no perfil de longo prazo do setor elétrico brasileiro.
- **Carvão Mineral:** é um combustível abundante no mundo, preços são relativamente estáveis e altamente competitivos em relação às demais fontes térmicas. No entanto, o carvão é percebido como uma fonte poluente, principalmente por liberar uma grande quantidade de gases responsáveis pela geração do efeito estufa.
- **Gás Natural Liquefeito ("GNL"):** surge como uma opção de combustível para facilitar o transporte de gás natural para regiões onde gasodutos ou a infraestrutura necessária para a logística não estão presentes. Seu custo aumenta marginalmente à medida que a distância de transporte aumenta e é amplamente flexível no transporte de gás, configurando-se como uma alternativa para o atendimento da demanda variável das termelétricas que são projetadas para operar com baixo fator de capacidade com o objetivo de complementação à geração hidrelétrica nos períodos de estiagem severa. Apesar do GNL ter preços mais voláteis (usualmente atrelados aos mercados internacionais como o *Henry Hub*), os contratos de GNL podem ser flexíveis (sem cláusulas de *take-or-pay*).
- **Óleo Combustível ou Diesel:** Óleo combustível ou óleo diesel são opções de implementação de usinas térmicas com prazo relativamente rápido (2-3 anos), porém com custos relativamente altos e com grande impacto ambiental em sua operação, em especial se comparado ao gás natural.
- **Biomassa (Bagaço de Cana):** A utilização de turbinas a vapor (cogeração) utilizando bagaço de cana-de-açúcar vem crescendo, juntamente com a ampliação da lavoura de cana-de-açúcar no Brasil, dada as suas principais vantagens, quais sejam: além de sua produção ser autossuficiente, o seu combustível (bagaço) é uma energia barata e limpa. Contudo, deve-se levar em consideração o fato do bagaço não possuir escala de produção e, por isso, estar limitado a projetos menores.
- **Nuclear:** o calor que é liberado através de reações nucleares, através da transformação de núcleos atômicos, é utilizado para aquecimento de caldeiras com água contida para movimentar geradores que produzirão energia elétrica.

Gás Natural

O gás natural é o principal combustível para geração de energia da Companhia, sendo o insumo base para geração elétrica, respondendo por aproximadamente 67% da capacidade instalada (operacional) da Companhia, ao final de 2025.

Dessa forma, como uma importante matéria-prima, o escoamento ou o transporte de gás natural é essencial para o mercado de energia térmica, uma vez que, em geral, as reservas de gás tendem a estar localizadas em lugares distantes dos mercados consumidores. Os principais modelos de fornecimento no mercado brasileiro são:

- **Fornecimento via sistema dutoviário:** modelo mais comum, consiste no escoamento da molécula, em estado gasoso, pelos gasodutos de transporte, de transferência, de escoamento da produção ou de distribuição, nos termos da regulação da ANP.
- **Fornecimento via modal alternativo ao dutoviário:** se caracteriza pelo escoamento da produção de forma liquefeita ("GNL") ou comprimida ("GNC"), geralmente por caminhões ou embarcações apropriados. Para

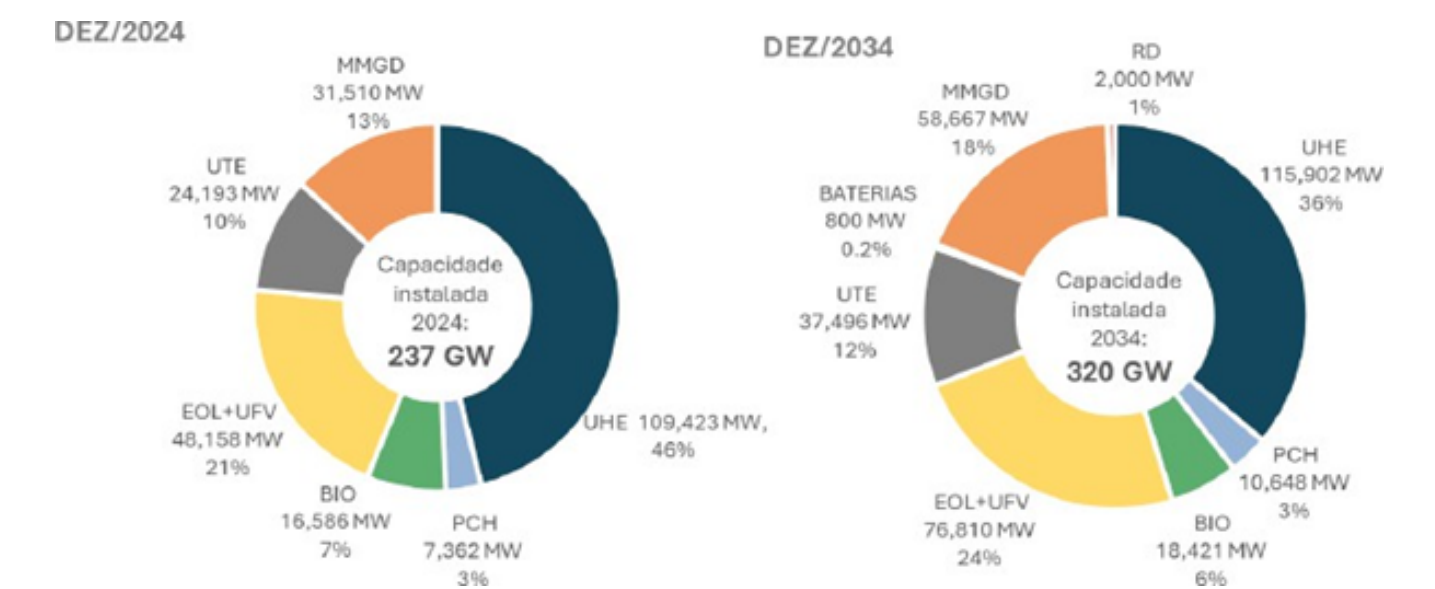
1.4 Produção/Comercialização/Mercados

além de unidade de liquefação no ponto de partida, este modelo – que está em franco crescimento no Brasil e no mundo – também requer a existência de terminais de regaseificação no *delivery point*, como ocorre no projeto Azulão-Jaguatirica (AM/RR) e sucederá na bacia sedimentar do Parnaíba (MA).

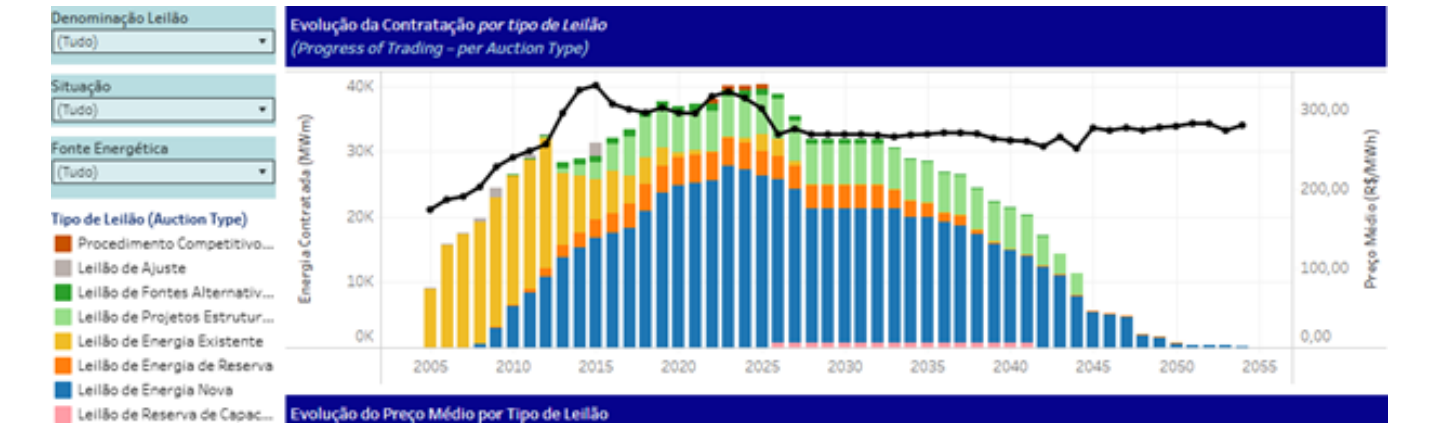
Reservoir-to-wire: também conhecido como “R2W” ou “*gas-to-wire*”, se caracteriza pela construção de usina geradora próxima às reservas de gás natural e às *facilities* de tratamento/processamento/escoamento da produção, integrando o sistema de produção de E&P ao modelo de geração. Isso resulta na redução de custos para produção e escoamento do gás natural e, por conseguinte, em preços mais competitivos para os leilões de energia. Se trata, portanto, de um modelo replicável em bacias sedimentares com potencial para exploração e produção de gás natural e com a presença de linhas de transmissão interligadas ao SIN, como acontece na bacia sedimentar do Parnaíba (MA), por exemplo.

Crescimento da Matriz Energética Termelétrica

Historicamente, a principal fonte na matriz elétrica brasileira tem sido a hídrica, que representa aproximadamente 46% da capacidade instalada total, segundo dados do Plano Decenal de Expansão de Energia (“PDE”) 2034. A fonte hídrica, que no começo do século representava 83% da capacidade instalada, deverá reduzir sua participação relativa para 36% até 2034.



Fonte: EPE - PDE 2034.



Fonte: EPE e CCEE – Info Leilão Dinâmico (abril/2025).

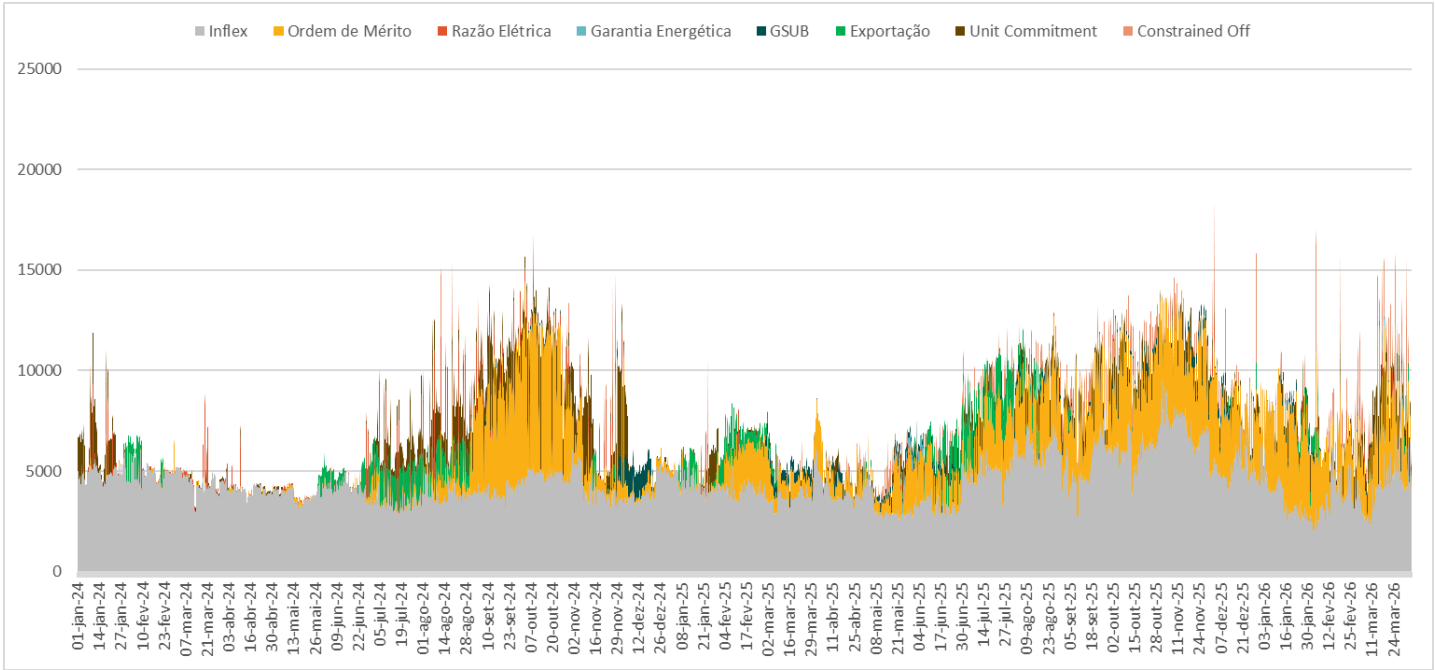
As hidrelétricas situam-se, em regra, em regiões sujeitas a diversas restrições ambientais e distantes dos principais centros consumidores, pois causam grande impacto ambiental na região de seus reservatórios e barragens. Por ser altamente dependente dos índices pluviométricos, a energia produzida se torna escassa durante períodos de grandes secas. São exemplos desse cenário as fortes secas que atingiram os reservatórios

1.4 Produção/Comercialização/Mercados

das grandes hidrelétricas no país em 2001, que resultaram no racionamento energético em âmbito nacional, e as secas que o Sudeste do Brasil sofreu em 2014 quando o preço da energia no mercado livre foi ao teto da faixa^[2], e a crise hídrica de 2021, considerada pelo Ministério de Minas e Energia (MME) a pior em 91 anos. O risco de desabastecimento e eventuais interrupções no fornecimento de energia têm estimulado o governo a promover leilões com fontes alternativas de geração de energia elétrica e, assim, aumentar a diversidade da matriz elétrica brasileira e garantir a segurança no suprimento.

Como consequência, a participação das hidrelétricas na matriz energética brasileira vem diminuindo gradativamente desde 2001^[3]. Em contrapartida, nota-se a participação cada vez mais significativa de demais fontes renováveis de geração de energia, como a eólica e a fotovoltaica, que, em 2024, respondiam conjuntamente a aproximadamente 35% da capacidade elétrica instalada em operação no País, este crescimento ocorreu acima do esperado, haja vista a previsão de que este número seria 19% apenas em 2031, segundo a EPE^[4]. Entretanto, tais fontes de energia estão sujeitas a fortes variações ou mesmo descontinuidades por alguns períodos em virtude de condições meteorológicas e, por essa razão, as termelétricas ganham importância em países nos quais a geração eólica e fotovoltaica é relevante, de forma que possam atender a demanda de energia por períodos mais longos e com maior flexibilidade, a fim de compensar a falta de vento ou insolação temporárias^[5]. No Brasil, devido aos desafios na implantação de novas usinas hidrelétricas e a concentração do potencial hídrico a ser explorado na Região Amazônica, as termelétricas a gás natural se apresentam como candidatas para suprir a futura demanda por energia, pois são capazes de suprir energia com altos padrões de confiabilidade^[6] e com uma fonte menos poluente, quando comparada aos demais combustíveis fósseis.

Durante o ano de 2025, em especial no último semestre, foi possível observar de maneira clara a importância de tais térmicas no sistema, onde elas foram acionadas durante eventos de pico de carga líquida, a fim de suportar variações da demanda e saída de geração renovável do sistema ao final do dia. Além disso, também foram acionadas por razões energéticas, já que o período úmido de 2025 performou abaixo do esperado. Este comportamento pode ser evidenciado no gráfico abaixo, que ilustra o aumento do despacho por ordem de mérito e *unit commitment* ao final de 2025.



Fonte:: Elaboração própria com dados abertos ONS (Acesso em 13 de abril de 2026).

Além disso, conforme dados da EPE^[7], o uso do gás natural para geração de energia elétrica no Brasil apresenta vantagens técnicas, econômicas e operacionais, como, por exemplo: (i) a diversificação da matriz elétrica em prol da segurança do suprimento; e (ii) maior capacidade de atendimento dos consumidores finais, nos horários em que há maior demanda e a complementação da geração renovável intermitente, entre outras.

1.4 Produção/Comercialização/Mercados

Em seu Plano Decenal de Expansão de Energia 2032 ("PDE 2032"), com horizonte até 2032^[8], a EPE estabelece que "com relação ao gás natural, este tem-se apresentado como principal combustível fóssil para expansão de geração nos últimos PDEs". Ainda de acordo com o documento, as fontes eólicas, solar fotovoltaica e gás natural se apresentam como as principais indutoras da expansão da oferta de eletricidade no horizonte decenal.

No mesmo sentido, reconhecendo a importância do gás natural, o MME, em 2016, iniciou um projeto de aprimoramento de diretrizes regulatórias do segmento, chamado "Gás para Crescer", e realizou consulta pública na qual foram discutidas as diretrizes estratégicas para o novo mercado de gás natural no Brasil. Desse trabalho, surgiram iniciativas regulatórias que impactam positivamente o modelo R2W, como: (i) a readequação da penalidade por não suprimento de gás natural atualmente imposta pela ANEEL nos CCEARs^[9], a qual passaria a ser compatível com as características de cada fonte energética; e (ii) a adoção da metodologia de horizontes rolantes^[10] para comprovação de reservas em vez da necessidade de comprovação de reservas para todo o período de suprimento dos CCEARs^[11].

Iniciativas como essas são capazes de fortalecer o mercado de gás natural, principalmente no que se refere ao fornecimento do combustível para o setor elétrico.

Comercialização

Nos termos da Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004, conforme alterada ("Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico"), as operações de compra e venda de energia elétrica são realizadas em dois diferentes segmentos de mercado: (i) o Ambiente de Contratação Regulada ou Mercado Regulado, que prevê a compra pelas distribuidoras, por meio de leilões, de toda a energia elétrica que for necessária para fornecimento a seus consumidores; e (ii) o Ambiente de Contratação Livre ou Mercado Livre, que compreende a compra de energia elétrica por agentes não regulados (como consumidores livres e comercializadores de energia elétrica).

Ambiente de Contratação Regulada – ("ACR" ou "Mercado Regulado"):

No ambiente de contratação regulada, as distribuidoras compram suas necessidades projetadas de energia elétrica para distribuição a seus consumidores cativos de geradoras por meio de leilões públicos. Os leilões são coordenados pela ANEEL, direta ou indiretamente, por intermédio da CCEE.

As compras de energia elétrica são realizadas por meio de dois tipos de contratos bilaterais (em conjunto, os Contratos de Comercialização de Energia Elétrica no Ambiente Regulado - "CCEARs"):

- **Contratos de Quantidade de Energia:** Nos termos dos Contratos de Quantidade de Energia, a unidade geradora se compromete a fornecer certa quantidade de energia elétrica e assume o risco de o fornecimento de energia elétrica ser, porventura, prejudicado por condições hidrológicas e baixo nível dos reservatórios, entre outras condições, que poderiam interromper o fornecimento de energia elétrica. Nesses casos, a unidade geradora é obrigada a comprar a energia elétrica de outra fonte para atender seus compromissos de fornecimento.
- **Contratos de Disponibilidade de Energia:** Nos termos dos Contratos de Disponibilidade de Energia, a unidade geradora compromete-se a disponibilizar certa capacidade ao Mercado Regulado. Neste caso, a receita da unidade geradora está garantida independente das instruções de despacho do ONS, sendo a Companhia remunerada nesse caso por sua disponibilidade.

Ambiente de Contratação Livre – ("ACL" ou "Mercado Livre"):

O ambiente de contratação livre engloba as operações entre concessionárias geradoras, produtores independentes de energia elétrica ("PIEs"), autoprodutores, comercializadores de energia elétrica, importadores de energia elétrica, consumidores livres e consumidores especiais.

O ambiente de contratação livre também pode incluir contratos bilaterais existentes entre geradoras e distribuidoras até a respectiva expiração. Quando de sua expiração, tais contratos deverão ser celebrados nos

1.4 Produção/Comercialização/Mercados

termos das diretrizes da Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico. No entanto, as geradoras normalmente vendem sua geração simultaneamente, dividindo o total de energia entre o Mercado Regulado e o Mercado Livre. É possível vender energia separadamente em um ou mais mercados.

Consumidores Livres são os consumidores de energia elétrica conectados em média/alta tensão (Grupo A) que optam por adquirir energia no ACL, nos termos da legislação vigente.

Para fins operacionais e de participação na Câmara de Comercialização de Energia Elétrica ("CCEE"), os Consumidores Livres classificam-se em atacadistas ou varejistas. Os consumidores com demanda contratada inferior a 500 kW devem, obrigatoriamente, atuar como consumidores Varejistas, sendo representados por comercializador varejista habilitado, enquanto aqueles com demanda igual ou superior a 500 kW podem optar por atuar diretamente como atacadistas. A comercialização varejista permite o acesso ao ACL de forma simplificada, transferindo ao comercializador varejista a responsabilidade pela representação na CCEE, gestão de contratos, garantias financeiras e liquidação, conforme a regulação aplicável.

As geradoras estatais poderão vender energia elétrica aos Consumidores Livres, contudo, diferentemente das geradoras privadas, essas unidades só podem fazê-lo por meio de processos de leilão.

Há também os consumidores que satisfazem os respectivos requisitos de demanda, mas que não tenham exercido a opção de migrar ao Mercado Livre como "Consumidores Livres Convencionais Potenciais" ou "Consumidores Livres Especiais Potenciais", conforme o caso, considerados "Consumidores Livres Potenciais".

Há ainda o mercado de curto prazo ("Mercado Spot"), também conhecido como mercado de diferenças, no qual se promove o ajuste entre os volumes contratados e os volumes medidos de energia. O Preço de Liquidação de Diferenças ("PLD") é utilizado para avaliar a energia comercializada no mercado de curto prazo no âmbito da CCEE. É calculado para cada nível de submercado e carga, numa base semanal e baseia-se no custo marginal de operação. O valor máximo do PLD está fixado em R\$ 716,80/MWh, de acordo com a Resolução Homologatória da ANEEL 3.304/2023. Antes de tal resolução, o valor máximo do PLD era de R\$ 684,73/MWh (Resolução nº 3.167/2022).

Exploração e Produção de Gás Natural

Introdução

Combustível cada vez mais relevante nas matrizes energéticas nacional e internacional, o gás natural pode ser encontrado, principalmente, de forma associada ou não-associada a depósitos petrolíferos, em reservatórios convencionais ou não-convencionais.

No passado, devido à exigência de um esforço de processamento para ser comercializado, à execução de procedimentos de segurança e à ausência de um conjunto técnico propício à extração de reservas, a exploração do gás natural associado e não associado era considerada inviável ou encarecia demasiadamente a produção conjunta ao petróleo. Posteriormente, o desenvolvimento de técnicas especiais expandiu, em grande escala, o volume de reservas recuperáveis, incitando uma ampla produção futura do gás.

O gás natural é demandado por consumidores residenciais, comerciais e industriais, mas ganha relevância na atual conjuntura do setor elétrico, uma vez que se apresenta como uma fonte de energia versátil, com grande disponibilidade global, podendo atender as demandas dos principais setores que consomem energia elétrica.

À medida que as preocupações com os efeitos climáticos surgem em pauta de forma mais expressiva, o uso do gás natural surge como alternativa a combustíveis fósseis mais poluentes (como o carvão mineral e o óleo combustível), mitigando principalmente a emissão de gases que agravam o efeito estufa por ser um combustível de queima limpa.

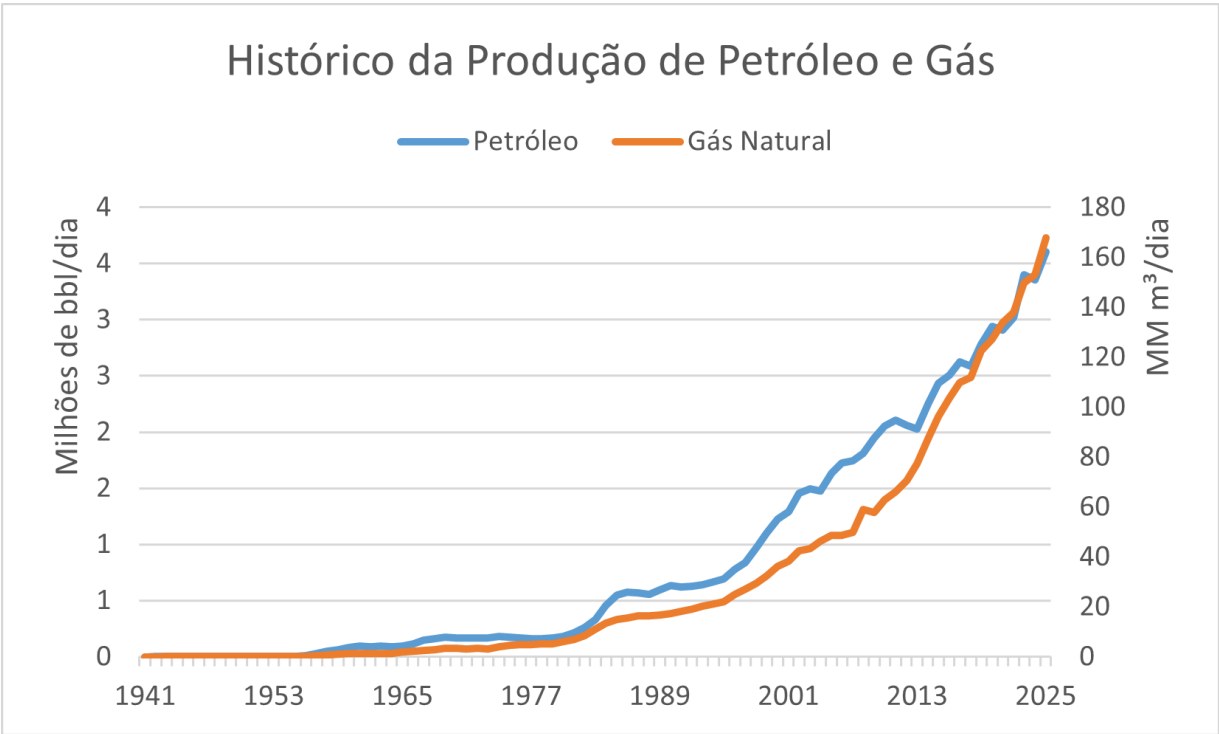
As recentes inovações tecnológicas expandiram as possibilidades de uso do gás natural, como no caso das turbinas de combustão a gás para geração termelétrica e no caso do conceito de ciclo combinado, tecnologia que proporcionou elevação expressiva da eficiência, eficácia e do rápido acionamento de termelétricas, o que alavanca

1.4 Produção/Comercialização/Mercados

sua importância na composição da matriz energética. Além disso, o desenvolvimento da infraestrutura e das técnicas de transporte e estocagem de gás natural proporciona maior alcance do mercado no que tange à oferta de energia a regiões mais distantes.

No Brasil, o primeiro poço de exploração de petróleo e gás foi perfurado em 1939, no bairro de Lobato, em Salvador/BA. Em 1941, foi perfurado o primeiro poço comercial de petróleo, também na Bahia. Em 1954, foi criada a Petrobras e estabelecido o monopólio estatal para exploração e produção de combustíveis fósseis no país. Durante os anos de monopólio, o Brasil apresentou expressivo aumento na oferta de petróleo e gás, sendo as últimas expansões desencadeadas principalmente pela adoção do regime de concessões estabelecido pela Lei 9.478/1997 (“Lei do Petróleo”), que tornou o setor mais competitivo ao estender a atividade de E&P – antes monopólio da Petrobras – a outras empresas, e pela descoberta das reservas do pré-sal, em 2007. Essa dinâmica pode ser ilustrada pelo gráfico abaixo, a partir dos dados de Produção de Petróleo e Gás Natural da ANP:

Gráfico – Produção média anual de Petróleo e Gás Natural no Brasil (1941-2025)



Fonte: ANP, em abril/2026.

Desde o fim do monopólio, em 1998, a ANP realizou 33 certames no âmbito do *upstream* (desconsiderada a chamada “Rodada Zero”), sendo: (a) 17 rodadas de licitações de blocos exploratórios de petróleo e gás natural sob o regime de concessão; (b) 6 rodadas de partilha de produção do pré sal, (c) 4 rodadas de acumulações marginais; (d) 2 rodadas de licitação para o excedente da cessão onerosa; (e) 3 ciclos licitatórios de Oferta Permanente de Concessão (OPC); e (f) 2 ciclos licitatórios de Oferta Permanente de Partilha de Produção (OPP).

Adicionalmente, para abordar questões-chave dentro da cadeia de suprimentos que não foram levadas em consideração pela Lei do Petróleo, criou-se a Lei nº 11.909, de 4 de março de 2009 (“Lei do Gás”). Apesar de ter sido publicada com a finalidade de tratar as especificidades da indústria do gás natural e promover a atração de novos agentes para o mercado, ela não foi suficiente para atingir os objetivos desejados. Essa Lei foi revogada em decorrência da aprovação da “Nova Lei do Gás” (Lei nº 14.134, de 08 de abril de 2021). As principais mudanças da nova legislação – que é produto de discussões intersetoriais iniciadas ainda em 2016 – podem ser resumidas: (i) na mudança do regime de outorga de gasodutos de transporte (que passaram a ser objeto de autorização ao invés de concessão); (ii) na determinação da independência jurídica, societária e funcional dos transportadores com relação aos demais elos da cadeia (o chamado “*unbundling*” ou desverticalização); (iii) na obrigatoriedade do acesso negociado e não discriminatório de terceiros às infraestruturas essenciais, com proprietários com

1.4 Produção/Comercialização/Mercados

preferência no uso das instalações; e (iv) no empoderamento das entidades federais para articulação em favor da harmonização das regras de distribuição nos estados (com enfoque na regulação do consumidor livre).

Embora a Nova Lei do Gás esteja em sintonia com a formação de um mercado de gás natural aberto, dinâmico e competitivo, bem como indubitavelmente represente um avanço no aparato legal do setor, alguns pontos ainda carecem de regulamentação por parte da ANP. Por este motivo, os anos que se sucedem à publicação da lei serão igualmente importantes, a nível infralegal, para garantir a robustez do dito “Novo Mercado de Gás”.

Bacias sedimentares brasileiras

As bacias sedimentares são depressões onde se acumulam rochas sedimentares que podem ser portadoras de hidrocarbonetos.

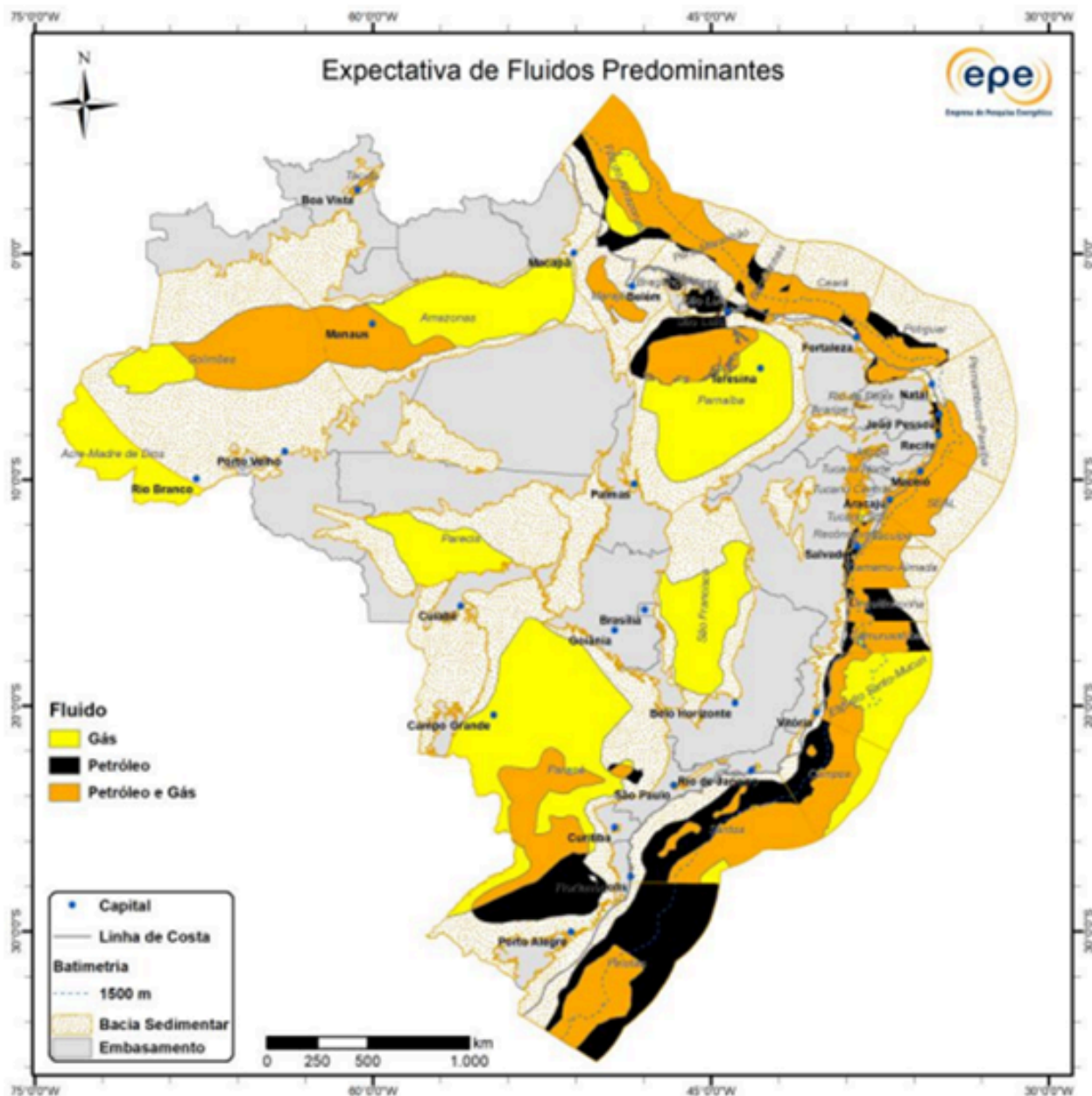
Segundo dados do Zoneamento Nacional de Recursos de Óleo e Gás ("ZNMT") 2021-2023, documento coordenado pela Empresa de Pesquisa Energética, o Brasil conta com 68 bacias sedimentares, sendo 53 terrestres e 15 marítimas. Das 68, 34 bacias são consideradas na prospecção de volumes de petróleo e gás natural, totalizando mais de 4,2 milhões de km² de área com potencial para descoberta de hidrocarbonetos.

Em termos de volume, a grande maioria das reservas nacionais está situada na região sudeste, em bacias *offshore* (bacias de Santos e Campos, que juntas detém 96,7% e 79,7% das reservas e recursos provados – 1P de petróleo e gás natural, respectivamente, no país).

Dados do Anuário Estatístico Brasileiro do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis 2025 apontam as reservas provadas de petróleo brasileiras como uma das maiores do mundo em termos de volume.

Figura – Bacias Sedimentares Brasileiras e Respectivas Expectativas de Fluidos Predominantes

1.4 Produção/Comercialização/Mercados



Fonte: Dados do relatório de Zoneamento Nacional de Recursos de Óleo e Gás 2023, publicado pela Empresa de Pesquisa Energética e divulgado pela Secretaria de Petróleo, Gás Natural e Biocombustível do Ministério de Minas e Energia.

Panorama setorial

Reservas de gás natural

Nos termos da Resolução ANP nº 47/2014, reservas são quantidades de gás natural estimadas de serem comercialmente recuperáveis através de projetos de exploração de reservatórios descobertos, a partir de uma determinada data, sob condições definidas. Para que volumes sejam classificados como Reservas, os mesmos devem ser descobertos, recuperáveis, comerciais e remanescentes. Os volumes de reserva são categorizados de acordo com o nível de incerteza: (i) reservas provadas são aquelas cuja probabilidade de que a quantidade recuperada seja igual ou maior que a estimativa da Reserva Provada (1P) configure pelo menos 90% (P90); (ii) reservas prováveis são aquelas cuja probabilidade de que a quantidade recuperada seja igual ou maior que a soma das estimativas das Reservas Provada e Provável (2P) configure pelo menos 50% (P50); e (iii) reservas possíveis são aquelas cuja probabilidade de que a quantidade recuperada seja maior ou igual à soma das estimativas das Reservas Provada, Provável e Possível (3P) configure pelo menos 10% (P10).

1.4 Produção/Comercialização/Mercados

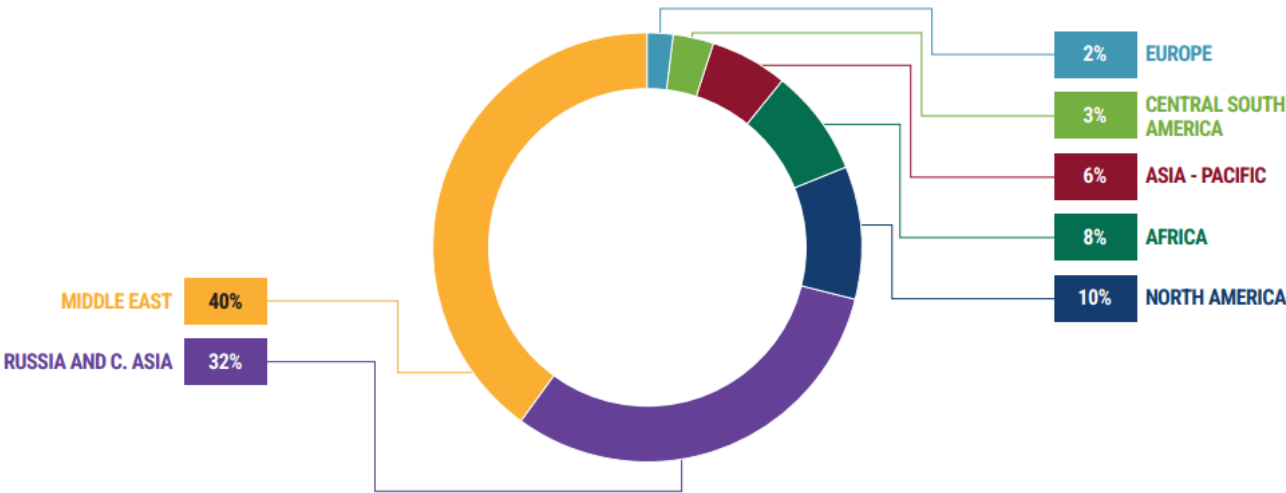
Complementarmente, nos termos da Resolução ANP nº 21/2014 e da Resolução ANP nº 17/2015, os reservatórios podem ser classificados de duas formas: (i) reservatório convencional, caracterizado por uma configuração geológica armazenadora de petróleo ou gás, associados ou não, de permeabilidade igual ou superior a 0,1 mD; e (ii) reservatório não-convencional, identificado por uma configuração geológica armazenadora de petróleo ou gás, associados ou não, caracterizada por rocha de permeabilidade inferior a 0,1 mD, onde se executa fraturamento hidráulico visando à produção desses hidrocarbonetos.

Segundo o relatório World Energy Review 2025, em 2024 as reservas provadas mundiais de gás natural totalizaram aproximadamente 206,6 trilhões de m³. Conforme indicado no mapa a seguir, a concentração dessas reservas é altamente desigual entre os países. A Rússia lidera o ranking mundial, com cerca de 22,8% (47,15 trilhões de m³) das reservas globais, seguida pelo Irã, com 16,5% equivalentes a 33,98 trilhões de m³, e pelo Qatar, que detém 11,5% do total, são 23,83 trilhões de m³. Em seguida aparecem os Estados Unidos, com 8,0% são 16,58 trilhões de m³, o Turcomenistão, com 6,8% (13,95 trilhões de m³), e a Arábia Saudita, responsável por 4,7% das reservas mundiais em 9,65 trilhões de m³ de gás natural . O grupo dos dez maiores é completado pelos Emirados Árabes Unidos (4,0%, são 8,22 trilhões de m³), Nigéria (2,9%, equivalentes a 6 trilhões de m³), Venezuela (2,7% com 5,47 trilhões de m³) e Argélia (2,2%, em 4,5 trilhões de m³). Em conjunto, esses dez países concentram mais de 80% das reservas globais, com a maior parcela do gás natural do mundo, evidenciando a forte centralização geográfica desse recurso energético estratégico. Por essa mesma base de dados, o Brasil ocupa a 29ª colocação no *ranking* das maiores reservas provadas de gás natural do mundo, com cerca de 517 bilhões de m³ de gás natural sob sua jurisdição.

Figura – Reservas de Gás Natural, segundo regiões geográficas (bilhões de m³, 2024)

World Natural Gas Reserves (2024)

206.600 billion cubic metres



Fonte: World Energy Review2025, ENI

As mais recentes informações de reservas de gás natural divulgadas pela ANP para o Brasil, em seu Boletim de Recursos e Reservas de Petróleo e Gás Natural 2025, indicam 572.752 milhões de m³ em reservas provadas (1P), 694.383 milhões de m³ reservas provadas e prováveis (2P) e 751,624 milhões de m³ em reservas provadas, prováveis e possíveis (3P). Como já abordado anteriormente, as reservas de gás natural no país estão concentradas, substancialmente, em mar: são 481 bilhões de m³ de reservas 1P *offshore* versus somente 92 bilhões de m³ *onshore*, o que pactua é que cerca de 84% dos reservatórios com potencial comprovado para produção de gás estão no ambiente marinho. Cumpre ressaltar, em paralelo, que o volume total de reservas provadas de gás natural no Brasil cresceu cerca de 4,9% entre 2024 e 2025, uma expansão associada – sobretudo – pelo ambiente marítimo, onde as reservas 1P expandiram 9,1% (frente a um decréscimo de cerca de

1.4 Produção/Comercialização/Mercados

12,4% em terra). Esses dados compõem perfeitamente o contexto atual da indústria nacional, marcado pelo protagonismo *offshore*.

Produção de gás natural

Tal qual definido pela Resolução ANP nº 17/2015, a produção de gás natural pode ser classificada de acordo com duas definições principais: (i) gás natural associado, quando o hidrocarboneto é produzido de jazida onde ele se encontra dissolvido no petróleo ou em contato com o petróleo saturado de gás; e (ii) gás natural não-associado, quando o hidrocarboneto é produzido de jazida de gás seco ou de jazida de gás e condensado.

Segundo o relatório *Statistical Review of World Energy 2025*, a produção mundial de gás natural registrou 4,1 trilhões de m³ em 2024, um aumento de 1,2% quando comparado ao ano anterior. Analisando as regiões que compõem o mercado internacional, o crescimento de produção mais expressivo se deu na Comunidade dos Estados Independentes, com +5%. A região foi seguida pelo Oriente Médio (+2,3%), pelo Ásia-Pacífico (+2,1%), pelas Américas do Sul e Central (+1,7%). O maior decréscimo de produção foi visto no continente africano, com -5,8%, seguido por Europa (-3,4%) e América do Norte (-0,2%). Sob a ótica da participação percentual sobre o valor produzido, a ordem supramencionada se altera: a América do Norte lidera o *ranking* (30,6%) e é seguida pela Comunidade dos Estados Independentes (19,7%) e pelo Oriente Médio (17,9%), pelo Ásia-Pacífico (17,2%), pela África (5,8%) e Europa (4,8%) e, finalmente, pelas Américas do Sul e Central (4,0%). Nessa dinâmica, convém citar o protagonismo dos Estados Unidos e da Rússia, que produziram, respectivamente, 25,0% e 15,3% de todo o gás natural gerado no mundo. Em outros termos, esses dois países concentram 40,3% da produção global. Por essa mesma base de dados, aliás, o Brasil se posiciona como o 29º maior produtor de gás natural do mundo em 2024, com 22,8 bilhões de m³ produzidos.

Figura – Produção de Gás Natural, segundo regiões geográficas (bilhões de m³, 2024)



Fonte: Anuário Estatístico Brasileiro do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis 2024

As mais recentes informações anuais divulgadas pela ANP para o Brasil datam de 2025 e indicam 65,4 bilhões de m³ de gás natural produzidos no país, um crescimento de cerca de 17% quando comparado aos 55,8 bilhões de m³ anotados pela agência em 2024. A exemplo do que ocorre com as reservas brasileiras, a produção nacional é majoritariamente *offshore*. Em 2025 a maior parte da produção foi proveniente de reservatórios do pré-sal, que representa, em média, 79,6% da produção nacional, em óleo equivalente. Já as produções do pós-sal e terrestre representam, em média, 15,45% e 4,92%, respectivamente, do total produzido no país, também em óleo equivalente.

1.4 Produção/Comercialização/Mercados

Os estados brasileiros com maior produção de gás natural em 2025 mantiveram a tendência dos anos anteriores, liderados pelo Rio de Janeiro (76,90%), Amazonas (7,87%) e São Paulo (6,02%). Ato contínuo, as bacias sedimentares com maior produção de gás natural em 2025 se mantiveram como a de Santos (77,72%), Solimões (7,51%) e Campos (7,75%).

Tabela – Representatividade da Produção Nacional de Gás por Estado (% , 2021-2025)

Distribuição da produção de gás natural por Estado

Estado	2021	2022	2023	2024	2025
Rio de Janeiro	63,95%	69,09%	72,34%	74,54%	76,90%
Amazonas	10,15%	10,07%	9,54%	9,31%	7,87%
São Paulo	12,41%	11,74%	9,39%	7,52%	6,02%
Espírito Santo	4,09%	2,47%	2,79%	2,38%	2,84%
Bahia	4,06%	3,55%	2,85%	2,05%	2,17%
Maranhão	4,39%	1,84%	1,54%	2,52%	2,65%
Alagoas	0,41%	0,54%	0,80%	0,82%	0,82%
Rio Grande do Norte	0,50%	0,67%	0,70%	0,77%	0,64%
Sergipe	0,04%	0,02%	0,03%	0,04%	0,04%
Paraná		0,01%	0,02%	0,06%	0,06%

Fonte: Boletim da Produção de Petróleo e Gás Natural 2025.

Tabela – Representatividade da Produção Nacional de Gás por Bacia Sedimentar (% , 2021-2025)

Representatividade da produção Nacional de Gás Natural por Bacia

Bacia	2021	2022	2023	2024	2025
Santos	68,07%	73,51%	75,35%	77,17%	77,72%
Solimões	10,10%	9,76%	9,08%	8,89%	7,51%
Campos	11,69%	9,31%	8,70%	6,86%	7,75%
Parnaíba	4,39%	1,84%	1,54%	2,51%	2,65%
Recôncavo	1,60%	1,63%	1,62%	1,75%	1,63%
Camamu	2,41%	1,84%	1,15%	0,24%	0,50%
Alagoas	0,41%	0,54%	0,80%	0,82%	0,82%
Potiguar	0,50%	0,67%	0,70%	0,77%	0,65%
Espírito Santo	0,69%	0,48%	0,47%	0,41%	0,29%
Amazonas	0,05%	0,31%	0,45%	0,42%	0,36%
Tucano Sul	0,05%	0,08%	0,08%	0,06%	0,03%
Sergipe	0,04%	0,02%	0,03%	0,04%	0,04%
Paraná		0,01%	0,02%	0,06%	0,06%

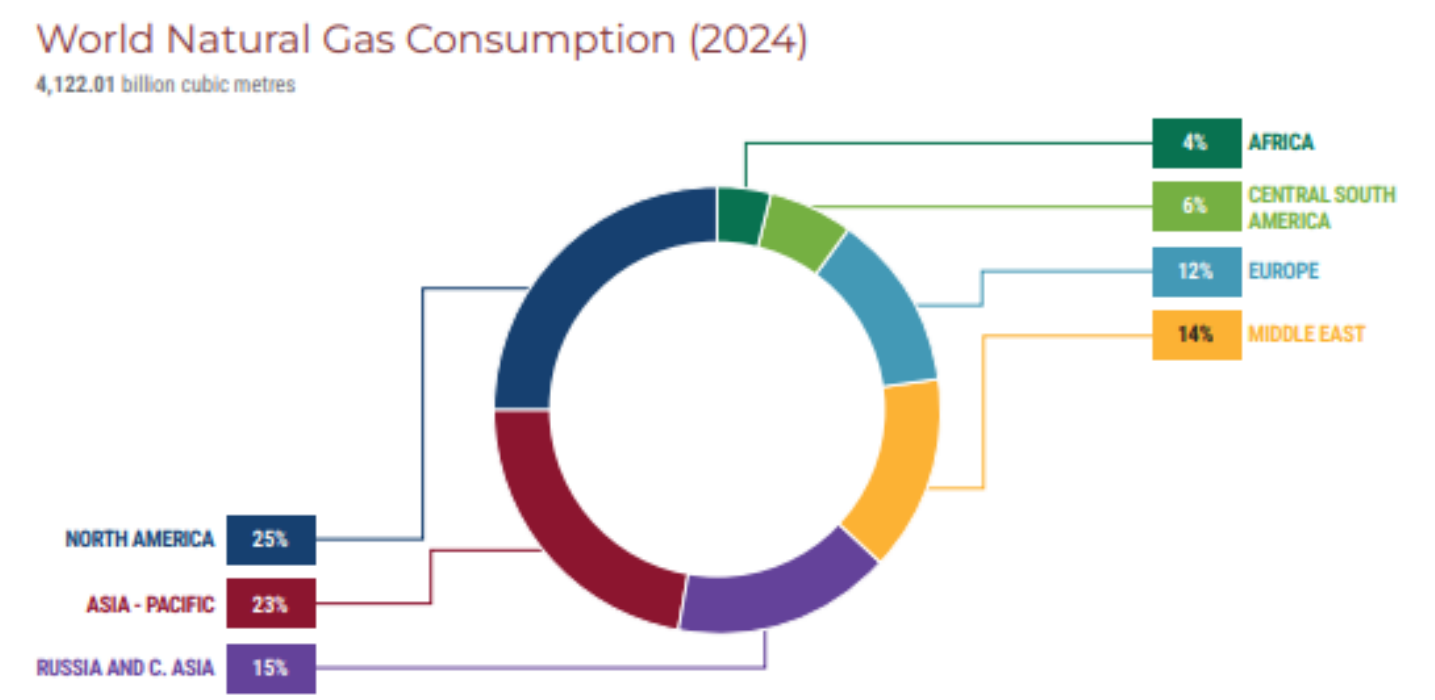
Fonte: Boletim da Produção de Petróleo e Gás Natural 2025.

Consumo de gás natural

1.4 Produção/Comercialização/Mercados

Pelas características operacionais da indústria, é natural imaginar que os volumes consumidos de gás natural (demanda) sejam iguais aos volumes produzidos (oferta). Nesse aspecto, a presente seção se direciona a elencar, principalmente, quem são os demandantes da produção de 4 trilhões de m³ anteriormente abordada. A partir dos dados do *BP Statistical Review of World Energy 2024*, é possível perceber que cinco países concentram mais da metade da demanda global: Estados Unidos (21,9%), Rússia (11,6%), China (10,5%), Irã (5,9%) e Canadá (3,1%). Essa mesma base de dados indica que o consumo no Brasil foi o 25º maior do planeta, correspondendo a 0,8% do total internacional.

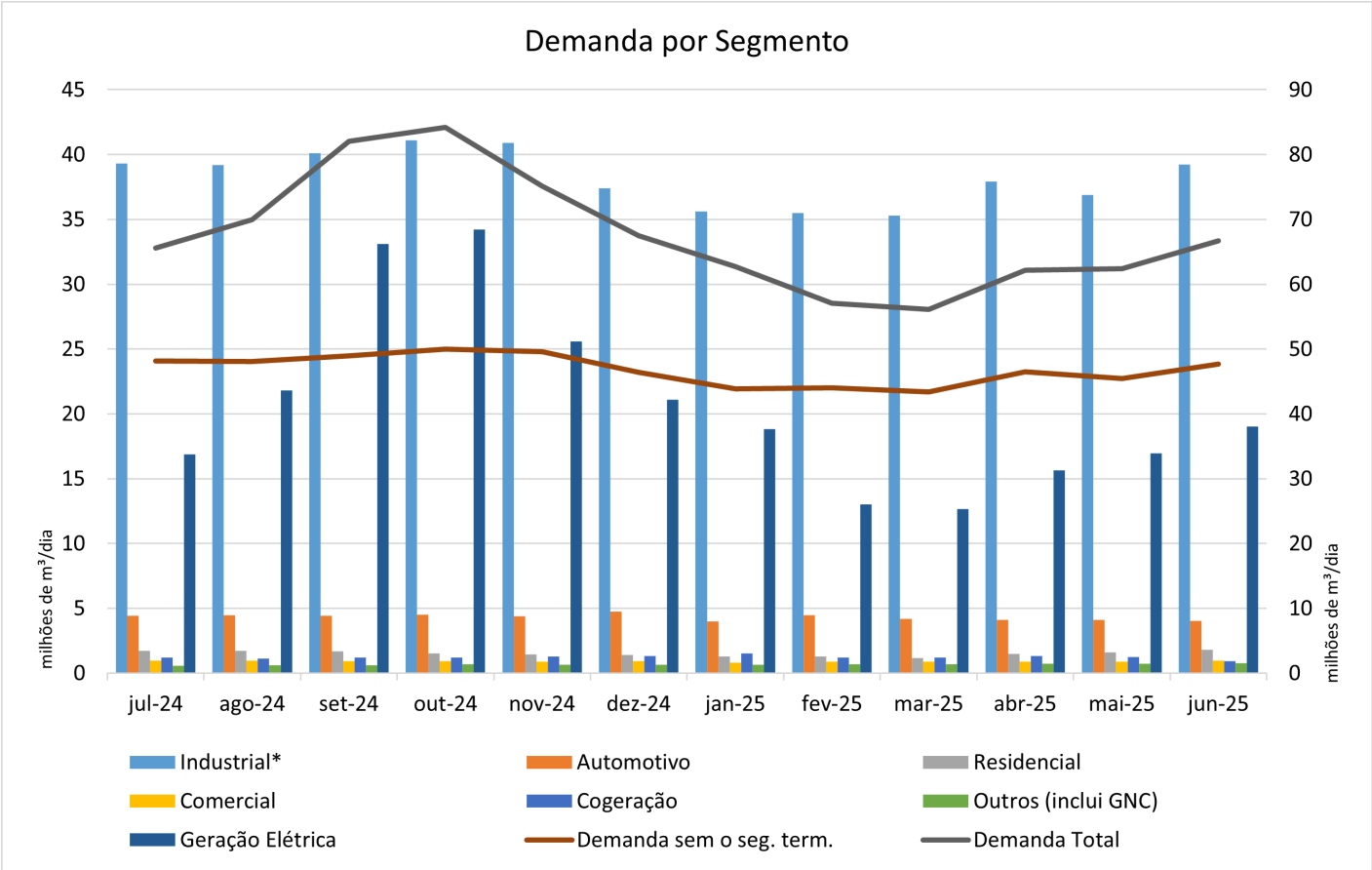
Figura – Consumo de Gás Natural, segundo regiões geográficas (2024)



Fonte: World Energy Review 2025, ENI.

Dados divulgados mensalmente pelo MME também permitem traçar o perfil do consumo nacional. A demanda por gás natural no Brasil registrou 795 milhões de m³/dia em 2024, com acréscimo de 6% em comparação com 2023. O ano de 2025 teve no primeiro semestre consumo de 367 milhões de m³/dia, já 4% superior ao registrado no mesmo período do ano anterior. Como característica, a demanda por segmentos no Brasil é majoritariamente industrial, representando cerca de 60% ao longo do ano de 2024. A demanda no segmento de geração elétrica é variável de acordo com a sazonalidade do mercado, atingindo um pico de 40% da demanda nacional em outubro/24 e um mínimo de 14% em maio/24. Os segmentos automotivo (7%), residencial (2%), cogeração (2%) e comercial (1%) mantem consumo estável como apresentado no gráfico abaixo. Insta salientar, que a oferta de gás natural no Brasil se mantém com participação de cerca de 30% de gás oriundo da bolívia e regaseificação de GNL nos anos de 2024 e até junho de 2025.

1.4 Produção/Comercialização/Mercados



Fonte: Boletim Mensal do Gás Natural - Agosto de 2025, MME

Regimes Contratuais

A Lei nº 9.478/1997 marcou o fim do monopólio da Petrobras e a configuração do atual modelo de mercado, pautado unicamente no regime de concessão. Nesse modelo de contrato, assinado pela ANP em nome da União, o risco de investir e encontrar – ou não – petróleo ou gás natural é da empresa concessionária, que tem a propriedade de todo o óleo e gás que venha a ser descoberto e produzido na área concedida. Além do desenvolvimento do ativo concedido, o concessionário paga – em contrapartida direta ao poder público – as chamadas participações governamentais, como bônus de assinatura, pagamento pela ocupação ou retenção de área (no caso dos blocos terrestres), *royalties* e, em caso de campos de grande produção, a participação especial.

Nas licitações de concessão, as empresas interessadas oferecem, individualmente ou em consórcio, um valor em bônus de assinatura e propõem um Programa Exploratório Mínimo ("**PEM**"), ou seja, se comprometem a executar determinadas atividades, tais como pesquisas sísmicas, perfuração de poços exploratórios, entre outras, naquela área. A empresa ou consórcio que apresentar a proposta mais vantajosa, de acordo com os critérios previstos no edital, recebe o direito de explorar aquela área para verificar a existência de jazidas comerciais de petróleo e/ou gás natural por um período determinado.

Na esteira da descoberta do pré-sal (2007), em 2010 houve uma mudança com a promulgação da Lei nº 12.351/2010, que incluiu um novo regime contratual para os ativos do setor: o regime de partilha. Diferentemente do contrato de concessão, nas licitações de partilha, as empresas vencedoras são as que oferecem ao Estado brasileiro, a partir de um percentual mínimo fixado, o maior percentual de petróleo e gás natural produzido (ou seja, o maior percentual de excedente em óleo).

Para áreas localizadas no polígono do pré-sal e outras consideradas estratégicas, o CNPE decide se realizará licitações (rodadas de partilha) ou se a Petrobras será contratada diretamente, visando à preservação do interesse nacional e ao atendimento dos demais objetivos da política energética. Em ambos os casos, são celebrados contratos no regime de partilha. Caso decida realizar licitações, o CNPE oferece primeiramente à Petrobras a

1.4 Produção/Comercialização/Mercados

preferência de ser operadora dos blocos a serem contratados. Quando a Petrobras manifesta interesse em atuar na condição de operadora, ela deve informar em quais áreas deseja exercer esse direito, indicando sua participação no consórcio, que não poderá ser inferior a 30%.

Histórico das licitações de concessão

Em 31 de maio de 2026, a Companhia detém 23 contratos vigentes, todos em regime de concessão, sendo 14 em Fase de Exploração, 2 em Fase de Reabilitação e 7 em Fase de Produção.

Resumidamente a Companhia possui um portfólio regido por seis contratos distintos: Rodada Zero (1997), 9ª Rodada de Licitações (2008), 1º Ciclo Licitatório da Oferta Permanente (2019), 2º Ciclo Licitatório da Oferta Permanente (2021) e 4º Ciclo Licitatório da Oferta Permanente (2023), motivo pelo qual convém trazer maior destaque para estes certames.

- **9ª Rodada de Licitações de Blocos Exploratórios (R9):** A 9ª Rodada de Licitações (2007) colocou em oferta 271 blocos exploratórios, distribuídos em 9 bacias sedimentares, totalizando cerca de 73 mil km². Foram arrematados 117 blocos por 36 empresas operadoras. Outras 12 empresas participaram de consórcios vencedores. O valor agregado de bônus de assinatura alcançou o recorde de R\$ 2,1 bilhões, enquanto a soma dos Programas Exploratórios Mínimos ("PEMs") vencedores alcançou 169.436 unidades de trabalho ("UTs"), o que pode ser convertido para uma estimativa em reais no valor aproximado de R\$ 1,4 bilhão.

As oito concessões obtidas pela Companhia nesta rodada foram a partir de posterior cessão contratual de outras empresas. Na ocasião, porquanto, os futuros ativos da Eneva S.A. foram arrematados por outros agentes: PN-T-48 (STR Projetos e Participações Ltda., R\$ 100 mil, 100 UTs), PN-T-49 (STR Projetos e Participações Ltda., R\$ 100 mil, 100 UTs), PN-T-50 (STR Projetos e Participações Ltda., R\$ 20 mil, 20 UTs), PN-T-67 (STR Projetos e Participações Ltda., R\$ 1 milhão, 6.000 UTs), PN-T-84 (STR Projetos e Participações Ltda., R\$ 100 mil, 100 UTs), PN-T-85 (STR Projetos e Participações Ltda., 4 milhões, 510 UTs), PN-T-68 (STR Projetos e Participações Ltda., 5,1 milhões, 1510 UTs) e PN-T-102 (Comp E&P de Petróleo e Gás S.A., R\$ 300 mil, 10 UTs).

- **1º Ciclo Licitatório de Oferta Permanente de Concessão (OPC1):** O 1º Ciclo Licitatório de Oferta Permanente de Concessão (2019) marcou o início de um novo modelo de licitação na ANP. De acordo com essa modalidade, as licitantes inscritas podem manifestar interesse em qualquer bloco ou área em oferta em edital, desde que apresentem garantia de oferta acompanhada de declaração de interesse. Após aprovação de uma ou mais declarações de interesse, a autarquia divulga cronograma para realização de um ciclo da Oferta Permanente de Concessão ("OPC"). O prazo entre a aprovação da declaração de interesse e a realização da sessão pública é de até 120 dias.

Na OPC1, foram arrematados 33 blocos exploratórios e 12 áreas com acumulações marginais por 10 empresas operadoras. O valor agregado de bônus de assinatura alcançou R\$ 22,3 milhões, enquanto a soma dos PEMs e dos Programas de Trabalho Inicial ("PTIs") pode ser convertida para uma estimativa em reais no valor aproximado de R\$ 320 milhões.

Na ocasião, a Companhia venceu seis concessões localizadas na bacia sedimentar do Parnaíba (MA): PN-T-47 (R\$ 675 mil, 1.897 UTs), PN-T-48A (R\$ 363 mil, 1.488 UTs), PN-T-66 (R\$ 895 mil, 2.673 UTs), PN-T-67A (R\$ 363 mil, 336 UTs), PN-T-68 (R\$ 674 mil, 1.336UTs) e PN-T-102A (R\$530mil,1.121UTs). Importante ressaltar que todas as concessões supramencionadas são 100% pertencentes à Companhia.

- **2º Ciclo Licitatório de Oferta Permanente de Concessão (OPC2):** O 2º Ciclo Licitatório de Oferta Permanente de Concessão (2021) registrou 17 blocos exploratórios e 1 área com acumulação marginal por 7 empresas operadoras. O valor agregado de bônus de assinatura alcançou R\$ 57 milhões, enquanto a soma dos programas exploratórios mínimos (PEMs) e dos Programas de Trabalho Inicial (PTIs) pode ser convertida para uma estimativa em reais no valor aproximado de R\$ 160 milhões.

1.4 Produção/Comercialização/Mercados

Na ocasião, a Companhia venceu três concessões localizadas na bacia sedimentar do Amazonas (AM) – AM-T-62 (R\$ 1,8 milhões, 3.138 UTs), AM-T-84 (R\$ 4,8 milhões, 4.138 UTs), AM-T-85 (R\$ 9,5 milhões, 4.138 UTs) – quatro concessões localizadas na bacia sedimentar do Paraná (MS/GO) – PAR-T-86 (R\$ 442 mil, 1.908 UTs), PAR-T-99 (R\$ 593 mil, 1.902 UTs), PAR-T-196 (R\$ 506 mil, 1.872 UTs) e PAR-T-215 (R\$ 569 mil, 1.866 UTs) – e 1 área de acumulação marginal localizada na bacia sedimentar do Solimões (AM) – Juruá (R\$ 25,7 milhões). Importante ressaltar que todas as concessões supramencionadas são 100% pertencentes à Companhia, com exceção dos quatro contratos na bacia sedimentar do Paraná, que envolvem um consórcio entre Eneva S.A. (70%, operadora) e Brava Energia S.A. (30%).

- **4º Ciclo Licitatório da Oferta Permanente (OPC4):** No 4º Ciclo Licitatório de Oferta Permanente (2024) foram arrematados 192 blocos exploratórios localizados nas bacias de Pelotas, Potiguar, Santos, Paraná, Espírito Santo, Tucano, Amazonas, Recôncavo e Sergipe-Alagoas, totalizando uma área de cerca de 47 mil km². O total de bônus ofertado foi de R\$ 421.712.292,83 e a previsão do investimento mínimo na fase de exploração é de R\$ 2.012.660.000,00. Além disso, foi arrematada a área com acumulações marginais de Japiim, localizada na bacia do Amazonas, totalizando uma área de 57 km². O total de bônus ofertado foi de R\$ 165.000,00.

Na ocasião, a Companhia venceu uma concessão localizada na bacia sedimentar do Amazonas. A área de acumulação marginal de Japiim envolve um consórcio em que a Eneva é detentora de 80%, enquanto a Atem Participações (“Atem”) detém os 20% remanescentes. Em dezembro de 2025, a Companhia adquiriu o percentual da participação da Atem, se tornando, após a aprovação do CADE, ocorrida em março de 2026, titular dos 100% de participação na respectiva área.

Benefícios Fiscais e Subsídios Relevantes

A Companhia, diretamente ou por meio de suas controladas, usufrui de incentivos fiscais, dentre os quais se destacam os incentivos fiscais relacionados a Superintendência do Desenvolvimento do Nordeste (“SUDENE”) e a Superintendência do Desenvolvimento da Amazônia (“SUDAM”). Por determinação legal, as Leis Complementares nº 124 e 125 de 3 de janeiro de 2007, instituíram na forma do art. 43 da Constituição Federal, a SUDAM e a SUDENE, a quem compete estimular, por meio da administração de incentivos e benefícios fiscais, os investimentos privados prioritários, as atividades produtivas e as iniciativas de desenvolvimento sub-regional em suas áreas de atuação.

Dessa forma, considerando que a Companhia e suas controladas desenvolvem suas atividades em estados da área de atuação da SUDAM e da SUDENE, quais sejam, Maranhão, Ceará, Sergipe e Roraima possuindo projetos enquadrados como prioritários nessas localidades, determinadas subsidiárias obtiverem incentivos fiscais, quais sejam:

- Parnaíba Gás Natural S.A. obteve, em 2014, junto à SUDENE, o incentivo fiscal válido pelo prazo de 10 anos, que estabelece uma redução de 75% do IRPJ decorrente das atividades de produção e escoamento de gás natural (vide Laudo Constitutivo nº 0209/2014). Posteriormente, em 2017, com a aprovação dos investimentos realizados como “Modernização Total” do empreendimento, teve seu incentivo estendido até 2026 (vide Laudo Constitutivo nº 0203/2017). Com a incorporação da Parnaíba Gás Natural pela Eneva em 28 de dezembro de 2018, a Companhia passou a usufruir deste benefício diretamente (vide Laudo Constitutivo nº 163/2020).
- Parnaíba I obteve em 2014, junto à SUDENE, o incentivo fiscal válido pelo prazo de 10 anos, que estabelece uma redução de 75% do IRPJ decorrente das atividades de geração de energia (vide Laudo Constitutivo nº 0120/2014). Com a incorporação da Parnaíba I pela PGC em 1º de janeiro de 2020, a incorporadora passou a usufruir deste benefício diretamente (vide Laudo Constitutivo nº 0018/2020). A PGC também obteve em 2023, junto à SUDENE, o incentivo fiscal válido pelo prazo de 10 anos, referente a projeto de Modernização Total e que estabelece uma redução de 75% do IRPJ decorrente das atividades de geração de energia (vide Laudo Constitutivo nº 57/2023).
- Parnaíba III obteve em 2014, junto à SUDENE, o incentivo fiscal válido pelo prazo de 10 anos, que estabelece uma redução de 75% do IRPJ decorrente das atividades de geração de energia (vide Laudo

1.4 Produção/Comercialização/Mercados

Constitutivo nº 0122/2014). Adicionalmente, a Parnaíba II obteve, em 2017, junto à SUDENE, o incentivo fiscal válido pelo prazo de 10 anos (vide Laudo Constitutivo nº 0096/2017). Com a incorporação de Parnaíba III por Parnaíba II em 30 de setembro de 2018, a incorporadora passou a se beneficiar também da parcela do incentivo de Parnaíba III (vide Laudo Constitutivo nº 0016/2019). Em 2025, a Parnaíba II, que consolida a operação das UTEs Parnaíba II, III, IV e VI, obteve junto à SUDENE a aprovação do incentivo fiscal de redução de 75% do IRPJ, na modalidade de Modernização Total. O benefício foi concedido em razão dos investimentos realizados para otimizar e modernizar as unidades produtivas, com validade de 10 anos (vide Laudo Constitutivo nº 0151/2025).

- Gera Maranhão obteve em 2017, junto à SUDAM, o incentivo fiscal válido pelo prazo de 10 anos, que estabelece uma redução de 75% do IRPJ e adicionais não restituíveis, calculados sobre o lucro da exploração e vinculados à Implantação de empreendimento industrial na área de atuação da SUDAM (vide Laudo Constitutivo nº 119/2017). A Gera Maranhão também obteve em 2024, o incentivo fiscal válido pelo prazo de 10 anos, que estabelece uma redução de 75% do IRPJ e adicionais não-restituíveis, calculados sobre o lucro da exploração e vinculados a Modernização de empreendimento industrial na área de atuação da SUDAM, com início de fruição em janeiro de 2024 (vide Laudo Constitutivo nº 048/2024).
- Itaqui e Pecém II obtiveram em 2018 junto à SUDENE, o incentivo fiscal válido pelo prazo de 10 anos, que estabelece uma redução de 75% do IRPJ decorrente das atividades de geração de energia (vide Laudo Constitutivo nº 177/2018 e Laudo Constitutivo nº 245/2018, respectivamente).
- Celse obteve em 2021, junto à SUDENE, o incentivo fiscal válido pelo prazo de 10 anos, que estabelece uma redução de 75% do IRPJ decorrente das atividades de geração de energia (vide Laudo Constitutivo nº 004/2021).
- Povoação obteve em 2022, junto à SUDENE, o incentivo fiscal válido pelo prazo de 10 anos, que estabelece uma redução de 75% do IRPJ decorrente das atividades de geração de energia (vide Laudo Constitutivo nº 360/2022).
- Azulão obteve em 2022, junto à SUDAM, o incentivo fiscal válido pelo prazo de 10 anos, que estabelece uma redução de 75% do IRPJ decorrente das atividades de geração de energia, com início de fruição em janeiro/2023 (vide Laudo Constitutivo nº 145/2022).
- Eneva S.A obteve em 2022, junto à SUDAM, o incentivo fiscal válido pelo prazo de 10 anos, que estabelece uma redução de 75% do IRPJ e adicionais não restituíveis, calculados sobre o lucro da exploração e vinculados à implantação de empreendimento industrial na área de atuação da SUDAM, com início de fruição em janeiro/2022 (vide Laudo Constitutivo nº 144/2022).
- Linhares Geração obteve em 2023, junto à SUDENE, o incentivo fiscal válido pelo prazo de 10 anos, que estabelece uma redução de 75% do IRPJ decorrente das atividades de geração de energia (vide Laudo Constitutivo nº 029/2023).
- SPE Futura 1 obteve em 2023, junto à SUDENE, o incentivo fiscal válido pelo prazo de 10 anos, que estabelece uma redução de 75% do IRPJ decorrente das atividades de geração de energia, com início de fruição em janeiro/2024 (vide Laudo Constitutivo nº 252/2023).
- SPE Futura 3 obteve em 2023, junto à SUDENE, o incentivo fiscal válido pelo prazo de 10 anos, que estabelece uma redução de 75% do IRPJ decorrente das atividades de geração de energia, com início de fruição em janeiro/2024 (vide Laudo Constitutivo nº 253/2023).
- SPE Futura 4 obteve em 2023, junto à SUDENE, o incentivo fiscal válido pelo prazo de 10 anos, que estabelece uma redução de 75% do IRPJ decorrente das atividades de geração de energia, com início de fruição em janeiro/2024 (vide Laudo Constitutivo nº 254/2023).

Ainda na esfera federal, a Companhia usufrui dos Incentivos:

SUFRAMA:

- Eneva S.A. obteve em 2019, junto à SUFRAMA, incentivo fiscal que isenta o II e IPI, constantes na Portaria Interministerial 300, para importação de bens, mercadorias ou insumos destinados ao consumo interno na Amazônia Ocidental.
- Azulão Geração, localizada em Silves/AM, obteve em 2019, junto à SUFRAMA, incentivo fiscal que isenta o II e IPI, constantes na Portaria Interministerial 300, para importação de bens, mercadorias ou insumos destinados ao consumo interno na Amazônia Ocidental.

1.4 Produção/Comercialização/Mercados

- Azulão Geração, localizada em Boa Vista/RR, obteve em 2019, junto à SUFRAMA, incentivo fiscal que isenta o II (importação) e IPI (importação) e isenta o IPI e reduz a zero a alíquota do PIS/Pasep e COFINS nas aquisições nacionais para bens, mercadorias ou insumos destinados ao consumo interno na Área de Livre Comércio.
- Azulão I Geração de Energia S.A., obteve em 2023, junto à SUFRAMA, incentivo fiscal que isenta o II e IPI, constantes na Portaria Interministerial 300, para importação de bens, mercadorias ou insumos destinados ao consumo interno na Amazônia Ocidental.
- Sparta 300 SPE S.A., obteve em 2023, junto à SUFRAMA, incentivo fiscal que isenta o II e IPI, constantes na Portaria Interministerial 300, para importação de bens, mercadorias ou insumos destinados ao consumo interno na Amazônia Ocidental.

REIDI: Obtiveram enquadramento de seus projetos no Regime Especial de Incentivos para o Desenvolvimento da Infraestrutura – REIDI, nos termos das Portarias MME nº 281 de 29 de junho de 2016 e MME nº 318 de 13 de março de 2019 e instituído pela Lei 11.488 de 15 de junho de 2007, artigos 1º ao 5º, regulamentado pelo Decreto nº 6.144 de 03 de julho de 2007 e Instrução Normativa RFB nº 758, de 25 de julho de 2007:

- Futura 1 Geração e Comercialização de Energia Solar e Participações S.A., Futura 2 Geração e Comercialização de Energia Solar e Participações S.A., Futura 3 Geração e Comercialização de Energia Solar e Participações S.A., Futura 4 Geração e Comercialização de Energia Solar e Participações S.A., Futura 5 Geração e Comercialização de Energia Solar e Participações S.A e Futura 6 Geração e Comercialização de Energia Solar e Participações S.A.
- Eneva S.A., obteve para o Projeto do campo Gavião Tesoura, junto ao MME, em 21 de agosto de 2019, o enquadramento no REIDI, que garante a suspensão da exigência do PIS e COFINS incidentes sobre os bens, serviços e locações incorporados durante fase de construção do projeto para pré-tratamento do gás e, a partir dessa estação, para a Unidade de Tratamento de Gás (UTG). Em 4 de abril de 2022, a RFB, aprovou o REIDI através da emissão do ato declaratório executivo.
- A Companhia, através dos Projetos de "Produção de Gás Natural" e "Dutovias de Escoamento e Transferência" de Gavião Preto obteve, em 20 de maio de 2021, junto ao MME, o enquadramento no REIDI, que garante a suspensão da exigência do PIS e COFINS incidentes sobre os bens, serviços e locações incorporados durante fase de construção do projeto para pré-tratamento do gás e, a partir dessa estação, para a Unidade de Tratamento de Gás (UTG). Em 18 de junho de 2021, a RFB, aprovou o REIDI através da emissão do ato declaratório executivo.
- Parnaíba II Geração de Energia obteve para o Projeto Parnaíba VI, junto ao MME, em 23 de junho de 2021, o enquadramento no REIDI que garante a suspensão da exigência do PIS e COFINS incidentes sobre os bens, serviços e locações incorporados durante fase de construção para a atividade de geração de energia. Em 20 de dezembro de 2021, a RFB, aprovou o REIDI através da emissão do ato declaratório executivo.
- A empresa Azulão I Geração de Energia S.A., através do Projeto UTE Azulão, obteve em 25 de julho de 2022, junto ao MME, o enquadramento no REIDI, que garante a suspensão da exigência do PIS e COFINS incidentes sobre os bens, serviços e locações incorporados durante fase de construção do projeto para a atividade de geração de energia elétrica. Em 5 de dezembro de 2023, a RFB, aprovou o REIDI através da emissão do ato declaratório executivo.
- Eneva S.A. obteve, para o Projeto Infraestrutura de Produção de Gavião Belo/Gasodutos para a Bacia do Parnaíba, junto ao MME, em 09 de fevereiro de 2023, o enquadramento no REIDI, que garante a suspensão da exigência do PIS e COFINS incidentes sobre os bens, serviços e locações incorporados durante fase de construção do projeto para pré-tratamento do gás e, a partir dessa estação, para a Unidade de Tratamento de Gás (UTG). Em 20 de março de 2023, a RFB, aprovou o REIDI através da emissão do ato declaratório executivo.
- A empresa Sparta 300 SPE S.A., através do Projeto UTE Azulão II, obteve em 26 de setembro de 2023, junto ao MME, o enquadramento no REIDI, que garante a suspensão da exigência do PIS e COFINS incidentes sobre os bens, serviços e locações incorporados durante fase de construção do projeto para a atividade de geração de energia elétrica. Em 24 de outubro de 2023, a RFB, aprovou o REIDI através da emissão do ato declaratório executivo.

1.4 Produção/Comercialização/Mercados

- A empresa Sparta 300 SPE S.A., através do Projeto UTE Azulão IV, obteve em 26 de setembro de 2023, junto ao MME, o enquadramento no REIDI, que garante a suspensão da exigência do PIS e COFINS incidentes sobre os bens, serviços e locações incorporados durante fase de construção do projeto para a atividade de geração de energia elétrica. Em 24 de outubro de 2023, a RFB, aprovou o REIDI através da emissão do ato declaratório executivo.
- A Companhia, através do Projeto de investimento na Ampliação da Infraestrutura de Produção de Azulão, obteve, em 24 de junho de 2024, junto à MME, o enquadramento no REIDI, que garante a suspensão da exigência do PIS e COFINS incidentes sobre os bens, serviços e locações incorporados durante fase de construção do projeto para as atividades de Exploração e Produção do gás natural. Em 9 de setembro de 2024, a RFB, aprovou o REIDI através da emissão do ato declaratório executivo.
- A Companhia, através do Projeto de Liquefação de Gás Natural do Parque dos Gaviões - SSLNG, obteve, em 03 de janeiro de 2024, junto à MME, o enquadramento no REIDI, que garante a suspensão da exigência do PIS e COFINS incidentes sobre os bens, serviços e locações incorporados durante fase de construção do projeto para as atividades de liquefação de Gás Natural e central de distribuição de gás natural liquefeito (GNL). Em 7 de junho de 2024, a RFB, aprovou o REIDI através da emissão do ato declaratório executivo.
- Em dezembro de 2024, a titular do projeto referente ao REIDI mencionado acima solicitou cancelamento do benefício perante a Receita Federal do Brasil, mediante conclusão do cronograma de aquisições de bens e serviços incorporados à obra. Em agosto de 2025, através do ADE nº 975, foi cancelada a habilitação ao REIDI.
- Em março de 2025, a titular do projeto referente ao REIDI mencionado acima solicitou cancelamento do benefício perante a Receita Federal do Brasil, mediante conclusão do cronograma de aquisições de bens e serviços incorporados à obra. O pedido segue em análise no primeiro trimestre de 2026.
- A Companhia, através do Projeto de Liquefação de Gás Natural do Parque dos Gaviões - UNGL2, obteve, em 02 de fevereiro de 2026, junto à MME, o enquadramento no REIDI, que garante a suspensão da exigência do PIS e COFINS incidentes sobre os bens, serviços e locações incorporados durante fase de construção do projeto para as atividades de liquefação de Gás Natural e central de distribuição de gás natural liquefeito (GNL). Em 08 de abril de 2026, a RFB, aprovou o REIDI, através do ADE nº 600, para o projeto.

Também no âmbito federal, a empresa Focus Energia Ltda. se beneficia de regime especial de tributação do PIS/Pasep e da COFINS, o qual é usufruído pelas pessoas jurídicas optantes que realizam operações no âmbito da CCEE. Tal regime especial possibilita, deduções na determinação da base de cálculo do PIS e da COFINS dos valores correspondentes a ajustes de contabilizações encerradas de operações de compra e venda de energia elétrica, realizadas no âmbito da CCEE, quando decorrentes de: (i) decisão proferida em processo de solução de conflitos, no âmbito da CCEE, da ANEEL ou em processo de arbitragem; (ii) resolução da ANEEL; ou (iii) decisão proferida no âmbito do Poder Judiciário, transitada em julgado.

A Companhia formalizou a referida opção, nos termos das normas vigentes à época (artigo 47 da Lei nº 10.637/2002 e artigos 21 e 99 da Instrução Normativa SRF nº 247/2002) em 23 de novembro de 2009, ao passo que o Ato Declaratório Executivo, emitido pelo Delegado da Delegacia da Receita Federal em São Paulo, reconhecendo a opção pelo regime especial foi publicado no Diário Oficial da União em 17 de agosto de 2010.

Na esfera estadual, a Companhia usufrui de incentivos fiscais nos estados do Maranhão, Ceará, Amazonas, Roraima, Minas Gerais, São Paulo, Sergipe e Bahia, conforme descritos abaixo:

(A) Maranhão

- A Usina de Tratamento de Gás Natural (UTG) da Eneva S.A., assim como as usinas de geração de energia da Parnaíba Geração e Comercialização de Energia S.A. e Parnaíba II Geração de Energia S.A. usufruem do diferimento do ICMS nas aquisições, de aparelhos, equipamentos, máquinas e ferramentas que venham a integrar o seu ativo permanente, inclusive de partes, peças e componentes, destinados à instalação, montagem ou reposição de tais bens e de estruturas metálica.
- A Eneva S.A. (UTG), por força de norma federal (Confaz), possui direito de usufruir do crédito presumido até 2032 no percentual equivalente de tal forma que a alíquota do ICMS nas saídas internas de gás natural seja

1.4 Produção/Comercialização/Mercados

de 4,6%, embora o Estado do Maranhão tenha restringido a fruição do benefício a partir de 01 de abril de 2023.

- Parnaíba Geração e Comercialização de Energia S.A., Itaqui Geração de Energia S.A. e Parnaíba II Geração de Energia S.A. e Gera Maranhão S.A. usufruem do diferimento do ICMS nas operações internas de energia elétrica, quando não for consumidor final. Itaqui Geração de Energia S.A. usufrui do diferimento do ICMS nas compras de carvão importado de tal forma que a alíquota final seja de 4%.

(B) Ceará

- Central Geradora Termoelétrica Fortaleza S.A. (Incorporada pela Eneva S.A. em 15 de março de 2023) e Pecém II Geração de Energia S.A. usufruem do diferimento do ICMS nas importações de ativo imobilizado sem similar nacional e nas aquisições internas e interestaduais de bens destinados ao ativo fixo.
- A Central Geradora Termoelétrica Fortaleza S.A. foi incorporada, passando a integrar a Eneva S.A. como sua filial 16, mantendo o benefício.
- Pecém II Geração de Energia S.A. usufrui do diferimento do ICMS nas compras de carvão importado e recolhimento de tal forma que a alíquota final seja de 4%.

(C) Amazonas

- Eneva S.A. usufrui do regime diferenciado de tributação do gás natural extraído na bacia sedimentar do rio Amazonas com destino final as áreas de livre comércio, no qual fica excluído a incidência do ICMS-ST nas operações. Em 12 de maio de 2020, foi ajuizada a Ação Popular nº 0659761- 24.2020.8.04.0001, que visa à anulação desse regime diferenciado, conforme descrito no item 4.4 (i) deste formulário.
- Eneva S.A., Azulão Geração de Energia S.A., Azulão I Geração de Energia S.A e Sparta 300 SPE S.A. usufruem da não incidência do ICMS nas operações internas, interestadual e de importação, nas entradas que destinem máquinas ou equipamentos ao ativo permanente de estabelecimento industrial para utilização direta e exclusiva no seu processo produtivo, de procedência nacional ou estrangeira, bem como suas partes e peças.

(D) Roraima

- Azulão Geração de Energia S.A. usufrui da não incidência do ICMS nas operações de entrada de máquinas ou equipamentos destinados ao ativo permanente de estabelecimento industrial para utilização direta e exclusivamente no seu processo produtivo, de procedência nacional ou estrangeira, bem como suas partes e peças.
- Azulão Geração de Energia S.A. usufrui do diferimento do ICMS nas entradas de gás natural liquefeito (GNL), nacional ou importado, destinado à geração de energia elétrica, bem como a saída do produto regaseificado ou transformado.
- Azulão Geração de Energia S.A. do diferimento do ICMS nas operações internas de energia elétrica, quando não for para consumidor final.

(E) São Paulo

- A Focus Energia Ltda foi incorporada pela Eneva S.A., com manutenção dos mesmos benefícios anteriormente usufruídos.
- No Estado de São Paulo, as operações com energia elétrica contam com tratamento tributário específico, que contempla o diferimento do ICMS nas operações internas desde a sua importação ou produção, bem como a não incidência do imposto nas saídas de energia elétrica destinadas a outros Estados. Além disso, o fornecimento de energia elétrica para consumo é alcançado por isenção prevista na legislação estadual.
- No que se refere às operações interestaduais abrangidas pela hipótese de não incidência, a alteração observada restringe-se à finalidade da operação, sem impacto na materialidade do tratamento tributário aplicável. Nesse contexto, a Eneva, por meio de sua filial 20, atua na atividade de comercialização de energia elétrica, observando os regimes de diferimento, não incidência e isenção conforme a natureza de cada operação.

1.4 Produção/Comercialização/Mercados

(F) Sergipe

- A Centrais Elétricas de Sergipe S.A. usufrui de benefícios fiscais de ICMS que contemplam o diferimento nas importações de máquinas e equipamentos destinados à integração ao ativo imobilizado, bem como do diferencial de alíquota nas aquisições interestaduais de bens de capital novos.
- No âmbito do Programa Sergipano de Desenvolvimento Industrial (PSDI), a Companhia possui direito ao creditamento de ICMS decorrente da importação de GNL, cuja fruição está condicionada à vinculação do insumo às operações incentivadas pelo programa e à correspondente tributação das saídas subsequentes, nos termos da legislação aplicável.
- Adicionalmente, aplica-se o diferimento do ICMS na importação de GNL utilizado na geração de energia, na regaseificação, na comercialização do próprio GNL importado ou destinado ao exterior, de forma que o recolhimento do imposto seja equivalente a 6,2% do montante originalmente devido.
- As Centrais Elétricas de Sergipe S.A. – CELSE foram incorporadas pela Eneva S/A, passando a integrar a sua estrutura societária. Em decorrência da incorporação, a CELSE passou a operar sob o CNPJ da Eneva S/A, na condição de filial nº 0022-56, sendo assegurada a manutenção dos mesmos benefícios anteriormente aplicáveis.

(G) Bahia

- Futura 1 Geração e Comercialização de Energia Solar e Participações S.A., Futura 2 Geração e Comercialização de Energia Solar e Participações S.A., Futura 3 Geração e Comercialização de Energia Solar e Participações S.A., Futura 4 Geração e Comercialização de Energia Solar e Participações S.A., Futura 5 Geração e Comercialização de Energia Solar e Participações S.A e Futura 6 Geração e Comercialização de Energia Solar e Participações S.A. usufruem do diferimento do ICMS nas operações de importações de bens do exterior, internas relativas às aquisições de bens produzidos neste Estado e nas aquisições de bens em outra unidade da Federação, relativamente ao diferencial de alíquotas para o Projeto Futura através do benefício Desenvolve Bahia.

(H) Espírito Santo

- Termelétrica Viana S.A. incorporada pela empresa ENEVA S.A. em 25 de janeiro de 2025, como sucessora, usufrui do diferimento do ICMS nas operações internas de energia elétrica, quando não for para consumidor final. Além disso, usufrui do diferimento do ICMS nas aquisições de máquinas e equipamentos destinados a integrar o seu ativo permanente incentivado pelo programa de Incentivo ao Investimento no Estado do Espírito Santo ("INVEST-ES") durante a fase de expansão ou ampliação do empreendimento.

Legislação Especial

Na data deste Formulário de Referência, não há legislação especial e normas aplicáveis à Companhia, que não tenham sido descritas no item 1.6 deste Formulário de Referência, que tenham influência relevante sobre as operações e/ou seus mercados de atuação.

(i) participação em cada um dos mercados

Capacidade de geração de energia elétrica

1.4 Produção/Comercialização/Mercados

Tipo	Quantidade	Potência Outorgada (kW)	Potência Fiscalizada (kW)	% (Pot. Fiscalizada)
UHE	215	103.263.503,00	103.235.221,00	47,27%
UTE	3052	49.595.767,96	49.084.487,36	22,47%
EOL	1136	34.906.653,86	34.810.653,86	15,94%
UFV	18731	22.317.052,69	22.316.752,68	10,22%
PCH	432	6.057.087,06	6.045.909,57	2,77%
UTN	2	1.990.000,00	1.990.000,00	0,91%
CGH	708	913.582,53	913.582,53	0,42%
Total	24276	219.043.647,10	218.396.607,00	100,00%

Fonte: SIGA ANEEL. Acesso em 15/04/2026.

De acordo com o Sistema de Informações da Geração divulgado no site da ANEEL, a capacidade instalada operacional total do Brasil é de 218 GW por um total de 24.276 empreendimentos (data-base: 15 de abril de 2026).

Desse total 49,08 GW advêm de energia termelétrica, com 3.114 empreendimentos (22,47%) e aproximadamente 19,03 GW vem de empreendimentos movidos a gás natural e aproximadamente 3,09 GW movidos a carvão mineral.

A Companhia possui cerca de 20,4% e 21% da capacidade de geração a gás natural e carvão no Brasil, respectivamente (Fonte: SIGA-ANEEL, em 09 de maio de 2025).

Exploração e produção de petróleo e gás natural

Em termos de área sob concessão, a Companhia possui 35 mil km² total nas bacias do Parnaíba, Paraná, Amazonas e Solimões. Em 2025, a Companhia respondeu por 3% da produção total de gás natural, com crescimento de 0,1% em comparação com 2024. Na produção de gás natural em ambiente terrestre a companhia representou 22% sendo o segundo maior operador de gás natural do país, atrás apenas da Petrobras, com crescimento de 3% em comparação com o ano anterior, atingindo 8,3 milhões de m³/dia em agosto de 2025, conforme dados da ANP em 2026.

Comercialização de energia elétrica

De acordo com dados da CCEE nos Boletins de Informação ao Mercado, a energia elétrica consumida no Brasil em 2024 foi de 72 GW médios. No mesmo período, a Companhia comercializou no ACL, através de geração própria e contratos de venda de energia, 3,2 GW médios o que corresponde a uma participação de mercado no setor de aproximadamente 4%.

(ii) condições de competição nos mercados

Nos segmentos de geração e comercialização, as condições de competição no Mercado Regulado e no Mercado Livre são estabelecidas e reguladas pela Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico, pelo Decreto nº 5.162, de 29 de julho de 2004, e pela legislação setorial em vigor, em especial as normas estabelecidas pela ANEEL.

Cabe esclarecer que com a Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico, a comercialização de energia elétrica passou a contar com dois ambientes de negociação:

1.4 Produção/Comercialização/Mercados

- **ACL:** com geradores, distribuidores, comercializadores, importadores e exportadores, além dos consumidores livres e especiais. Neste ambiente os contratos de compra e venda de energia são firmados bilateralmente, podendo ter o preço, o volume e o prazo de suprimento livremente negociados; e
- **ACR:** onde as concessionárias e permissionárias de distribuição compram energia através de leilões de energia, de agentes de geração, para suprir a demanda de seus consumidores cativos ("Leilões de Energia"). Os Leilões de Energia, realizados no âmbito do ACR, são realizados pela CCEE, por delegação da ANEEL, e utilizam o critério de menor tarifa, visando a redução do custo de aquisição da energia elétrica a ser repassada aos consumidores cativos.

Os agentes de geração e de distribuição formalizam suas relações comerciais por meio de contratos, que têm regulação específica, com aspectos como preço da energia, submercado de registro do contrato e vigência de suprimento definidos no edital e no momento de apresentação da oferta, os quais não são passíveis de alterações bilaterais por parte dos agentes.

Todos os contratos e operações, sejam do ACR ou do ACL, têm que ser registrados e contabilizados na CCEE. Ademais, o conceito de monopólio natural não se aplica às atividades de geração de energia da Companhia, uma vez que, com o processo de desverticalização do setor de energia incentivado pela Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico prevalece, no segmento de geração, a livre concorrência.

Mercado Livre

No ACL, a Companhia atua nos segmentos de comercialização de energia elétrica, tanto diretamente, quanto por meio de sua subsidiária Eneva Comercializadora e no segmento de geração com as usinas fotovoltaicas ("UFVs"): Tauá, com 5MWac de capacidade instalada, localizada no estado do Ceará e Futura 1 a 22, em conjunto denominadas "Complexo Solar Futura 1", com 692 MWac de capacidade instalada, localizados no estado da Bahia.

A energia proveniente da UFV Tauá é vendida para diferentes comercializadores e consumidores finais, sem contratos de longo prazo firmados, em razão da liquidez do mercado para pequenos montantes de energia, sendo eventuais sobras liquidadas no Mercado de Curto Prazo ("MCP"), também conhecido como mercado de diferenças, gerenciado pela CCEE, ao Preço da Liquidação das Diferenças ("PLD") do mês em questão. Já o Complexo Solar Futura 1, vende mensalmente sua energia para diferentes consumidores finais, por meio de contratos de autoprodução firmados.

No ACL, especificamente no segmento de comercialização de energia elétrica, a Companhia possui como principais competidores: (i) BTG Pactual; (ii) Santander; (iii) Engie; (iv) Auren; e (v) EDP.

Mercado Regulado

No âmbito do ACR existem diversos modelos de Leilões de Energia para diferentes finalidades, tais como:

- **Leilão de Ajuste:** que tem por objetivo complementar a carga de energia necessária ao atendimento da totalidade do mercado consumidor das concessionárias de distribuição, até o limite de 1% dessa carga, com prazo de suprimento de até dois anos. Os leilões de ajuste são realizados para corrigir alguns desvios naturais em relação às previsões efetuadas para os outros leilões, permitindo a adequação da contratação de energia pelas distribuidoras. Neste leilão, os agentes vencedores celebram Contratos de Leilão de Ajuste.
- **Leilão de Energia de Reserva:** criado para aumentar a segurança no fornecimento de energia elétrica do SIN, com energia proveniente de usinas especialmente contratadas para esta finalidade - seja de novos empreendimentos de geração ou de empreendimentos existentes. Esta modalidade de contratação é formalizada por meio de dois contratos: o Contrato de Energia de Reserva e o Contrato de Uso de Energia de Reserva.
- **Leilão de Energia Nova:** tem como finalidade atender ao aumento de carga das distribuidoras. Neste caso são vendidas e contratadas energia de usinas que ainda serão construídas. Os leilões são usualmente denominados "A- número", para designar o ano para o qual a energia será fornecida como, por exemplo:

1.4 Produção/Comercialização/Mercados

- **A-5 e A-3:** a usina deverá entrar em operação comercial e comercializar a energia em até cinco anos ou em até três anos, excluindo o ano em que o Leilão foi realizado (exemplo: caso um hipotético Leilão "A- 3" seja realizado em 2011, a energia deverá ser fornecida a partir de 2014); e
- **A-6 e A-4:** Por meio da Portaria nº 293/2017, o MME agendou para dezembro de 2017 os leilões para compra de energia elétrica a partir de 2021 e 2023, conhecidos como Leilões A-4 e A-6, que estabelecem a entrega da energia em até seis anos ou em até quatro anos, excluindo o ano em que o Leilão foi realizado (exemplo: caso um hipotético Leilão "A-4" seja realizado em 2011, a energia deverá ser fornecida a partir de 2015).

Os vencedores do certame celebram os denominados Contratos de Compra e Venda de Energia no Ambiente Regulado ("CCEARs"). Os CCEARs podem ser celebrados na modalidade Quantidade, quando ofertam uma quantidade fixa de energia ("CCEARs por Quantidade") ou Disponibilidade, no qual a usina se mantém disponível para gerar e para tanto recebe uma Receita Fixa, e quando é despachada pelo ONS tem seus custos de operação reembolsados por uma Receita Variável ("CCEARs por Disponibilidade").

Atualmente, 60% da potência outorgada às UTEs da Companhia é oriunda do ACR em Leilões de Energia Nova, tendo sido celebrados CCEARs por Disponibilidade, conforme listado abaixo.

Leilão de Energia	UTE	Vigência do CCEAR/CRCAP	Prazo de suprimento contratual previsto
Energia Nova A- 5/2007	Itaqui (UTE Porto do Itaqui)	15 anos	20/12/2012 - 21/12/2027
Energia Nova A- 5/2008	Pecém II (UTE Porto do Pecém II)	15 anos	18/10/2013 - 02/09/2028
Energia Nova A- 5/2008	PGC (UTE Maranhão IV)	15 anos	20/02/2013 - 19/02/2028
Energia Nova A- 5/2008	PGC (UTE Maranhão V)	15 anos	29/03/2013 - 27/03/2028
Energia Nova A- 5/2008	Parnaíba III (UTE MC2 Nova Venécia 2)	15 anos	23/10/2013 - 21/10/2028
Energia Nova A- 6/2019	Parnaíba VI (Expansão UTE MC2 Nova Venécia 2)	25 anos	01/01/2025 - 31/12/2049
Energia Nova A- 3/2011	Parnaíba II (UTE Maranhão III)	20 anos	01/07/2016 - 30/04/2036
Leilão de Reserva de Capacidade	Parnaíba IV	15 anos	01/07/2026 - 30/06/2041
Energia Nova A- 6/2018	Parnaíba V (UTES Parnaíba 5A e 5B)	25 anos	01/01/2024 - 31/12/2048
Energia Nova A-5/2015	UTE Porto de Sergipe	25 anos	01/01/2020 - 31/12/2044
Leilão para Suprimento a Boa Vista e Localidades Conectadas	UTE Jaguatirica II	15 anos	05/02/2022 - 04/01/2037
Leilão de Reserva de Capacidade	Azulão I (UTE Azulão I)	15 anos	05/08/2026 - 05/08/2041
2º Leilão de Reserva de Capacidade	Azulão II (UTES Azulão II e IV)	15 anos	04/07/2027 - 03/07/2042
Leilão de Reserva de Capacidade	Geramar I e II	15 anos	01/07/2026 - 30/06/2041
Leilão de Reserva de Capacidade	Viana	15 anos	01/07/2026 - 30/06/2041

1.4 Produção/Comercialização/Mercados

Procedimento Competitivo Simplificado	Viana I	3,6 anos	01/05/2022 - 31/12/2025
Procedimento Competitivo Simplificado	Povoação 1	3,6 anos	01/05/2022 - 10/01/2026
Energia Nova A-3/2008 Leilão de Reserva de Capacidade	Luiz Oscar Rodrigues de Melo (204 MW)	15 anos	01/01/2011 - 31/12/2025 01/07/2026 - 30/06/2041
Procedimento Competitivo Simplificado	Luiz Oscar Rodrigues de Melo (36 MW)	3,6 anos	11/05/2022 - 10/01/2026

Uma vez que os CCEARs são de longo prazo, a competição com concorrentes no setor se dá principalmente na expansão do parque gerador da Companhia, quando seus projetos candidatos terão que concorrer em Leilões de Energia com outros vendedores. Nesse mercado, a Companhia possui como principais competidores, tanto para projetos a gás natural quanto a carvão: (i) Axia; (ii) CEMIG; (iii) Engie; (iv) Petrobrás; (v) CTG e (vi) Copel.

Após terminada a vigência dos CCEARs, a Companhia poderá comercializar a energia de suas usinas termelétricas nos dois ambientes, ou seja, tanto em Leilões de energia no ACR quanto em contratos bilaterais no ACL. Neste contexto, os principais competidores são: (i) Axia; (ii) Petrobrás; (iii) Engie; (iv) Auren; (v) Copel; (vi) CPFL; e (vii) Neoenergia..

(d) eventual sazonalidade

Geração e Comercialização de Energia

As usinas da Companhia vencedoras de Leilões de Energia, que comercializam energia no ACR, celebraram contratos por disponibilidade. Os contratos estabelecem o recebimento de uma receita fixa, pelo fato de a usina estar disponível a operar, e uma receita variável valorado ao Custo Variável Unitário (“CVU”) da usina. A receita variável será devida quando o ONS despachar a usina, ou seja, determinar o seu acionamento, e será utilizada para cobrir os custos de operação.

A demanda termelétrica não é uma demanda “constante”, sendo determinada pelo ONS que basicamente compara a cada semana o custo de oportunidade do uso futuro da água dos reservatórios das hidrelétricas com o custo variável de operação das termelétricas do SIN.

Nesse cenário, o risco de despacho de tais usinas (decorrente de situações hidrológicas desfavoráveis, por exemplo), que implicará o pagamento da receita variável, é assumido pela distribuidora compradora e repassada ao consumidor final por meio do sistema de bandeiras tarifárias. Não há, portanto, riscos sazonais para as geradoras, sendo a própria definição do contrato por disponibilidade.

No entanto, vale ressaltar que a geração termelétrica no Brasil foi concebida para ter um papel complementar ao da geração hidroelétrica, sendo acionada em períodos de estiagem ou para atender à demanda de pico.

No caso específico da Companhia, considerando: (i) a distribuição do seu parque térmico do Complexo Parnaíba no subsistema Norte; (ii) a alta concentração do período de chuvas na região Norte no primeiro trimestre; (iii) a limitação da capacidade de geração hídrica da região Norte, em razão de usinas geradoras hidrelétricas a fio d’água (ou seja, sem grandes reservatórios); e (iv) as limitações existentes das linhas de transmissão para escoamento da energia para os demais subsistemas, é observado o acionamento (despacho) das usinas termelétricas da Companhia especialmente no período seco, com menor despacho no primeiro semestre do ano e maior despacho no segundo semestre.

1.4 Produção/Comercialização/Mercados

Como consequência há uma tendência de aumento no recebimento da receita variável - a receita recebida pelas usinas termelétricas quando são acionadas pelo ONS – no segundo semestre do ano.

Com relação a Pecém II, usina, situada no subsistema Nordeste, em função da estiagem verificada nos últimos anos e do baixo nível dos reservatórios da região, vem sendo despachada com maior frequência. Assim, Pecém II auferirá receita variável de forma mais constante, incorrendo, por outro lado, nos custos variáveis atrelados à maior geração.

Demanda e oferta de gás natural e seus derivados

A comercialização do gás natural produzido pela Companhia se dá através do fornecimento para usinas termelétricas da própria Companhia. A demanda termelétrica é a demanda de solicitação destas usinas para alimentar turbinas que transformam a energia mecânica em elétrica, gerando energia. A geração termelétrica a gás natural no Brasil é uma energia sazonal, portanto, tem como principal papel complementar a geração hidroelétrica. A termelétricidade é mais solicitada em períodos de estiagem ou para atender à demanda de pico.

Considerando que o Complexo Parnaíba apresenta um sistema integrado/verticalizado de produção de gás natural e geração de energia termelétrica (R2W) e que sua estrutura de custo apresenta um componente predominantemente fixo, o aumento do acionamento (despacho) das usinas termelétricas em razão da sazonalidade e, por via de consequência, da receita não eleva proporcionalmente o custo de produção, o que tem impacto positivo nas margens operacionais do grupo da Companhia.

Climática

No caso das atividades de exploração e de desenvolvimento da produção de gás, especificamente para a Bacia do Parnaíba, a sazonalidade das chuvas impacta os resultados da Companhia. Nesta região existem dois períodos durante o ano: a estação das chuvas e a estação da seca. No período das chuvas, de novembro a abril, certas áreas ficam inundadas, dificultando assim as atividades de superfície como a aquisição sísmica e a perfuração de poços.

(e) principais insumos e matérias primas, informando:

(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

Geração de Energia

Conforme informado na característica do processo de produção de energia elétrica, os principais insumos utilizados pela Companhia são para geração termelétrica (a gás natural, a carvão mineral e, em menor escala, a óleo combustível), bem como solar fotovoltaica.

Para o fornecimento de gás natural, os contratos são regulados pela ANP.

Exploração e Produção de Petróleo e Gás Natural

Para a Exploração e Produção de Petróleo e Gás Natural, a principal matéria-prima fornecida é o gás natural retirado no processo de *upstream* (processo da cadeia produtiva que antecede o transporte e o refino, abrangendo desta forma as atividades de exploração, desenvolvimento e produção).

Já os insumos necessários à condução das atividades da Companhia são divididos entre serviços, materiais e equipamentos e mão de obra. Os principais serviços utilizados pela Companhia são: (i) aquisição e processamento de dados de geologia, geoquímica e geofísica; (ii) perfuração de poços; (iii) perfilagem e avaliação de poços; (iv) escoamento; e (v) preparação de bases de logística e apoio. Os principais materiais e equipamentos utilizados pela Companhia estão disponíveis no Brasil, mesmo aqueles de origem estrangeira.

1.4 Produção/Comercialização/Mercados

Comercialização de Energia

Na comercialização, o insumo utilizado é a energia térmica e qualquer outro tipo de energia desde que esteja disponível para comercialização na CCEE.

Comercialização de Gás

A comercialização de gás natural pode envolver tanto o gás próprio da companhia quanto o gás adquirido de terceiros.

No modelo *off-grid* ou SSLNG, utiliza-se o gás próprio, produzido nos campos da Bacia do Parnaíba, onde também é realizado o processo de liquefação.

Já na modalidade *on-grid*, que opera conectada à malha, são utilizados volumes contratados de terceiros. Para a operação *on-grid*, a Eneva dispõe de um portfólio diversificado de contratos de curto e médio prazos, abrangendo tanto gás nacional quanto importado, incluindo GNL. Além disso, a Mesa de Gás pode atuar no mercado *spot*, realizando operações conforme a demanda e a disponibilidade dos fornecedores.

A Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP) é o órgão regulador responsável por supervisionar essas atividades.

(ii) eventual dependência de poucos fornecedores

Na geração a carvão mineral importado, a Companhia dispõe, atualmente, de contratos de suprimento de carvão com um único fornecedor para as suas UTEs Itaqui e Pecém II.

No caso das usinas a gás natural, há dependência da Companhia no Complexo Parnaíba e na UTE Jaguatirica II, suprida pelos campos das Bacias do Parnaíba e do Amazonas, respectivamente. No que diz respeito à UTE Porto do Sergipe I a Companhia tem contratos de fornecimento com uma contraparte, celebrados por todo o prazo de seus *Power Purchase Agreements* ("PPAs").

Similarmente, as usinas a óleo combustível, UTEs Viana, Geramar I e Geramar II possuem contratos de fornecimento celebrados com uma contraparte pelo período de vigência de seus PPAs, podendo, ainda, adquirir da mesma contraparte suprimento adicional para eventuais operações de geração de energia *merchant*.

No caso de exploração e produção de petróleo e gás natural, em regra, as atividades não estão sujeitas à dependência de poucos fornecedores e são contratadas em condições competitivas.

(iii) eventual volatilidade em seus preços

Conforme informado no item 1.4 (d) deste Formulário de Referência, nos CCEARs por Disponibilidade, a usina geradora recebe uma Receita Fixa como remuneração pela sua disponibilidade (independente do despacho de energia) e uma Receita Variável, em caso de geração de energia pela usina nos casos em que não está gerando para cumprimento de inflexibilidade contratual definida em leilão.

A Receita Variável utilizada para remunerar os custos de operação das usinas é composta, na maior parte das usinas, principalmente pela parcela do combustível, a qual tem seu reajuste realizado em conformidade com a variação de preços de cada combustível e de acordo com as declarações de indexação dos agentes nos leilões. Nesse contexto, a volatilidade dos preços dos principais insumos tem impacto pouco significativo nas usinas comprometidas com CCEARs por Disponibilidade, como é o caso da Companhia.

Grande parte dos custos da indústria de petróleo e gás natural está intrinsecamente relacionada aos preços internacionais dos fornecedores e à taxa de câmbio. Assim, alterações nos preços da *commodity* podem implicar em alterações nos custos da Companhia. A volatilidade dos preços de petróleo, a curto prazo, não impacta imediatamente os custos da Companhia, mas uma mudança de patamar implica ajuste nos custos a médio prazo.

1.4 Produção/Comercialização/Mercados

No caso de recursos críticos para a atividade de exploração e produção, a Companhia procura firmar contratos de longo prazo para promover estabilidade de preços e evitar volatilidade. Por exemplo, a Companhia planeja cuidadosamente as futuras necessidades de sondas de perfuração.

[1] Análise do impacto do atraso das obras da Abengoa e priorização de obras. EPE, ONS (2016).

[2] Conforme matérias publicadas em: <https://noticias.uol.com.br/meio-ambiente/ultimas-noticias/redacao/2014/05/16/seca-atual-em-sao-paulo-e-a-maior-em-45-anos-mostram-dados-da-usp.htm>.

[3] Conforme dados publicados no site da Aneel, disponível em: <https://app.powerbi.com/view?r=eyJrIjoiNjc4OGYyYjQyYWM2ZC00YjllLWJlYmEtYzdkNTQ1MTc1NjM2liwidCI6IjQwZDZmOWI4LWVjYjYtNDZhMi05MmQ0LWVhNGU5YzAxNzBIMSIsImMiOiR9>

[4] Fonte: EPE - Plano Decenal de Expansão de Energia 2031. Publicação de 2022.

[5] Conforme matéria publicada em: <https://megawhat.uol.com.br/opiniao-da-comunidade/flexibilidade-em-foco-o-novo-eixo-estruturante-da-expansao-e-operacao-do-sin/>.

[6] Fonte: EPE - Plano Decenal de Expansão de Energia 2031. Publicação de 2022.

[7] Fonte: EPE - Plano Decenal de Expansão de Energia 2031. Publicação de 2022.

[8] Fonte: EPE - Plano Decenal de Expansão de Energia 2031. Publicação de 2022.

[9] Conforme Relatório do Gás para Crescer, horizonte rolante significa a comprovação das reservas de gás natural junto à EPE para fins de habilitação técnica nos leilões de energia que deveria corresponder, no mínimo, a uma quantidade suficiente para geração contínua de energia, à capacidade disponível máxima, por um período inferior ao do CCEAR. Após a entrada em operação comercial da usina, a renovação ou extensão da comprovação da disponibilidade de reservas deverá ser realizada anualmente, junto à ANEEL, demonstrando a existência de volumes de gás natural suficientes ao atendimento da usina para um horizonte de determinado período à frente, mediante a teste emitido pela ANP.

[10] Proposta incorporada nas portarias de diretrizes do MME para cada Leilão de Energia Nova, prevendo um período mínimo, um período adicional e um período remanescente ao prazo de suprimento do CCEAR para a comprovação da disponibilidade de combustível.

[11] Anteriormente, o Poder Concedente requeria a comprovação de disponibilidade de combustível a 100% de despacho (operação contínua) durante todo o período de suprimento previsto em CCEAR (15 a 35 anos, conforme Lei nº 10.848/2004).

1.5 Principais clientes

1.5. PRINCIPAIS CLIENTES

(a) montante total de receitas provenientes do cliente

No exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2025, a Companhia não possuía clientes que, individualmente, fossem responsáveis por mais de 10% da sua receita líquida total.

(b) segmentos operacionais afetados pelas receitas provenientes do cliente

No exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2025, a Companhia não possuía clientes que, individualmente, fossem responsáveis por mais de 10% da sua receita líquida total.

1.6 Efeitos relevantes da regulação estatal

1.6. EFEITOS RELEVANTES DA REGULAÇÃO ESTATAL

(a) necessidade de autorizações governamentais para o exercício das atividades e histórico de relação com a administração pública para obtenção de tais autorizações

Geração e Comercialização de Energia Elétrica

Desde 1995, o governo brasileiro adotou inúmeras medidas para reformar o Setor Elétrico Brasileiro, culminando na promulgação da Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico. O modelo tem três objetivos principais:

- Garantir a segurança de suprimento de energia elétrica. O modelo exige que 100% da demanda por energia no mercado regulado esteja contratada, além de considerar um cálculo mais realista dos lastros de energia (energia assegurada ou garantia física dos empreendimentos);
- Promover a modicidade tarifária, por meio da contratação eficiente de energia. Os consumidores do ACR adquirem energia das distribuidoras. A modicidade tarifária consiste em assegurar o suprimento de energia de forma confiável, isonômica e a geração mais econômica possível. Para isso, os agentes do mercado regulado serão obrigados a comprar e vender energia através de licitações; e
- Promover a universalização do atendimento no setor elétrico em todo o território nacional. A ANEEL passou a fixar metas de universalização do uso de energia elétrica e foi instituída a Conta de Desenvolvimento Energético – CDE.

A Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico introduziu alterações relevantes para: (i) proporcionar incentivos a empresas privadas e públicas para construção e manutenção da capacidade geradora; e (ii) assegurar o fornecimento de energia elétrica no Brasil, com tarifas adequadas, por meio de processos de leilão competitivos de eletricidade.

Nos termos da regulamentação do setor, todas as partes que comprem energia elétrica devem contratar a totalidade de sua demanda de energia elétrica segundo as diretrizes da Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico e as partes que venderem energia elétrica devem apresentar o correspondente lastro físico. Dessa forma, a quantidade de energia vendida por geradores na CCEE deve ser gerada por usinas do próprio vendedor e/ou previamente comprada por meio de Contratos de Compra e Venda de Energia (“CCVE”). Os agentes que descumprirem tais exigências ficarão sujeitos às penalidades impostas pela ANEEL e CCEE.

De acordo com o Decreto nº 5.163/2004, que regulamenta a comercialização de energia elétrica, o processo de outorga de concessões e de autorizações de geração de energia elétrica, todo agente gerador, distribuidor e transmissor de energia, produtor independente de energia (“Produtor Independente de Energia - PIE”) ou Consumidor Livre e Especial deve notificar ao MME, até 1º de agosto de cada ano, sua previsão de mercado ou carga, conforme o caso, para cada um dos cinco anos subsequentes. Cada agente de distribuição deverá notificar o MME em até 60 dias antes de cada leilão de energia, sobre a quantidade de energia que pretende contratar nos leilões. Baseado nessa informação, o MME deve estabelecer a quantidade total de energia a ser contratada no ambiente de contratação regulado e a lista dos projetos de geração que poderão participar dos leilões.

Para cumprir tais objetivos, foram tomadas as seguintes medidas, também previstas na Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico:

- a. Criação de dois ambientes de contratação de energia, o Ambiente de Contratação Regulado e o Ambiente de Contratação Livre;
- b. Modificação no critério das licitações, sendo que o maior pagamento pelo uso do bem público foi substituído pelo critério da menor tarifa;
- c. Obrigatoriedade das distribuidoras de estarem 100% com sua demanda contratada;
- d. Desverticalização do setor, ou seja, separação das atividades de geração, distribuição, comercialização e transmissão de energia;
- e. Eliminação do *self-dealing*, ou seja, proibição de contratações bilaterais no ACR entre partes relacionadas sem licitação (o *self-dealing* pode ser incidental, caso de empresa de geração que vence o leilão promovido

1.6 Efeitos relevantes da regulação estatal

- pela autoridade competente e celebra contratos com distribuidoras do mesmo grupo econômico);
- f. Criação de novos agentes institucionais, para monitoramento e execução das políticas do setor; e
 - g. Criação de programas de universalização.

Ambiente de Contratação Regulada - ("ACR")

No ACR, as distribuidoras compram suas necessidades projetadas de energia elétrica para distribuição a seus consumidores cativos de geradoras por meio de leilões públicos. Os leilões são coordenados pela ANEEL e MME, direta ou indiretamente, por intermédio da EPE e CCEE.

Os leilões regulados de compra de energia pelas distribuidoras podem ser na modalidade energia existente (que visam à renovação de contratos de compra e venda de energia), por meio dos leilões de energia nova (para contratação de novas usinas), dentre outros. O governo também tem a prerrogativa de organizar leilões especiais de energia renovável (usinas de biomassa, pequenas centrais hidrelétricas, usinas eólicas e solares).

Os agentes vencedores dos leilões de energia existente ou nova celebram Contratos de Compra e Venda de Energia Elétrica no Ambiente Regulado ("CCEARs"), que podem ser na modalidade: (i) Quantidade de Energia; (ii) Disponibilidade de Energia; e (iii) Reserva de Capacidade.

Nos termos dos CCEARs por Quantidade de Energia, a unidade geradora se compromete a fornecer certa quantidade de energia elétrica e assume o risco de eventuais restrições ao fornecimento decorrentes de condições adversas, como hidrologia desfavorável e baixos níveis de reservatórios. Nos termos dos CCEARs por Disponibilidade de Energia, a unidade geradora compromete-se a disponibilizar certa capacidade ao ambiente de contratação regulada. Neste caso, a Receita Fixa da unidade geradora está garantida independente da entrega da energia e as distribuidoras em conjunto enfrentam eventuais condições adversas, tais como o risco hidrológico e recebe uma Receita Variável proporcional a sua geração, valorada pelo seu custo variável unitário. As subsidiárias da Companhia geradoras de energia celebram exclusivamente contratos de disponibilidade de energia e reserva de capacidade, exceto pelas UFVs Tauá e Futura I, que atualmente fornecem energia no Ambiente de Contratação Livre e UTE Termofortaleza, que encontra-se operacionalmente hibernada.

Os vencedores dos leilões de energia nova promovidos pela autoridade competente têm os seguintes direitos e obrigações principais:

- a. são autorizados a estabelecer-se como PIEs para a implantação e exploração da central geradora que permitiu sua participação no leilão (a autorização/outorga estabelece os direitos e obrigações do agente setorial); e
- b. celebrar os CCEARs com o conjunto de distribuidoras que declararam demanda no leilão.

Nesse contexto, os agentes de geração que pretendem participar do ACR devem entrar em procedimento licitatório. Os vencedores desses leilões (caso de grande parte das usinas da Companhia) recebem autorização governamental para a produção de energia e celebram contratos para a venda de energia no Sistema Interligado Nacional ("SIN") ou no Sistema Isolado ("SISOL"), com o preço/receita nos termos da oferta apresentada no leilão.

As companhias ou consórcios que visem à construção ou operação de instalações de geração, transmissão ou distribuição de energia elétrica no Brasil devem requerer ao poder concedente a outorga de concessão, permissão ou autorização, conforme o caso:

- a. as concessões são delegações de prestação de serviço público, de competência da União, estabelecida pelo Poder Concedente, por meio de contrato de concessão;
- b. as permissões são delegações, para fins de prestação de serviço público, estabelecida pelo Poder Concedente à pessoa física ou jurídica, formalizada via ato de permissão;
- c. as autorizações são atos administrativos discricionários que determinam as condições necessárias da exploração do serviço de energia elétrica, que deve ser feita por tempo determinado, no próprio interesse do agente e por sua conta e risco.

As autorizações das usinas da Companhia participantes do ACR estão listadas a seguir:

1.6 Efeitos relevantes da regulação estatal

Empresa titular	Usina	Ato de outorga
Itaqui Geração de Energia S.A.	Porto do Itaqui	Portaria MME nº 177/2008
Pecém II Geração de Energia S.A.	Pecém II	Portaria MME nº 209/2009
Parnaíba II Geração de Energia S.A.	Maranhão III	Portaria MME nº 169/2012
	MC2 Nova Venécia 2	Portaria MME nº 446/2009 (transferida a titularidade para a atual titular pela REA ANEEL 7.048/2018)
	Parnaíba IV	REA nº 4.226/2013 (transferida titularidade pela REA nº 8.117/2019)
Parnaíba Geração e Comercialização de Energia S.A.	Parnaíba V	Portaria MME nº 102/2019
	Maranhão IV e Maranhão V	Portaria MME nº 464/2009 (transferida a titularidade para a atual titular pela REA ANEEL 3.175/2011) e Portaria MME nº 466/2009 (transferida a titularidade para a atual titular pela REA/ANEEL 3.174/2011)
Azulão Geração de Energia S.A.	Jaguarica II	Resolução Autorizativa nº 8.054/2019
Eneva S.A.	Porto de Sergipe I	Portaria MME nº 530/2015 (transferida a titularidade para a Eneva S.A. pelo Despacho ANEEL nº 620/2024)
	Viana	Portaria MME nº 13/2008 (transferida a titularidade para Eneva S.A. pelo Despacho ANEEL nº 3.855/2024)
	Viana I	REA nº 10.878/2021 (transferida a titularidade para Eneva S.A. pelo Despacho ANEEL nº 3.855/2024)
	Povoação I	REA 10.875/2021 (transferida a titularidade para Eneva S.A. pelo Despacho ANEEL nº 3.855/2024)
	Luiz Oscar Rodrigues de Melo	Portaria MME nº 103/2009 (transferida a titularidade para Eneva S.A. pelo Despacho ANEEL nº 3.855/2024)
Azulão I Geração de Energia S.A.	Azulão	Portaria MME nº 669/2022 (transferida titularidade pelo Despacho nº 2.061/2023)
Sparta 300 SPE S.A.	Azulão II	Portaria MME nº 2.607/2023
	Azulão IV	Portaria MME nº 2.606/2023
Geramar - Geradora de Energia do Maranhão S.A.	Geramar I	Portaria MME nº 17/2008
	Geramar II	Portaria MME nº 19/2008

Ambiente de Contratação Livre ("ACL")

O ACL engloba as operações entre concessionárias geradoras, PIEs, autoprodutores, comercializadores de energia elétrica, importadores de energia elétrica, Consumidores Livres e Consumidores Especiais. Para mais

1.6 Efeitos relevantes da regulação estatal

informações sobre os Consumidores Livres, vide o item 1.4 (c).

Usualmente, as geradoras de energia vendem sua geração simultaneamente, no ACR e ACL, porém é possível vender energia separadamente nos ambientes.

A ANEEL é competente para autorizar o exercício das atividades de PIEs para usinas destinadas ao ACL (exceto hidrelétricas) e a atuação como agente comercializador de energia no SIN. Tais autorizações não dependem de licitação, mas apenas do preenchimento dos requisitos da legislação específica.

As usinas do grupo autorizadas a atuar como agente comercializador estão listadas a seguir:

Empresa titular	Usina	Ato de outorga / registro
Eneva Comercializadora de Energia Ltda.	N/A (autorização para atuar como agente comercializador de energia)	Despacho SCT/ANEEL nº 747/2008
Eneva S.A.	N/A (autorização para atuar como agente comercializador de energia)	Despacho SCE/ANEEL nº 859/2024

Vale destacar que a regularização da exploração da usina solar de Tauá deu-se pelo Ofício nº 803/2012 SCG/ANEEL, por se tratar de usina solar com capacidade instalada igual a 5 MW.

Questionamentos sobre a Constitucionalidade da Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico

Partidos políticos contestaram a constitucionalidade da Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico perante o Supremo Tribunal Federal (“STF”). Em outubro de 2007, foi proferida uma decisão do STF relativa aos agravos apresentados no âmbito da Ação Direta de Inconstitucionalidade nº 3.090 e 3.100, negando referidos agravos por maioria de votos. O Governo Federal requereu a extinção das ações argumentando que as alegações de inconstitucionalidade haviam perdido o objeto, pois tinham relação com medida provisória, já convertida em lei. Em abril de 2022, houve a conclusão do julgamento da Ação Direta de Inconstitucionalidade nº 3.090, pelo STF, que ratificou o entendimento esposado em sede da medida cautelar, reconhecendo a constitucionalidade da Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico.

Modelo Antigo (até 1995)	Modelo de Livre Mercado (1995 a 2003)	Modelo em Vigor (2004 em diante)
Financiamento por meio de recursos públicos	Financiamento por meio de recursos públicos e privados	Financiamento por meio de recursos públicos e privados
Empresas verticalizadas	Empresas divididas por atividade: geração, transmissão, distribuição e comercialização	Empresas divididas por atividade: geração, transmissão, distribuição, comercialização, importação e exportação.
Empresas predominantemente estatais	Empresas predominantemente estatais e ênfase na privatização das Empresas	Equilíbrio entre Empresas Estatais e Privadas
Monopólios - Competição inexistente	Competição na geração e comercialização	Competição na geração e comercialização
Consumidores Cativos	Consumidores Livres e Cativos	Consumidores Livres e Cativos
Tarifas reguladas em todos os segmentos	Tarifas negociadas na geração e comercialização	No ambiente livre: Preços livremente negociados na geração e

1.6 Efeitos relevantes da regulação estatal

		comercialização. No ambiente regulado: leilão e licitação pela menor tarifa
Mercado Regulado	Mercado Livre	A Companhia atua nos Mercados Livre e Regulado
Planejamento Determinativo - Grupo Coordenador do Planejamento dos Sistemas Elétricos (GCPS)	Planejamento Indicativo pelo Conselho Nacional de Política Energética (CNPE)	Planejamento pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE)
Contratação: 100% do Mercado	Contratação: 85% do mercado (até ago/03) e 95% mercado (até dez/04)	Contratação: 100% do mercado + reserva
Sobras/déficits do balanço energético rateados entre compradores	Sobras/déficits do balanço energético liquidados no MAE	Sobras/déficits do balanço energético liquidados na CCEE. Mecanismo de Compensação de Sobras e Déficits (MCSD) para as Distribuidoras.

Fonte: CCEE

Outras Informações

O marco regulatório do setor de energia foi alterado pela Medida Provisória nº 579/2012, convertida na Lei nº 12.783/2013, promulgada com o objetivo de viabilizar a redução do custo de energia elétrica para o consumidor brasileiro, promover a modicidade tarifária, garantir o suprimento de energia elétrica e tornar o setor produtivo ainda mais competitivo.

No setor elétrico, as operações de compra e venda de energia elétrica são realizadas em dois diferentes segmentos de mercado: (i) o Ambiente de Contratação Regulada, que prevê a compra pelas distribuidoras, por meio de leilões, de toda a energia elétrica que for necessária para fornecimento a seus consumidores; e (ii) o Ambiente de Contratação Livre, que compreende a compra de energia elétrica por agentes não regulados (como Consumidores Livres e comercializadores de energia elétrica).

As Consultas Públicas MME nº 33 e nº 37, de 2017, e a proposta legislativa apresentada em 9 de fevereiro de 2018, posteriormente incorporada ao PL nº 1.917/2015 e ao PLS nº 232/2016 (PL nº 414/2021), tiveram por objetivo modernizar o setor, com destaque para a expansão do Ambiente de Contratação Livre, a descentralização de leilões no Ambiente de Contratação Regulada, a reforma dos procedimentos de formação de preços no MCP e a ampliação da liberdade de escolha do consumidor.

Atualmente, o PL nº 414/2021 com a proposta de modernização do setor elétrico e abertura do mercado livre permanece em fase de apreciação pela Câmara dos Deputados.

Ressalte-se, ainda, que foi publicada a Lei nº 14.120/2021, que estabeleceu prazo final para obtenção dos descontos nas tarifas de uso dos sistemas elétricos de transmissão e de distribuição (TUST e TUSD) para empreendimentos com base em fontes solar, eólica, biomassa e cogeração qualificada, tal como definidos no Artigo 26 e parágrafos da Lei nº 9.427/1996, de forma que, com relação a novos empreendimentos ou a empreendimentos que tiverem sua capacidade instalada aumentada a partir da publicação da Lei nº 14.120/2021, o desconto será concedido apenas caso a respectiva solicitação de outorga ou de alteração de outorga que resulte em aumento de capacidade instalada seja realizada até 02 de março de 2022 (12 meses após a publicação da Lei) e a entrada em operação comercial seja em até 48 meses da data de obtenção de outorga ou da publicação do ato que autoriza a alteração de outorga, farão jus ao benefício. Destaca-se que os projetos de expansão renovável da Eneva tiveram outorgas solicitadas antes da Lei nº 14.120/2021.

1.6 Efeitos relevantes da regulação estatal

A Lei 15.269/2025, publicada em 25 de novembro de 2025, traz mudanças significativas na autoprodução de energia, repasse do desconto da TUST/TUSD para o consumidor, abertura do mercado livre para todos, diretrizes para tratamento do *curtailment* (cortes de energia) ocorridos entre setembro de 2023 a novembro de 2025, criação do produto flexibilidade para Leilões de Reserva de Capacidade, com melhorias no rateio do ERCAP, entre outros. A medida estabelece limitações para autoprodução de demanda mínima agregada de 30MW, com unidades de consumo individuais de 3MW e mínimo de 30% do capital social definidos para unidades de consumo equiparadas, com regras transitórias. O desconto do fio se mantém aos agentes que já são livres, mas não será aplicado àqueles consumidores que migrarem após a publicação da lei. Além da previsão da abertura de mercado para consumidores industriais e comerciais a partir de 24 meses contados da publicação da lei, e para os demais consumidores cativos em até 36 meses da publicação da referida lei.

Modelo Regulatório para Geração de Energia

A Constituição brasileira prevê que a exploração de serviços e instalações de energia elétrica devem ser diretamente autorizados pelo Governo Federal, ou indiretamente, por outorga de concessões ou autorizações.

Nesse caso, empresas ou consórcios que desejem operar na comercialização ou na geração térmica no Brasil devem solicitar permissão ou autorização ao MME ou à ANEEL, conforme o caso. A solicitante necessita fazer um estudo técnico-econômico preliminar e apresentá-lo à ANEEL, observados os demais requisitos estabelecidos nas normas regulatórias aplicáveis.

A Companhia possui empreendimentos de geração térmica por meio de autorizações.

Remuneração das Geradoras Termelétricas

Segundo as leis do setor elétrico brasileiro, as usinas hidrelétricas vendem “energia assegurada”, a qual consiste na máxima produção de energia que pode ser mantida continuamente por tais usinas ao longo dos anos, considerando principalmente a variabilidade hidrológica à qual a usina está submetida e admitindo-se um risco de não atendimento de até 5% da quantidade total de energia assegurada. Já as usinas termelétricas possuem uma “energia equivalente” para atender o mercado, conhecida como “garantia física”. Para o ACR, as distribuidoras adquirem energia com a finalidade de atender ao aumento de carga. Isso ocorre por meio de Leilões de Compra de Energia Elétrica, proveniente de novos empreendimentos de geração por disponibilidade ("Leilão de Energia Nova"). Adicionalmente, a fim de garantir a segurança energética do sistema, o governo autoriza a contratação de potência por meio de Leilões de Reserva de Capacidade, no qual são contratados empreendimentos de geração novos ou existentes para disponibilizar potência firme ao sistema, independentemente do volume efetivo de energia gerado. Todas as usinas da Companhia, com exceção das UFVs Futura 1 e Tauá, que comercializam energia no ACL e da UTE Fortaleza, que encontra-se operacionalmente hibernada, sagraram-se vencedoras em uma das duas modalidades de Leilão descritas acima.

Para a participação nos Leilões de Energia Nova, os competidores do certame declaram: (i) o Custo Variável Unitário ("CVU") que são custos que a usina incorre ao operar incluindo os custos com combustível e de operação e manutenção; (ii) a inflexibilidade contratual, ou seja, o montante de energia que estão dispostos a gerar independentemente de serem despachados pelo ONS; e (iii) a potência instalada pretendida.

Com base nessas informações o modelo computacional utilizado durante o Leilão de Energia indica o Índice de Custo-Benefício ("ICB") das usinas participantes, ou seja, o custo estimado de contratar aquela energia incorrido pela Distribuidora, representando em R\$/MWh (custo em reais por MWh). Para as usinas o ICB, além de representar o CVU, também representa a receita fixa da usina, ou seja, o valor que ela receberá por estar disponível para o sistema independente de ser ou não despachada.

Durante a realização do Leilão as participantes podem reduzir o valor do seu ICB. Considerando que o CVU declarado para participação do Leilão é fixo, pode-se dizer que as usinas estão reduzindo a receita fixa a fim de serem as vencedoras do Leilão. Devendo, nesse momento, sempre considerar a taxa de retorno pretendida além dos custos fixos da usina, como encargos, custos com operação e manutenção fixos e financiamentos. Ao fim do

1.6 Efeitos relevantes da regulação estatal

leilão sagram-se vencedoras as usinas com o menor ICB, limitando-se a quantidade de vencedoras pela quantidade de energia necessária declarada pelas compradoras (distribuidoras) antes da realização do certame.

Ao contrário do ACR, no caso do ACL, os compradores não são, necessariamente, empresas com atividades dedicadas à área de energia elétrica. Os contratados são voltados diretamente para a compra de energia e negociados livremente entre as partes, podendo não estar atrelados à geração de uma usina. Em suma, no ACR as térmicas vendem capacidade e no ACL, energia.

Despacho Termelétrico

No que diz respeito ao sistema de despacho de geração, as usinas no âmbito do ACR e do ACL são despachadas de forma centralizada pelo ONS. As decisões de despacho são tomadas pelo ONS por subsistema (Norte, Nordeste, Sudeste/Centro-Oeste e Sul), e por carga (pesada, média e leve), balanceando a geração das usinas hidrelétricas, que consomem os reservatórios de água, porém contam com um custo relativamente menor, com a geração através de fontes térmicas, que em contrapartida conta com custos relativamente maiores.

- a. **Despacho por Ordem de Mérito de Custo:** de forma a otimizar custos, o ONS despacha as usinas com CVU inferiores ao Custo Marginal de Operação ("CMO");
- b. **Despacho Fora da Ordem de Mérito de Custo - por garantia energética:** ou seja, o ONS despacha a usina independente do CVU ser superior ao CMO, conforme orientações do Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico ("CMSE");
- c. **Despacho Fora da Ordem de Mérito de Custo - por restrição elétrica:** o ONS pode emitir ordem de despacho para usinas com CVU acima do CMO, por uma restrição operativa (ex. problema da rede de transmissão ou distribuição elétrica), de forma a assegurar que o sistema elétrico brasileiro seja abastecido.

Exploração e Produção de Petróleo e Gás Natural

Ambiente regulatório brasileiro

Em 1941, foi perfurado o primeiro poço comercial de petróleo, também na Bahia. Em 1954, foi criada a Petróleo Brasileiro S.A. - Petrobras ("Petrobras") e estabelecido o monopólio estatal para exploração e produção de combustíveis fósseis no País. Este monopólio se perdurou até o final do século XX e foi corroborado pela Constituição Federal de 1988, que estabeleceu, em seu artigo 177, o monopólio da União sobre a exploração, desenvolvimento e produção de petróleo, gás natural e outros depósitos de hidrocarbonetos fluidos, bem como sobre atividades a eles relacionadas.

Em 9 de novembro de 1995, foi aprovada pelo Congresso Nacional a Emenda Constitucional nº 9/1995, que alterou o parágrafo 1º do artigo 177 da Constituição Federal e autorizou a União a contratar sociedades estatais ou privadas para a realização das atividades supramencionadas, observadas as condições estabelecidas na legislação. Esse movimento foi consolidado com a Lei nº 9.478/1997 ("Lei do Petróleo"). Resumidamente, a lei se notabilizou: (i) criou o Conselho Nacional de Política Energética ("CNPE"), órgão subordinado à Presidência da República e responsável por definir políticas públicas para o setor de energia, e a Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis ("ANP"), agência reguladora do setor de petróleo, gás e biocombustíveis, que é vinculada ao Ministério de Minas e Energia; (ii) estabeleceu as bases legais das atividades do setor e os modelos de exercício pela iniciativa privada; (iii) disciplinou os contratos de concessão para exploração e produção de hidrocarbonetos; (iv) ratificou atividades anteriormente desenvolvidas pela Petrobras; e (v) pela revogação da Lei nº 2.004/1953, que indicava a Petrobras como o agente exclusivo para exercer o monopólio da União.

A ANP, em nome do Governo Federal, passou a ter a responsabilidade de outorgar contratos de concessão para a exploração e produção de hidrocarbonetos nas bacias sedimentares brasileiras, por meio de um processo de licitação. Inicialmente, tais outorgas eram pautadas unicamente no regime de concessão. Nesse modelo de contrato, assinado pela ANP em nome da União, o risco de investir e encontrar – ou não – petróleo ou gás natural é da concessionária, que tem a propriedade de todo o petróleo e gás natural que venha a ser descoberto e produzido na área concedida. O concessionário paga – em contrapartida direta ao poder público – as chamadas

1.6 Efeitos relevantes da regulação estatal

participações governamentais, como bônus de assinatura, pagamento pela ocupação ou retenção de área (no caso dos blocos terrestres), *royalties* e, em caso de campos de grande produção, a participação especial.

Nas licitações de concessão, as sociedades interessadas devem se habilitar individualmente para participar das rodadas de licitações organizadas pela ANP. Entretanto, no âmbito das licitações de concessão, as sociedades interessadas podem apresentar ofertas individualmente ou em consórcio, sendo o critério do certame composto pelo valor em bônus de assinatura e pela quantidade de trabalho comprometida no Programa Exploratório Mínimo ("PEM"). A sociedade ou consórcio que apresentar a proposta mais vantajosa, recebe o direito de explorar aquela área para verificar a existência de descobertas comerciais de petróleo e/ou gás natural por um período determinado. Uma vez declarada a comercialidade da descoberta, se iniciará a fase de produção. Em um primeiro momento da fase de produção, o campo passará por uma etapa de desenvolvimento, quando se realizarão atividades destinadas a instalar equipamentos e sistemas que tornam possível a produção. Posteriormente, se iniciará a produção efetiva. Outra exigência do modelo de concessões de exploração e produção de petróleo e gás natural no Brasil diz respeito à constituição, em até 180 dias a partir da data de início da produção do respectivo campo, das garantias financeiras associadas à interrupção definitiva da operação de instalações, ao abandono permanente e arrasamento de poços, à remoção de instalações, à destinação adequada de materiais, resíduos e rejeitos, à recuperação ambiental da área e à preservação das condições de segurança de navegação local ("Garantias de Descomissionamento").

Na esteira da descoberta do pré-sal, em 2010 houve uma mudança com a promulgação da Lei nº 12.351/2010, que incluiu um novo regime contratual para os ativos do setor: o regime de partilha de produção. Diferentemente do contrato de concessão, nas licitações de partilha de produção, as sociedades ou consórcios vencedores são aqueles que oferecem ao Estado brasileiro, a partir de um percentual mínimo fixado, o maior percentual de excedente em óleo, havendo um valor fixo de bônus de assinatura para cada bloco.

Para áreas localizadas no polígono do pré-sal e outras consideradas estratégicas, o CNPE decide se realizará licitações (rodadas de partilha) ou se a Petrobras será contratada diretamente, visando à preservação do interesse nacional e ao atendimento dos demais objetivos da política energética. Em ambos os casos, são celebrados contratos de partilha de produção. Caso decida realizar licitações, o CNPE oferece primeiramente à Petrobras a preferência de ser operadora dos blocos a serem contratados. Quando a Petrobras manifesta interesse em atuar na condição de operadora, ela deve informar em quais áreas deseja exercer esse direito, indicando sua participação no consórcio, que não poderá ser inferior a 30%.

A formação de consórcio para a exploração e produção de petróleo e gás natural depende de um contrato nos quais as partes irão estabelecer os termos e condições, o cronograma para o estudo conjunto da área em questão a participação a ser detida por cada consorciado e a responsabilidade solidária das consorciadas. Caso o consórcio seja vencedor da concessão, é prática de mercado, também, a celebração de um acordo operacional chamado de "*Joint Operating Agreement*", com base no modelo padrão utilizado internacionalmente e publicado pela *Association of International Energy Association* ("AIEN") em que as partes definirão as questões operacionais e práticas referentes à exploração em conjunto do objeto da concessão.

Haja vista que a Companhia possui tão somente contratos sob regime de concessão, convém conferir maior detalhamento a este tipo de instrumento legal. Os contratos de concessão preveem duas fases: (i) a fase de exploração, envolvendo as atividades de eventual descoberta de petróleo ou gás natural, para determinação de sua comercialidade, com duração variável de ativo para ativo (o edital mais atualizado estima duração de 5 a 8 anos); e (ii) a fase de produção, que também incluirá as atividades de desenvolvimento, podendo durar até 27 anos, sendo permitida a prorrogação mediante aprovação da ANP.

O contrato de concessão é norteado pelo postulado na Lei do Petróleo, e prevê as seguintes obrigações por parte do concessionário: (i) adotar, em todas as suas operações as medidas necessárias para a conservação dos reservatórios e de outros recursos naturais para a segurança das pessoas e dos equipamentos e para a proteção do meio ambiente; (ii) comunicar à ANP, em até 72 horas, a descoberta de qualquer jazida de petróleo, gás natural ou outros hidrocarbonetos ou de outros minerais; (iii) realizar a avaliação da descoberta nos termos do programa submetido à ANP, apresentando relatório de comercialidade e declarando seu interesse no desenvolvimento do

1.6 Efeitos relevantes da regulação estatal

campo; (iv) submeter à ANP o plano de desenvolvimento de campo declarado comercial, contendo o cronograma e a estimativa de investimento; (v) responsabilizar-se civilmente pelos atos de seus prepostos e indenizar todos e quaisquer danos decorrentes das atividades de exploração, desenvolvimento e produção contratadas, devendo ressarcir à ANP ou à União os ônus que venham a suportar em consequência de eventuais demandas motivadas por atos de responsabilidade do concessionário; e (vi) adotar as melhores práticas da indústria internacional do petróleo e obedecer às normas e procedimentos técnicos e científicos pertinentes, inclusive quanto às técnicas apropriadas de recuperação, objetivando a racionalização da produção e o controle do declínio das reservas.

Além das obrigações acima, o concessionário é responsável pelo pagamento do bônus de assinatura, devido no ato da assinatura do contrato e cujo valor é definido no edital de licitação e das seguintes Participações Governamentais e de Terceiros: (i) *royalties*, que variam entre 5% e 10% do preço de referência do petróleo ou gás natural, conforme estabelecido no edital; (ii) participação especial, em caso de campos de grande produção e/ou alta rentabilidade; (iii) no caso de campos terrestres, pagamento aos proprietários de terra a um percentual variável de 0,5% a 1% da produção; e (iv) o valor pela ocupação ou retenção de área, fixado por quilômetro quadrado ou fração da superfície do bloco.

Os principais direitos conferidos aos concessionários são: (i) exclusividade de exploração, desenvolvimento e produção na área sob concessão; (ii) propriedade sobre os hidrocarbonetos produzidos; (iii) direito de vender os hidrocarbonetos produzidos; e (iv) direito de exportar os hidrocarbonetos, desde que em observância às obrigações de fornecimento doméstico em caso de declaração de estado de emergência. O direito de exploração ou produção de novo bloco ou campo poderá ser adquirido de duas formas – seja por meio de participação em novo processo de licitação para obter a nova concessão ou por meio de contrato de aquisição de participação na concessão (*farm-in/farm-out*).

Os contratos *farm-in/farm-out*, ou contratos de participação, objetivam a cessão dos direitos decorrentes de concessão para exploração de petróleo e gás natural. Por meio destes, pode-se adquirir de outra empresa os direitos referentes ao seu contrato de concessão. A transferência do contrato de concessão é permitida, preservando-se o objeto e condições contratuais originais, desde que o novo concessionário atenda aos requisitos técnicos, econômicos e jurídicos estabelecidos pela ANP, conforme dispõe o artigo 29 da Lei do Petróleo. Ressalta-se que a cessão deve ser aprovada pela ANP.

Durante a vigência do Contrato de Concessão, cabe ao concessionário obter todas as licenças, autorizações, permissões e direitos exigidos nos termos da lei por determinação das autoridades competentes.

A partir da 5ª Rodada de Licitações, a ANP ainda passou a exigir que os contratos de concessão contenham uma cláusula de conteúdo local mínimo, segundo a qual parte dos bens e serviços adquiridos para as fases de exploração e produção de petróleo e gás natural no Brasil deve ter origem nacional. Além disso, a concessionária deve garantir preferência à contratação de fornecedores brasileiros sempre que suas ofertas apresentarem condições de preço, prazo e qualidade equivalentes às de outros fornecedores também convidados a apresentar propostas.

Em 2009, o Congresso Nacional promulgou a Lei nº 11.909/2009, conforme alterada (“Lei do Gás”), a qual regulamentou as atividades na indústria do gás natural, incluindo o seu transporte e comercialização. A Lei do Gás criou um regime de concessão para a construção e operação de novos gasodutos, mantendo, ainda, um regime de autorização para os gasodutos sujeitos a acordos internacionais e para gasodutos já existentes ou em processo de licenciamento ambiental.

A Lei do Gás autorizou alguns consumidores a adquirir gás natural por meio do mercado livre (como consumidores livres) ou produzir/importar gás para uso próprio, exceção ao monopólio do fornecimento de gás local pelas concessionárias locais de distribuição de gás natural. A Lei do Gás também autorizou estes consumidores a construir instalações e dutos para seu uso específico, caso suas necessidades não possam ser atendidas pela distribuidora local, devendo tais instalações serem operadas pela concessionária local de distribuição.

Além disso, reconhecendo a importância do gás natural na matriz energética nacional, em 2016 o MME iniciou um projeto de aprimoramento de diretrizes regulatórias do segmento, chamado “Gás para Crescer”, através da

1.6 Efeitos relevantes da regulação estatal

Consulta Pública nº 20/2016. Nesse sentido, foi realizada consulta pública na qual foram discutidas as diretrizes estratégicas para o desenho de novo mercado de gás natural no Brasil. Desse trabalho surgiram iniciativas regulatórias positivas, como a adequação da dupla penalidade por não suprimento de gás natural (Resolução CNPE nº 18/2017), que resultou na Resolução ANEEL nº 827/2018, posteriormente revogada pela Resolução ANEEL nº 1.029/2022, e a adoção da comprovação de reservas através de horizontes rolantes (proposta de alteração do Decreto nº 5.163, Art. 61). Iniciativas como essas contribuiriam para reduzir o risco de suprimento no mercado de gás natural, principalmente no que se refere ao fornecimento de gás natural para o setor elétrico.

Em 26 de junho de 2019, o CNPE promulgou a Resolução CNPE nº 16/2019, que estabelece diretrizes e aperfeiçoamentos de políticas energéticas voltadas à promoção da livre concorrência no mercado de gás natural, e dá outras providências. A partir deste ato normativo foi iniciada a consolidação normativa do programa do Governo Federal conhecido como “Novo Mercado do Gás”, que prevê a promoção da concorrência e aumento da competitividade no setor; a desverticalização da produção por parte do agente dominante (Petrobras); a padronização de regulamentações estaduais no que diz respeito a autoprodutores, auto importadores e consumidores livres, a fim de que estes sejam normatizados conforme dispositivos da ANP; que seja promovido o livre acesso a infraestruturas essenciais, como gasodutos de escoamento, transporte, Unidades de Processamento de Gás Natural (UPGN) e terminais de liquefação e regaseificação; e reformas e medidas estruturantes na prestação de serviço de gás canalizado (distribuidoras estaduais de gás canalizado, detentoras de monopólio estadual via contratos de concessão).

Em julho de 2019, foi lançado o programa Novo Mercado de Gás, coordenado pelo Ministério de Minas e Energia (MME), desenvolvido em conjunto com a Casa Civil da Presidência da República, Ministério da Economia, Conselho Administrativo de Defesa Econômica (CADE), ANP e Empresa de Pesquisa Energética (EPE) para a formação de um mercado de gás natural aberto, dinâmico e competitivo. O Programa Novo Mercado de Gás, de acordo com o MME, procura implementar as medidas para o desenho do novo mercado de gás natural com foco nas normas infralegais e com uma estratégia negocial com os Estados e com os agentes dominantes do mercado.

A agenda regulatória iniciada a partir da publicação da Resolução CNPE nº 16/2019 e da iniciativa Novo Mercado de Gás foi consolidada com a aprovação da Nova Lei do Gás (Lei nº 14.134/2021). Esta Lei revogou a Lei nº 11.909/2009 e tem como principais objetivos a atração de investimentos, o acesso não discriminatório às infraestruturas, a não formação de monopólios de mercado e o aumento da competitividade e liquidez no setor. As principais alterações do mercado com a publicação da nova lei foram: (i) aperfeiçoamento das definições legais e regulatórias que compõem o setor, bem como do papel de cada ente federativo neste processo (avanço em direção à harmonização regulatória); (ii) contratação de capacidade de transporte na modalidade de entradas e saídas, tornando a contratação do gás natural mais simples e flexível (uma vez que contrata-se apenas a injeção ou a retirada de gás, não importando sua origem, destino ou percurso na malha), bem como a formação de pontos virtuais de negociação; (iii) determinação de que a atividade de transporte deve ser exercida de maneira independente das atividades concorrenciais da cadeia do gás natural, de modo a garantir o acesso isonômico de demais agentes à rede (desverticalização ou *unbundling*); (iv) retorno do regime de autorização como modelo único para gasodutos de transporte, de modo a destravar investimentos em infraestrutura, e regulamentação da atividade de estocagem com exercício também mediante autorização; e (v) determinação do acesso não discriminatório e negociado às infraestruturas essenciais, como gasodutos de escoamento da produção, Unidades de Processamento de Gás Natural (UPGNs) e terminais de GNL.

Embora a aprovação da Nova Lei do Gás tenha sido um marco regulatório relevante para a indústria, a totalidade dos seus efeitos ainda depende da adequada regulamentação do dispositivo legal por parte da ANP. Esta regulamentação é um dos pontos previstos pela Agenda Regulatória da ANP 2022-2023, divulgada em 16 de dezembro de 2021 e que passou a valer para o biênio 2023-2024 conforme Resolução de Diretoria ANP nº 97/2024. Ademais, via publicação da Consulta Prévia ANP nº 02/2024, foram conglomeradas contribuições para a instituição da nova Agenda Regulatória da agência, pertinente ao período de 2025-2026, na qual cerca de 70 ações foram objeto de consulta.

Para mais, em 26 de agosto de 2024, foi publicado o Decreto nº 12.153/2024 (“Gás Para Empregar”). Entre as medidas relevantes adotadas por meio do documento enquadram-se o Plano Nacional Integrado das

1.6 Efeitos relevantes da regulação estatal

Infraestruturas de Gás Natural e Biometano (que almejará otimização da oferta e da demanda para o setor, incluindo: (i) alteração dos PDs dos campos; (ii) priorização de oferta de blocos em áreas com infraestruturas existentes; e (iii) ampliação das infraestruturas de produção, escoamento, tratamento, processamento e transporte existentes via chamada pública, em regime de autorização – tarifa regulada pela ANP, a regulação da negociação de acesso de terceiros às infraestruturas essenciais (o aparato legal define “pressupostos” para negociação entre as partes, reforçando papel da ANP para atuar em caso de controvérsias, também faculta à ANP possibilidade de restringir acesso dos proprietários às próprias infraestruturas). Para além do exposto, o documento modifica significativamente a forma como parte da indústria é regulada, com a instituição do Comitê de Monitoramento do Setor de Gás Natural a depender do desenho a ser proposto pelo MME, pode acelerar a regulamentação da Nova Lei do Gás. A despeito dos esforços das partes envolvidas, a complexidade dos temas a serem deliberados somada à limitação da capacidade de execução dos órgãos governamentais, entretanto, indicam que a regulamentação da Nova Lei do Gás deve ser objeto de discussão pelos próximos anos.

Comercialização de Gás Natural

A legislação atual determina que a ANP seja o agente regulador do exercício da atividade de comercialização de gás natural. O tema é regulamentado pela Resolução ANP nº 52/2011, que trata da autorização da prática de comercialização de gás natural, do cadastro de agente vendedor e do registro dos contratos de compra e venda de gás natural junto à Agência.

A outorga da atividade de comercialização por parte da ANP, portanto, consiste na formalização do registro da pessoa jurídica enquanto “Agente Vendedor”, isto é, como agente da indústria de gás natural que detém a propriedade de volume de gás natural, registrado e autorizado pela ANP para exercer a atividade de comercialização de gás natural, ressalvada a atividade de distribuição de gás natural, nos termos do § 2º do art. 25 da Constituição Federal. O Agente Vendedor deverá registrar os contratos de compra e venda de gás natural na ANP, nos termos do artigo 10 da Resolução ANP nº 52/2011, devendo, também, informar os contratos que forem rescindidos e comunicar mensalmente à ANP os volumes de gás natural comercializados. Ademais, o Agente Vendedor que atuar em atividades econômicas além da comercialização de gás natural, deve manter registros contábeis da atividade de comercialização de gás natural separados das demais atividades.

O grupo societário Eneva detém outorga para atividade de comercialização para duas pessoas jurídicas: Eneva S.A. (Autorização nº 1.093, de 11 de outubro de 2018) e Eneva Comercializadora (Autorização nº 28, de 23 de janeiro de 2020).

Preço do Gás Natural

Até a promulgação da Lei do Petróleo, o Governo Federal regulava todos os aspectos dos preços do petróleo e derivados no Brasil, desde o custo do petróleo importado para uso em refinaria até o preço dos produtos derivados do petróleo refinado. Após a promulgação da supracitada lei em 1997, o Governo Federal alterou as suas políticas de regulamentação dos preços, tendo introduzido uma nova metodologia para determinação dos preços de derivados de petróleo destinados a seguir os preços internacionais predominantes em dólares, e eliminado gradualmente os controles sobre os preços no atacado.

Desde 1º de janeiro de 2002, nos termos da Lei nº 9.990/2000, o Governo Federal eliminou os controles de preços do petróleo e derivados de petróleo, exceto pelo gás natural vendido para usinas movidas a gás e GLP. Isso resultou em maior competição e ajustes adicionais nos preços, uma vez que outras empresas foram autorizadas a participar do mercado brasileiro e importar e/ou exportar petróleo, derivados de óleo e gás natural. Em 2009, a Lei do Gás autorizou a ANP a regular as tarifas de transporte de gás natural a serem pagas pelos carregadores para o caso dos gasodutos objeto de concessão, aplicando à tarifa máxima fixada no processo de chamada pública o mesmo fator correspondente à razão entre a receita anual estabelecida no processo licitatório e a receita anual máxima definida no edital de licitação. Desde 2021, com a Nova Lei do Gás, as tarifas de transporte de gás natural são propostas pelo transportador e aprovadas pela ANP, após consulta pública, segundo critérios por ela previamente estabelecidos. A ANP está encarregada de editar normas de modo a promover a regulamentação desta medida.

1.6 Efeitos relevantes da regulação estatal

A precificação atual do gás natural no Brasil é diversa e depende da negociação entre os agentes. Com a abertura do mercado de gás e a entrada de novos fornecedores, a precificação deixou de ser baseada unicamente no modelo definido pela incumbente. Os contratos são em geral com prazo de, no mínimo, um ano e indexação a preços internacionais de petróleo ou gás natural, índices de inflação e taxas de câmbio. O GNL importado pode ser tanto no modelo *spot*, com preço dado pelas forças de oferta e demanda do momento da compra, ou em contratos a prazo podendo seguir alguns modelos de precificação a serem acordados entre as partes.

Adicionalmente, para fins de cálculo das participações governamentais, a ANP estabeleceu os critérios de fixação do preço de referência do gás natural (PRGN), produzido mensalmente em cada campo, por meio da Resolução ANP nº 875/2022. Em síntese, o PRGN é utilizado quando há venda de gás natural e o concessionário não apresenta à ANP o relatório de venda (e as respectivas notas fiscais) no prazo tempestivo.

Regime Aduaneiro Especial (“REPETRO”)

O REPETRO é o regime aduaneiro especial de exportação e importação de bens destinados às atividades de pesquisa e de lavra das jazidas de petróleo e gás natural, criado pelo Decreto nº 3.161/1999 (já revogado; atualmente a matéria é disciplinada em âmbito federal pelo Regulamento Aduaneiro, Decreto nº 6.759/2009), cujo objetivo é atrair investimentos e fomentar o desenvolvimento do setor de petróleo e gás no Brasil. O REPETRO consiste na combinação de três tratamentos tributários distintos: (i) admissão temporária com suspensão total de tributos; (ii) *drawback*; e (iii) exportação ficta.

O prazo do regime aduaneiro se encerraria em 2020, porém, em 2017, foi sancionada pelo então presidente Michel Temer a Lei nº 13.586, que prorrogou o prazo de validade do REPETRO até 2040.

A Instrução Normativa nº 1.781/2017 criou um regime aduaneiro especial de utilização econômica destinado a bens a serem utilizados nas atividades de exploração, desenvolvimento e produção de petróleo e de gás natural sob controle informatizado do Sistema Público de Escrituração Digital (“SPED”). O Decreto nº 9.862/2019 prorrogou para dia 31 de dezembro de 2020 o prazo de migração simplificada de bens para o Repetro SPED. Este Regime Aduaneiro apresenta três modalidades distintas: (i) Importação de bens para permanência definitiva no País com suspensão do pagamento dos tributos federais incidentes na importação; (ii) Admissão temporária para utilização econômica com dispensa do pagamento dos tributos federais proporcionalmente ao tempo de permanência dos bens no território aduaneiro; e (iii) Admissão temporária para utilização econômica com pagamento dos tributos federais proporcionalmente ao tempo de permanência dos bens no território aduaneiro.

O Acordo ICMS nº 130/2007 alterou a legislação relativa à imposição do Imposto sobre a Circulação de Mercadorias e Serviços (“ICMS”) sobre equipamentos importados nos termos do REPETRO, possibilitando aos Estados reduzirem a base fiscal do imposto referente as mercadorias adquiridas para a produção e fase de exploração. No que tange ao ICMS, o imposto é cobrado principalmente nos Estados onde são efetuadas as vendas de combustíveis.

Principais Autoridades Regulatórias do Setor de Energia no Brasil

Conselho Nacional de Política Energética (“CNPE”)

O CNPE é um órgão vinculado à Presidência da República e presidido pelo ministro de Minas e Energia, criado por meio da Lei nº 9.478/1997, para assessorar o Poder Executivo quanto ao desenvolvimento e a criação de políticas e diretrizes de energia. Tem como principais atribuições a formulação de políticas e diretrizes de energia que assegurem o suprimento de insumos energéticos a todas as áreas do país, incluindo as mais remotas e de difícil acesso. O CNPE também é responsável por revisar periodicamente as matrizes energéticas aplicadas às diversas regiões do país, por estabelecer diretrizes para programas específicos e para a importação e exportação de petróleo e gás natural.

Ministério de Minas e Energia (“MME”)

1.6 Efeitos relevantes da regulação estatal

O MME, criado pela Lei nº 8.422/1992, atua como autoridade competente em nome do Governo Federal, tendo como principal atribuição o estabelecimento das políticas e diretrizes da regulamentação do setor. Suas principais obrigações estão a implementação de políticas para o setor de energia elétrica, de acordo com as diretrizes definidas pelo CNPE. O MME também é responsável por estabelecer o planejamento do setor, monitorando a segurança do suprimento de energia e definindo ações preventivas para restauração da segurança de suprimento em casos de desequilíbrios conjunturais entre oferta e demanda de energia.

Agência Nacional de Energia Elétrica ("ANEEL")

O setor elétrico brasileiro é regulado pela ANEEL, autarquia em regime especial vinculada ao MME, criada por meio da Lei nº 9.427/1996 e Decreto nº 2.335/1997. Depois da promulgação da Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico, as principais responsabilidades da ANEEL passaram a ser: (i) regular e fiscalizar o setor elétrico, segundo a política determinada pelo MME; e (ii) responder a questões a ela delegadas pelo Governo Federal e pelo MME. É também obrigação da ANEEL entre outras: (i) fiscalização de concessões para atividades de comercialização, 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; (v) solução de litígios administrativos entre os agentes do setor elétrico; e (vi) definição dos critérios e metodologia para determinação das tarifas de transmissão.

Operador Nacional do Sistema Elétrico ("ONS")

O ONS foi criado em 1998, por intermédio da Lei nº 9.648/1998, e se caracteriza como uma entidade de direito privado sem fins lucrativos constituída por titulares de concessão, permissão ou autorização e por outros agentes vinculados aos serviços e às instalações de energia elétrica, e por consumidores livres conectados à rede básica. A Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico concedeu ao Governo Federal poder para indicar três diretores do ONS, cuja Diretoria é integrada por um Diretor Geral e quatro Diretores. O papel básico do ONS é coordenar e controlar as operações de geração e transmissão do SIN, sujeito à regulamentação e supervisão da ANEEL. Os objetivos e principais responsabilidades do ONS incluem: (i) 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) 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) 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 Elétrica ("CCEE")

A CCEE teve sua criação autorizada pela Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico. A CCEE é pessoa jurídica de direito privado, sem fins lucrativos, que opera mediante regulação e fiscalização da ANEEL e é integrada por titulares de concessão, permissão ou autorização, por outros agentes vinculados aos serviços e às instalações de energia elétrica e pelos consumidores livres e especiais. Seu Conselho de Administração é formado: (i) por quatro membros, nomeados pelos agentes da CCEE; e (ii) por um membro nomeado pelo MME, que ocupa o cargo de Presidente do Conselho de Administração. De acordo com a Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico, o cálculo do preço da energia elétrica comprada ou vendida no Mercado *Spot*, de curto prazo no ambiente da CCEE (Preço de Liquidação de Diferenças – "PLD"), é de responsabilidade da CCEE (para mais informações sobre o Mercado *Spot*, vide item 1.4 (c) deste Formulário de Referência). O MME determina o preço máximo de venda de energia por meio de licitações, conforme exigido pelo Decreto nº 5.163, de 2004.

Empresa de Pesquisa Energética ("EPE")

Criada em 16 de agosto de 2004, por meio do Decreto nº 5.184, a EPE é uma empresa pública federal, vinculada ao MME, cuja autorização para criação foi concedida pela Lei nº 10.847, de 15 de março de 2004, sendo responsável por conduzir pesquisas estratégicas no setor elétrico, inclusive com relação à energia elétrica,

1.6 Efeitos relevantes da regulação estatal

petróleo, gás, carvão e fontes energéticas renováveis. As pesquisas realizadas pela EPE serão usadas para subsidiar a formulação, o planejamento e a implementação de ações do MME no âmbito da política energética nacional.

Comitê de Monitoramento do Setor de Energia (“CMSE”)

A Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico autorizou a criação do CMSE, que atua sob a direção do MME. O CMSE é responsável pelo monitoramento das condições de fornecimento do sistema, propondo medidas preventivas para restaurar as condições adequadas de atendimento, incluindo ações no lado da demanda, da contratação de uma reserva conjuntural do lado da oferta e outras.

Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (“ANP”)

Criada em 1997 pela Lei nº 9.478, a ANP é o órgão regulador das atividades que integram as indústrias de petróleo, gás natural e de biocombustíveis no Brasil, vinculada ao MME, e é a autarquia federal responsável pela execução da política nacional para o setor. Suas atividades foram iniciadas em 14 de janeiro de 1998, por conta da publicação do Decreto nº 2.455/1998. Tem como finalidade estabelecer regras por meio de portarias, resoluções e instruções normativas, promover licitações e celebrar contratos em nome da União com os concessionários em atividades de exploração, desenvolvimento e produção de petróleo e gás natural, bem como de transporte e estocagem de gás natural, bem como zelar pelo cumprimento das normas nas atividades das indústrias reguladas, diretamente ou mediante convênios com outros órgãos públicos.

A ANP é também um centro de referência em dados e informações sobre a indústria do petróleo e gás natural: mantém o Banco de Dados de Exploração e Produção (“BDEP”), promove estudos sobre o potencial petrolífero e o desenvolvimento do setor; recebe e torna públicas as notificações de descobertas; divulga as estatísticas oficiais sobre reservas e produção no Brasil; realiza pesquisas periódicas sobre qualidade dos combustíveis e lubrificantes, e sobre preços desses produtos. Na área dos biocombustíveis, mantém e divulga dados sobre autorizações, produção e comercialização de biodiesel e etanol.

Agência Nacional de Transportes Aquaviários (“ANTAQ”)

Criada pela Lei nº 10.233/2001, e instalada em 17 de fevereiro de 2002, a ANTAQ regula, supervisiona e fiscaliza o setor de transportes aquaviários, promovendo a modernização dos portos por meio de outorgas que trazem maior competitividade às instalações portuárias, concedendo Registros, por exemplo, para instalações e operações de Terminais de GNL, figurados ou não pelo uso de Unidade Flutuante de Armazenamento e Regaseificação (“FSRU”), além de implementar as políticas formuladas pelo Ministério da Infraestrutura, de acordo com os princípios e diretrizes estabelecidos na legislação.

O registro de instalações de apoio ao transporte aquaviário é regulamentado pela ANTAQ, nos termos da Resolução Normativa nº 13/2016. O registro consiste no cadastramento, de caráter discricionário, perante à ANTAQ, das instalações não passíveis de outorga de autorização de que trata o art. 8º da Lei nº 12.815, de 5 de junho de 2013, com vistas à regulação da prestação de serviço adequado, quando aplicável.

Atualmente, a Companhia é autorizada a explorar instalação portuária de apoio ao transporte aquaviário destinada à operação do FSRU. O registro da instalação em nome da Eneva foi aprovado por meio da Acórdão ANTAQ nº 408/2024, que substituiu o anterior (Res. 6.177/2018) concedido à empresa incorporada CELSE. Esse registro formaliza a habilitação do empreendimento para o exercício da atividade pretendida, de acordo com a regulação vigente. Uma vez concedido novo Registro, foi necessária a emissão de novo Termo de Liberação de Operação (“TLO”) nº 6/2024 - pela ANTAQ/SOG, para autorização da operação da FSRU em nome da Eneva, conforme Termo de Liberação de Operação nº 6/SOG, de 20 de agosto de 2024.

De maneira semelhante, houve nova emissão da Habilitação ao Tráfego Internacional – HTI nº 4/2024 da ANTAQ/SOG, para permitir que a FSRU opere em águas jurisdicionais brasileiras e realize operações com embarcações internacionais, viabilizando o recebimento e a regaseificação de GNL proveniente de diferentes

1.6 Efeitos relevantes da regulação estatal

fornecedores globais, aumentando a flexibilidade e a competitividade no fornecimento de gás natural ao mercado nacional.

Ainda no âmbito das competências da ANTAQ, o afretamento a casco nu de embarcação estrangeira destinada à navegação de apoio marítimo também requer autorização prévia da Agência, conforme previsto na Resolução ANTAQ nº 01/2015. Para obter essa autorização, a companhia interessada deve passar por um processo administrativo junto à ANTAQ, incluindo a circularização — procedimento que visa verificar a existência de embarcações brasileiras disponíveis para a realização do serviço pretendido — e a obtenção de autorização de afretamento a título precário, que tem caráter provisório e pode ser outorgada enquanto são verificadas as condições definitivas para a operação. Ao final desse processo, é emitido o Certificado de Autorização de Afretamento ("CAA"), documento que oficializa a autorização e estabelece os parâmetros para o exercício da atividade.

Atualmente, a Companhia realiza o afretamento da embarcação Energos Nanook, pertencente à Golar FSRU8 Corporation. Nesse caso específico, a ANTAQ dispensou as fases de circularização e de autorização a título precário, conforme determinado pelo Acórdão ANTAQ nº 11/2019. A dispensa foi concedida em virtude das particularidades da operação e da inexistência de embarcações nacionais que atendessem aos requisitos técnicos e operacionais necessários para a prestação do serviço. Com a emissão do CAA, a Companhia assegura a legalidade de suas operações e reforça seu compromisso com o cumprimento das normas regulatórias, ao mesmo tempo em que viabiliza o emprego de tecnologia de ponta e soluções inovadoras para o transporte de GNL e outras operações de apoio marítimo.

Marinha do Brasil

A Marinha do Brasil é a entidade responsável pela concessão de autorizações para operações *ship to ship* ("STS") realizadas em Instalações de Apoio ao Transporte Aquaviário, como Terminais de GNL fundeados, nos termos da NORMAM-08/DPC. Tais autorizações garantem a regularidade e a segurança das operações, especialmente em áreas sob jurisdição brasileira, e visam assegurar o cumprimento de padrões técnicos e de segurança marítima para a movimentação de cargas entre embarcações.

Por meio da Autorização de Área de Operação STS nº 01/2020, a CELSE foi autorizada a realizar operações STS em Águas Jurisdicionais Brasileiras, especificamente na área sob jurisdição da Capitania dos Portos de Sergipe, até 21 de maio de 2025. As atividades realizadas nesta instalação compreendem a transferência de GNL entre navios atracados, sua armazenagem e o processo de regaseificação, essencial para que o gás natural possa ser distribuído e comercializado no território brasileiro.

Além de regular as operações STS, a Marinha do Brasil é responsável pela emissão do Atestado de Inscrição Temporária de Embarcação Estrangeira ("AIT"), documento necessário para a operação de embarcações de bandeira estrangeira em Águas Jurisdicionais Brasileiras.

Neste contexto, atualmente, a Companhia afreta a embarcação Energos Nanook, que foi inscrita em caráter temporário na Capitania dos Portos de Sergipe, conforme AIT nº 261E008901, válido até 18 de março de 2039. A embarcação desempenha papel crucial na operação de transferência e regaseificação de GNL, sendo uma unidade essencial para a cadeia logística da Companhia.

A emissão do AIT para o navio Energos Nanook reflete a conformidade da operação com as exigências regulatórias brasileiras e a garantia de que as atividades desempenhadas pela embarcação em águas nacionais estão alinhadas com os padrões de segurança e eficiência operacional estabelecidos pela Marinha do Brasil. Isso reforça a posição da Companhia como um operador confiável e comprometido com a infraestrutura energética do país, especialmente no que diz respeito ao uso de GNL como fonte alternativa de energia.

Responsabilidade Ambiental

Nos termos da Constituição Federal, as condutas e atividades consideradas lesivas ao meio ambiente sujeitarão os infratores, pessoas físicas ou jurídicas, a sanções penais e administrativas, independentemente da obrigação

1.6 Efeitos relevantes da regulação estatal

de reparar os danos causados. Assim, o responsável por qualquer atividade que cause danos ao meio ambiente, incluindo aqueles que, cientes dos danos, não tomarem medidas preventivas, ou por violação da legislação ambiental, podem ser responsabilizados nas esferas: (i) civil, (ii) administrativa e (iii) penal. As três esferas de responsabilidade mencionadas acima são distintas e independentes porque, por um lado, uma única ação do agente econômico pode lhe gerar responsabilidade ambiental nos três níveis, com a aplicação de três sanções diversas. Por outro lado, a ausência de responsabilidade em uma de tais esferas não isentas, necessariamente, o agente da responsabilidade nas demais.

Responsabilidade Administrativa Ambiental

No que se refere à responsabilidade administrativa, a Lei Federal nº 9.605/1998 (“Lei de Crimes Ambientais”), dispõe, em seu artigo 70, que toda ação ou omissão que viole as regras jurídicas de uso, gozo, promoção, proteção e recuperação do meio ambiente é considerada infração administrativa ambiental, independentemente da efetiva ocorrência de dano.

A responsabilidade administrativa ambiental é subjetiva e somente pode ser aplicada àqueles que efetivamente causaram ou concorreram para a infração ambiental.

Conforme definido no Decreto Federal nº 6.514/2008, as sanções impostas contra eventuais infrações administrativas incluem advertência; multa simples que pode ser estabelecida a partir de R\$ 50,00 (cinquenta reais) a até R\$ 50.000.000,00 (cinquenta milhões de reais); multa diária; destruição ou inutilização do produto; suspensão de venda e fabricação do produto; embargo de obra ou atividade, demolição de obra; suspensão parcial ou total de atividades; além das sanções restritivas de direito, dentre as quais a suspensão de registro, licença ou autorização; cancelamento de registro, licença ou autorização; suspensão de benefícios fiscais; cancelamento ou interrupção de participação em linhas de crédito concedidas por bancos estatais; e proibição de ser contratado por entes públicos.

Responsabilidade Civil Ambiental

A responsabilização civil por danos causados ao meio ambiente e a terceiros está prevista nos artigos 3º, 10 e 14 da Lei Federal nº 6.938/1981, bem como no artigo 225, parágrafo 3º, da Constituição Federal. A responsabilidade civil impõe ao poluidor a obrigação de recomposição do meio ambiente ou, na sua impossibilidade, de ressarcimento dos prejuízos causados por sua ação ou omissão.

A responsabilidade civil ambiental é solidária, o que significa dizer que qualquer parte, direta ou indiretamente envolvida com as causas dos danos, pode ser obrigada a responder individualmente pela totalidade da recomposição, podendo posteriormente buscar indenização das outras partes responsáveis. Portanto, a Companhia poderá ser responsabilizada por eventual conduta irregular de terceiros contratados para realização de atividades secundárias em seus empreendimentos, como a destinação final de seus resíduos.

A responsabilidade civil é também objetiva, ou seja, não depende da demonstração de culpa, mas apenas da relação entre a atividade exercida e os danos verificados (nexo de causalidade).

Adicionalmente, a Lei Federal nº 9.605/1998, (“Lei de Crimes Ambientais”) prevê a possibilidade de desconsideração da personalidade jurídica quando essa for considerada um obstáculo à recuperação de danos causados ao meio ambiente. Nesse sentido, diretores, acionistas e/ou parceiros podem, juntamente com a empresa poluidora, ser responsabilizados por danos ao meio ambiente.

A pretensão reparatoria do dano ambiental não está sujeita à prescrição.

Responsabilidade Criminal Ambiental

Na esfera criminal, a Lei de Crimes Ambientais sujeita aos seus efeitos qualquer pessoa, física ou jurídica, que concorrer para a prática de certas condutas consideradas lesivas ao meio ambiente, sendo necessária a comprovação de dolo (intenção) ou culpa (negligência, imprudência ou imperícia). De tal sorte, para que seja configurada a responsabilidade criminal da Companhia, faz-se necessária a comprovação de uma ação ou

1.6 Efeitos relevantes da regulação estatal

omissão por parte da mesma, ou de suas subsidiárias, devendo a conduta praticada ser enquadrada em um dos tipos penais previstos na Lei de Crimes Ambientais. Destaca-se ainda que, para que haja responsabilização criminal da pessoa jurídica, a infração deve ser cometida: (i) por decisão de seu representante legal ou contratual, ou de seu órgão colegiado; e (ii) no interesse ou benefício da pessoa jurídica que representa.

Referida Lei prevê a responsabilização de todos aqueles que, de qualquer forma, concorrem para a prática de crimes contra o meio ambiente, sendo cada qual penalizado na medida de sua culpabilidade.

As violações à legislação ambiental podem consistir em crime, atingindo tanto os administradores, como a própria pessoa jurídica da empresa. Para as pessoas jurídicas, podem ser aplicadas de forma isolada, cumulativa ou alternativamente, as seguintes penas: restritivas de direito (suspensão parcial ou total de atividades, interdição temporária de estabelecimento, obra ou atividade ou proibição de contratar com o Poder Público, bem como dele obter subsídios, subvenções ou doações), prestação de serviços à comunidade e multa. Tanto para as pessoas naturais quanto para as jurídicas, o valor da multa pode variar da seguinte forma: (a) aplicação entre 10 e 360 dias multa; (b) o valor de cada dia multa pode ser fixado pelo juiz entre um trigésimo do salário mínimo vigente à época dos fatos e um quíntuplo desse salário considerando a capacidade econômica da pessoa jurídica; (c) a pena de multa pode ser aumentada até o triplo, em razão da condição econômica da empresa condenada; (d) caso se revele ineficaz, ainda que aplicada no valor máximo, a multa pode ser aumentada até três vezes, tendo em vista o valor da vantagem econômica auferida.

Os diretores, administradores e outras pessoas físicas que atuem como nossos prepostos ou mandatários, e concorram para a prática de crimes ambientais atribuídos à Companhia, estão também sujeitos, na medida de sua culpabilidade, a penas restritivas de direitos e privativas de liberdade.

Licenciamento Ambiental

A legislação ambiental brasileira determina que a construção, instalação, ampliação e funcionamento de estabelecimentos e atividades utilizadores de recursos ambientais, efetiva ou potencialmente poluidores ou capazes, sob qualquer forma, de causar degradação ambiental dependerão de prévio licenciamento ambiental.

No bojo do licenciamento, o empreendedor deve apresentar estudo ambiental compatível com os riscos e impactos da atividade que pretende ser licenciada. No caso das atividades cujos impactos ambientais sejam considerados significativos, é necessária a elaboração de Estudo Prévio de Impacto Ambiental ("EIA") e seu respectivo Relatório de Impacto Ambiental ("RIMA"), assim como a implementação de medidas mitigadoras e compensatórias dos impactos ambientais causados pelo empreendimento. No caso das medidas compensatórias, a legislação ambiental impõe ao empreendedor a obrigação de destinar recursos à implantação e manutenção de unidades de conservação de proteção integral, conforme percentual a ser fixado pelo órgão ambiental licenciador, de acordo com o grau de impacto ambiental causado pelo empreendimento, e com base no valor total do empreendimento, excluídos, dentre outros, os investimentos referentes aos planos, projetos e programas exigidos no procedimento de licenciamento ambiental para mitigação de impactos, conforme disposto na Lei nº 9.985, de 18 de julho de 2000.

A Lei Complementar nº 140, de 8 de dezembro de 2011, fixou as regras gerais para definição quanto à competência dos órgãos integrantes do Sistema Nacional de Meio Ambiente ("SISNAMA") para receber e processar os pedidos de licença ambiental e conduzir o licenciamento ambiental. Em geral, com exceção dos casos em que o licenciamento ambiental está sujeito à competência do IBAMA, os órgãos estaduais de meio ambiente, como, por exemplo a SEMA, são competentes para conduzir o licenciamento ambiental. A referida lei complementar previu, ainda, a possibilidade de os municípios promoverem o licenciamento ambiental de atividades de impacto local, desde que preenchidas as exigências previstas na referida lei complementar.

O processo de licenciamento ambiental, na maioria dos casos, se dá por etapas e compreende a emissão de três licenças, todas com prazos de validade determinados e condicionantes específicas: (i) Licença Prévia, concedida na fase preliminar do planejamento do empreendimento ou atividade, aprovando sua localização e concepção, atestando a viabilidade ambiental e estabelecendo os requisitos básicos e condicionantes a serem atendidos nas próximas fases de sua implementação; (ii) Licença de Instalação, autoriza a instalação do empreendimento ou

1.6 Efeitos relevantes da regulação estatal

atividade, depois de cumpridas as condicionantes da Licença Prévia e de acordo com as especificações constantes dos planos, programas e projetos aprovados, incluindo as medidas de controle ambiental e demais condicionantes; e (iii) Licença de Operação, autoriza a operação da atividade ou empreendimento, após a verificação do efetivo cumprimento das condicionantes das licenças anteriores, com as medidas de controle ambiental e determinados condicionantes para o funcionamento do empreendimento.

As licenças ambientais possuem prazo de validade e devem ser renovadas de tempos em tempos, o que pode requerer ou não o pagamento de taxas de análise ao órgão ambiental para o processo de renovação. A Companhia pode não conseguir obter todas as licenças ambientais necessárias ou, ainda, não obter as suas renovações de forma tempestiva. Por fim, cada uma dessas licenças é emitida conforme a fase em que se encontra o desenvolvimento do empreendimento e a manutenção de sua validade depende do cumprimento das exigências estabelecidas pelo órgão ambiental licenciador.

As atividades desenvolvidas pela Companhia estão sujeitas a abrangente legislação ambiental brasileira nas esferas federal, estadual e municipal. O cumprimento desta legislação é fiscalizado por órgãos e agências governamentais - bem como pelo Ministério Público, em âmbito estadual e federal, conforme o caso, que podem impor sanções administrativas contra a Companhia por eventual inobservância da legislação aplicável. As violações à legislação ambiental podem, ainda, caracterizar crime ambiental, atingindo inclusive os administradores da Companhia.

Além da responsabilidade penal e da obrigação de reparar e/ou indenizar danos ambientais, a não obtenção das licenças ambientais necessárias ou o não cumprimento das leis e regulamentações ambientais aplicáveis, poderá sujeitar os infratores a penalidades administrativas, de acordo com as legislações federal, estaduais e municipais, que podem incluir advertências, multas de R\$ 500,00 (quinhentos reais) a R\$ 10.000.000,00 (dez milhões de reais), interdição temporária ou permanente das atividades, embargo, demolição, suspensão de subsídios de agências públicas e fechamento temporário ou permanente do empreendimento.

O Ministério Público e outros entes legitimados também podem instaurar procedimentos ou ajuizar ações para questionar o licenciamento dos empreendimentos e/ou compelir a Companhia a dar cumprimento às condicionantes estabelecidas na licença ambiental e/ou reparar e/ou indenizar danos causados.

Licenças Imobiliárias

A operação normal dos nossos estabelecimentos está sujeita, entre outros fatores, ao cumprimento das regras de zoneamento aplicáveis em cada município e região, bem como à obtenção de alvará de licença de uso e funcionamento, emitido pela municipalidade competente, e licença do corpo de bombeiros competente, autorizando a operação regular do estabelecimento em questão. No âmbito municipal, a comprovação da regularidade da edificação do ponto de vista urbanístico e construtivo também é exigida, de modo que deve existir um habite-se válido para a edificação.

Em relação a todos os locais que ocupamos para o exercício de nossas atividades, devemos obter e renovar periodicamente determinadas licenças e autorizações, tais como o AVCB. Estabelecimentos que violem esses regulamentos, que não obtenham ou renovem suas licenças, que não cumpram com suas respectivas condições, ou cujas licenças não englobem a área total ocupada, podem estar sujeitos a sanções administrativas ou criminais, tais como a imposição de autos de infração, multas pelas autoridades competentes (cujo valor somente é determinado no caso específico), cancelamento de licenças, suspensão de atividades, interdição do respectivo estabelecimento (hipótese em que a Companhia ficará impedida de operar no respectivo imóvel até a devida regularização, podendo, inclusive, culminar no fechamento administrativo do imóvel), não pagamento da indenização do seguro em caso de ocorrência de eventual sinistro no imóvel e proibição de contratar com entidades governamentais, entre outras sanções, além da responsabilidade de reparar quaisquer danos causados.

Gerenciamento de Resíduos Sólidos

As atividades de gerenciamento de resíduos sólidos são regulamentadas pela Política Nacional de Resíduos Sólidos ("PNRS"), instituída pela Lei Federal nº 12.305/2010. A referida lei determina a responsabilidade

1.6 Efeitos relevantes da regulação estatal

compartilhada pelo ciclo de vida dos produtos de todas as partes envolvidas na cadeia de gestão dos resíduos, além de prever uma série de instrumentos com vistas à implementação e operacionalização da PNRS. Por meio da responsabilidade compartilhada, instituída pela PNRS, as tarefas e custos envolvidos nas diferentes etapas de gerenciamento de resíduos sólidos são pulverizados por toda a cadeia, na medida de responsabilização de cada uma das partes envolvidas, em que o responsável pela geração de resíduos sólidos é também responsável pela sua segregação, armazenamento, transporte e destinação final ambientalmente adequada, podendo ser obrigado a reparar os danos ambientais decorrentes da má gestão dos resíduos sólidos.

Adicionalmente, a disposição inadequada dos resíduos sólidos bem como os acidentes decorrentes do transporte desses resíduos podem ser fator de contaminação de solo e de águas subterrâneas e ensejar a aplicação de sanções nas esferas administrativa e penal. As penalidades administrativas aplicáveis para a disposição inadequada de resíduos sólidos, líquidos e gasosos, que cause ou não poluição efetiva, incluem, dentre outras, embargo da atividade ou da obra e multas de até R\$ 50.000.000,00 (cinquenta milhões de reais), a depender da gravidade da infração ambiental.

Por fim, o transporte, o tratamento e a destinação final adequados de resíduo dependem da classe a que ele pertence e os projetos estão sujeitos à prévia aprovação do órgão ambiental. A atividade de tratamento de resíduos é passível de licenciamento, de maneira que as empresas contratadas para realizar essa atividade devem demonstrar sua regularidade quanto ao licenciamento ambiental. Vale destacar que, em decorrência da responsabilidade civil objetiva e solidária, a empresa que contrata serviços de terceiros para a destinação final de seus resíduos sólidos, não está isenta de responsabilidade por eventuais danos ambientais causados pelos contratados, caso estes não desempenhem suas atividades em conformidade com as normas ambientais.

Recursos Hídricos

A Política Nacional de Recursos Hídricos (“PNRH”), instituída pela Lei Federal nº 9.433/1997, determina o uso múltiplo dos corpos d’água e exige que o volume necessário para fins de captação ou lançamento de efluentes, em casos que alterem ou possam alterar a sua qualidade e quantidade, (i) seja previamente autorizado pelo Poder Público por meio de outorga de direito de uso, respeitados os parâmetros de qualidade exigidos, além de (ii) ensejar a cobrança de valores para essa finalidade.

O aproveitamento dos recursos hídricos, tanto para fins de geração de energia quanto para utilização nos processos industriais – como ocorre, por exemplo, nos casos de captação de água em poços artesianos e de lançamento de efluentes líquidos em corpos hídricos –, configura atividade sujeita à outorga e consequente cobrança pelo uso da água. No caso de utilização da rede pública de esgoto para o despejo de efluentes, a concessionária do serviço é responsável pela obtenção da outorga e o interessado (por exemplo, a Companhia) deve solicitar à concessionária a ligação à rede pública.

A Política Nacional de Recursos Hídricos dispõe que a captação ou o lançamento realizado sem outorga de direito de uso de recursos hídricos, bem como a perfuração de poços tubulares sem a devida autorização, sujeitam a pessoa física ou jurídica a penalidades como, por exemplo, advertência, embargo provisório ou definitivo, interdição e multa, simples ou diária, que pode variar de R\$ 100,00 (cem reais) até R\$ 50.000.000,00 (cinquenta milhões de reais).

Cadastro Técnico Federal de Atividades Potencialmente Poluidoras e/ou Utilizadoras de Recursos Ambientais (CTF/APP)

De acordo com a Instrução Normativa nº 13/2021 do Instituto Brasileiro do Meio Ambiente (“IBAMA”), além do licenciamento ambiental, as atividades potencialmente poluidoras e/ou utilizadoras de recursos ambientais elencadas nas referidas normas estão sujeitas à realização de seus cadastros junto ao Cadastro Técnico Federal de Atividades Potencialmente Poluidoras (“CTF”), sob pena de sofrerem autuações, cujos valores podem variar de R\$ 50,00, se pessoa física, ou R\$ 150,00 se microempresa, e R\$ 9.000,00, se empresa de grande porte, de acordo com o artigo 76, do Decreto Federal nº 6.514/2008.

1.6 Efeitos relevantes da regulação estatal

A inscrição da pessoa jurídica no CTF enseja algumas obrigações acessórias, nos termos da Lei Federal nº 6.938 de 31 de agosto de 1981, quais sejam: (i) o pagamento da Taxa de Controle e Fiscalização Ambiental (“TCFA”), para algumas atividades específicas; e (ii) a entrega de Relatório Anual de Atividades Potencialmente Poluidoras e Utilizadoras de Recursos Ambientais (“RAPP”).

A TCFA é prevista no artigo 17-B da Lei Federal nº 6.938/1981, incluído pela Lei Federal nº 10.165/2000. De acordo com o mencionado dispositivo, a TCFA tem como fato gerador o “exercício regular do poder de polícia conferido ao IBAMA para controle e fiscalização das atividades potencialmente poluidoras e utilizadoras de recursos naturais”.

Nos termos do art. 17-C da referida lei, são considerados sujeitos passivos dessa taxa os estabelecimentos que exerçam atividades arroladas no Anexo VIII da Lei Federal nº 6.938/1981. Atualmente, a TCFA também é regulamentada pela Instrução Normativa nº 17/2011 do IBAMA e pela Portaria Interministerial nº 812/2015, a qual estabelece, em seu Anexo II, os valores da taxa, de acordo com o potencial de poluição da atividade fiscalizada.

A TCFA será devida no último dia útil de cada trimestre do ano civil e o recolhimento será efetuado em conta bancária vinculada ao IBAMA. O sujeito passivo da TCFA, em caso de atraso e/ou inadimplência, submete-se aos acréscimos e penalidades prescritos nos termos do artigo 6º, § 3º da Instrução Normativa IBAMA nº 17/2011.

O contribuinte que paga a taxa estadual de controle e fiscalização tem direito a um desconto de até 60% (sessenta por cento) sobre a TCFA devida ao IBAMA, conforme previsão do artigo 17-P da Lei Federal nº 6.938/1981.

Áreas especialmente protegidas

Caso a instalação ou operação de empreendimentos interfira em áreas especialmente protegidas, tais como as áreas de manancial, unidades de conservação, zona costeira, área com nascente, área de preservação permanente (“APP”), ou em local de ocorrência de patrimônio histórico, arqueológico e cultural, é necessária obtenção de aprovação emitida pelas autoridades públicas responsáveis pela proteção do patrimônio tutelado. Essas autorizações específicas são emitidas ao longo do processo de licenciamento ambiental e/ou na emissão da licença ambiental.

A instalação ou operação de empreendimentos dentro ou nas proximidades de áreas especialmente protegidas, como áreas indígenas ou quilombolas, sem a devida anuência do órgão competente poderá ser investigada por meio de Inquéritos Cíveis ou questionada pelo ajuizamento de Ações Cíveis Públicas que, consequentemente, podem impactar diretamente as atividades desenvolvidas pela Companhia.

De acordo com a Convenção nº 169 da Organização Internacional do Trabalho (“OIT”), as comunidades indígenas e quilombolas devem ser consultadas sobre atividades que possam afetar suas terras e direitos. O órgão ambiental responsável pelo processo de licenciamento ambiental notificará os órgãos competentes – Fundação Nacional do Índio (“FUNAI”) e Instituto Nacional de Colonização e Reforma Agrária (“INCRA”) – que, após análise e consulta prévia às comunidades afetadas, deverão emitir seu parecer para a emissão das licenças ambientais.

Quanto às áreas de interesse histórico, cultural e arqueológico, o artigo 216 da Constituição Federal determina que constituem o patrimônio cultural brasileiro os bens de natureza material e imaterial, tomados individualmente ou em conjunto, portadores de referência à identidade, à ação e à memória dos diferentes grupos formadores da sociedade brasileira.

Em áreas com potencial ocorrência de sítios arqueológicos e áreas de interesse histórico e cultural, é necessária a anuência do órgão gestor, previamente a qualquer interveniência, seja o Instituto do Patrimônio Histórico e Artístico Nacional (“IPHAN”), órgão federal, ou o órgão estadual equivalente responsável pela proteção do patrimônio cultural. Tais entidades também devem estar envolvidas durante o processo de licenciamento ambiental. Os empreendedores podem ser solicitados a preparar avaliações investigativas, avaliações técnicas sobre a preservação ou remoção dos bens e relatórios de monitoramento, que podem resultar em investimentos significativos.

1.6 Efeitos relevantes da regulação estatal

A intervenção em áreas de interesse arqueológico, histórico ou cultural sem a devida autorização é considerada infração administrativa, sujeitando o infrator a sanções como embargo, interdição e multas que variam de R\$ 10.000,00 a R\$ 100.000,00, independentemente da obrigação de reparar os danos eventualmente causados.

Por fim, a interferência em Unidades de Conservação ou em sua zona de amortecimento deve ser autorizada pelo seu órgão gestor durante o processo de licenciamento do empreendimento relacionado a ausência de anuência do órgão gestor que caracteriza infração administrativa e pode sujeitar o infrator à penalidade de multa de R\$ 500,00 a R\$ 10.000.000,00, sem prejuízo de outras penalidades como embargo, desativação e demolição, dentre outras.

Reserva legal e compensação ambiental

A Lei Federal nº 12.651/1912 (“Código Florestal”) estabelece que deve ser mantida, a título de Reserva Legal, uma porcentagem mínima da vegetação local de cada propriedade rural. A porcentagem que deverá ser mantida a título de Reserva Legal varia de acordo com o bioma e com a região onde a propriedade rural está localizada.

De acordo com a referida lei, a área de Reserva Legal deve ser registrada no órgão ambiental municipal, estadual ou federal, por meio de inscrição no Cadastro Ambiental Rural (“CAR”). Trata-se de registro público eletrônico obrigatório para todos os imóveis rurais, com a finalidade de integrar as informações ambientais das propriedades e das posses rurais. Nos casos em que o proprietário queira se desobrigar de fornecer as informações relativas à Reserva Legal no CAR, deve apresentar ao órgão ambiental competente a certidão de registro de imóveis onde conste a averbação da Reserva Legal ou o termo de compromisso firmado nos casos de posse. Inscrita a área no CAR, não é necessária a averbação da área da Reserva Legal na matrícula do imóvel.

Nos termos do artigo 51, do Decreto Federal nº 6.514/2008, destruir, desmatar, danificar ou explorar floresta ou qualquer tipo de vegetação em área de Reserva Legal sem autorização prévia do órgão ambiental competente ou em desacordo com a sujeita o infrator à aplicação de multa de R\$ 5.000,00 por hectare ou por fração de área.

Ainda, a Lei Federal nº 9.985/2000 dispõe sobre o Sistema Nacional de Unidades de Conservação da Natureza (“SNUC”). Nos casos de licenciamento ambiental de empreendimentos de significativo impacto ambiental, o empreendedor é obrigado a apoiar a implantação e a manutenção de Unidades de Conservação por meio do pagamento de valores pecuniários a título de compensação ambiental, cujo valor será fixado proporcionalmente ao impacto ambiental causado pelo empreendimento, por meio de EIA/RIMA. Caberá ao órgão ambiental realizar o cálculo da compensação ambiental, cujo valor não poderá ser inferior a 0,5% dos custos totais previstos para a implantação do empreendimento.

De acordo com o artigo 83 do Decreto Federal nº 6.514/2008, o não cumprimento de medida compensatória por meio da implantação e da manutenção de uma área ambientalmente protegida enseja, independentemente da aplicação de sanções penais, a aplicação de penalidades administrativas, tais como multa de R\$ 10.000,00 a R\$ 1.000.000,00, embargo ou suspensão das atividades, dentre outras.

Produtos controlados

Divisões e Departamentos da Polícia Federal, do Ministério da Defesa e de Secretarias de Segurança Pública Estaduais controlam o uso, comercialização, armazenamento e outras atividades exercidas com produtos que podem ser utilizados para fabricação de narcóticos ou explosivos, nos termos do Decreto Federal nº 10.030/2019, Portaria COLOG nº 118/2019, Portaria MJSP nº 204/2022 e demais normas aplicáveis. Atividades não eventuais com tais produtos estão sujeitas à obtenção de cadastros, licenças e autorizações específicas, bem como à submissão periódica de documentos a tais autoridades.

Cada órgão governamental possui relação própria de produtos químicos controlados e a licença ou autorização específica deverá ser requerida perante todas as esferas que fiscalizem o respectivo produto. A licença ou autorização para o uso de produtos controlados é válida por determinado período, devendo ser periódica e tempestivamente renovadas perante as autoridades competentes.

A ausência de autorização válida para o uso de produtos controlados e/ou a falha na entrega dos mapas de controle, bem como qualquer violação às leis e aos regulamentos relativos ao controle/fiscalização de produtos

1.6 Efeitos relevantes da regulação estatal

químicos controlados pelo Exército Brasileiro, pela Polícia Federal e pela Polícia Civil Estadual, poderá sujeitar o infrator, independentemente da imposição de responsabilidade civil e penal após a conclusão do processo administrativo, a sanções administrativas, aplicadas cumulativa ou isoladamente, tais como: (i) advertência; (ii) multa; (iii) apreensão dos produtos; e (iv) suspensão ou cancelamento de seus alvarás ou certificados. Em tese, em uma perspectiva mais ampla da legislação federal, pode haver a imposição de sanções administrativas ambientais, podendo, por exemplo, ser aplicada (i) multa de até R\$ 10.000.000,00 e (ii) penalidade de embargo ou suspensão parcial ou total de atividades.

Na esfera criminal, a ausência de autorização para o uso de produtos controlados também poderia ser tipificada como crime previsto no artigo 56 da Lei Federal nº 9.605/1998 ("Produzir, processar, embalar, importar, exportar, comercializar, fornecer, transportar, armazenar, guardar, ter em depósito ou usar produto ou substância tóxica, perigosa ou nociva à saúde humana ou ao meio ambiente, em desacordo com as exigências estabelecidas em leis ou nos seus regulamentos"). Pessoas jurídicas poderiam estar sujeitas a multa, prestação de serviços a comunidades e a penas restritivas de direito. Pessoas físicas que tenham concorrido para a prática da conduta criminosa incidem nas penas a estes cominadas (pena de reclusão de um a quatro anos e multa), na medida da sua culpabilidade.

Logística Reversa

A PNRS e normas correlatas, estabelecem obrigações aos fabricantes, importadores, distribuidores e comerciantes de produtos comercializados em embalagens plásticas, metálicas ou de vidro, e aos demais produtos e embalagens quanto à implementação de sistemas de logística reversa mediante retorno dos produtos após o uso pelo consumidor, de forma independente do serviço público de limpeza urbana e de manejo dos resíduos sólidos.

O Acordo Setorial para Implantação do Sistema de Logística Reversa de Embalagens em Geral foi assinado no dia 25 de novembro de 2015 e tem como objetivo garantir a destinação final ambientalmente adequada das embalagens. As embalagens que são objeto do acordo setorial podem ser compostas de papel e papelão, plástico, alumínio, aço, vidro, ou ainda pela combinação destes materiais, como as embalagens cartonadas longa vida, por exemplo.

O acordo contempla apoio a cooperativas de catadores de materiais recicláveis e parcerias com o comércio para a instalação de pontos de entrega voluntária. Também apresenta a possibilidade de celebração de acordos entre os serviços públicos de limpeza urbana e manejo de resíduos sólidos municipais e as entidades signatárias.

Ressalta-se que, por força do Decreto nº 10.936/2022, ainda que a empresa não seja signatária do acordo setorial supramencionado, ela está obrigada a estruturar e implementar sistema de logística reversa de embalagens em geral.

Conforme Lei Federal nº 6.514/2008, aquele que descumprir a obrigação prevista no sistema de logística reversa e/ou deixar de manter atualizadas ao órgão municipal competente e a outras autoridades as ações do sistema de logística reversa, estará sujeito à penalidade de multa de R\$ 5.000,00 até R\$ 50 milhões a depender da gravidade.

(b) principais aspectos relacionados ao cumprimento das obrigações legais e regulatórias ligadas a questões ambientais e sociais pela Companhia

A conservação ambiental, o uso consciente dos recursos naturais e a minimização de impactos negativos das operações da companhia estão incorporados na gestão de todos os seus ativos. Sendo assim, a Eneva opera em conformidade com as legislações ambientais e sociais aplicáveis ao setor elétrico e de E&P, conduzindo suas atividades dentro dos parâmetros estabelecidos pelos órgãos reguladores competentes. A Companhia mantém um acompanhamento constante das evoluções normativas, adaptando seus processos e políticas para assegurar total alinhamento às exigências legais vigentes.

A Companhia adota uma abordagem estruturada e preventiva para minimizar impactos ambientais e sociais decorrentes de suas operações. Isso inclui o desenvolvimento de iniciativas voltadas para a conservação e

1.6 Efeitos relevantes da regulação estatal

manutenção de suas operações, acompanhamento de KPIs estratégicos e para garantir o atendimento as suas condicionantes de licenciamento relacionados a saúde e segurança, meio ambiente, emissões de gases de efeito estufa e de responsabilidade social. A Companhia também atua através da implementação de medidas de eficiência e uso sustentável dos recursos, além de programas de engajamento e desenvolvimento junto as comunidades, promovendo benefícios mútuos e alinhamento com os princípios de sustentabilidade.

Anualmente, a Companhia implementa melhorias em seu Sistema de Gestão de Meio Ambiente, Saúde e Segurança e Responsabilidade Social, instrumento que auxilia na tomada de decisão. A gestão e o acompanhamento dos temas socioambientais seguem políticas, diretrizes, manuais e procedimentos aplicáveis a todas as suas operações, auditados por consultorias independentes anualmente e por equipe técnica interna, formada por profissionais multidisciplinares de meio ambiente e de saúde e segurança em níveis corporativo e operacionais, apoiando, dessa forma, a gestão, o cumprimento dos requisitos legais e a análise de performance socioambiental dos ativos.

A Companhia mantém normativos corporativos, padronizando as operações na gestão das emissões atmosféricas reguladas e de gases de efeito estufa, efluentes, recursos hídricos e resíduos, além das Políticas de Sustentabilidade e de SSMA ("Saúde, Segurança e Meio Ambiente"). Para engajar e facilitar a comunicação interna, a performance socioambiental da Companhia é divulgada periodicamente por meio de reuniões de análise crítica em todas as operações. Além disso, outras ferramentas de análise crítica são mantidas, como o Painel de Licenciamento Ambiental e o *Dashboard* para gestão operacional dos KPIs em Meio Ambiente, Saúde e Segurança e Responsabilidade Social, em todas as unidades operacionais e em construção.

Controle e Monitoramento Ambiental

Os principais programas da Companhia para proteção do meio ambiente e qualidade da gestão ambiental, adotados nas unidades e com resultados reportados aos órgãos ambientais, incluem:

- Controle e Monitoramento das Emissões Atmosféricas;
- Controle e Monitoramento dos Efluentes Líquidos;
- Controle e Monitoramento do Uso de Recursos Hídricos;
- Monitoramento da Qualidade da Água Superficial e Subterrânea;
- Controle e Monitoramento dos Resíduos Sólidos;
- Monitoramento Meteorológico e da Qualidade do Ar;
- Monitoramento da Qualidade do Solo;
- Monitoramento da Fauna Terrestre e Aquática;
- Monitoramento do Ruído;
- Controle e Monitoramento para Recuperação de Áreas Degradadas.

Biodiversidade

Antes da implantação e para a operação ambientalmente correta dos ativos de geração e de E&P, a Companhia realiza estudos sobre a biodiversidade, de modo a diminuir sua interferência na fauna e na flora. Processos de licenciamento ambiental são seguidos, adotando e monitorando os programas dele decorrentes, com procedimentos estabelecidos por especialistas e aprovação por órgãos competentes.

Na etapa de implantação, a Companhia busca atuar em áreas já antropizadas, já que os potenciais impactos estão ligados à supressão de vegetação nativa. Caso ocorra interferência na flora, em linha com a legislação brasileira, são realizados estudos de impactos ambientais e inventários florestais para a coleta de dados sobre o habitat e posterior obtenção de requerimento de Autorizações de Supressão Vegetal ("ASV"). Os impactos são ainda mitigados pelo corte seletivo de espécies e por medidas de compensação, que incluem o plantio de espécies nativas e/ou incentivo financeiro a projetos socioambientais. Além disso, em 2021, a Eneva elaborou seu primeiro procedimento de Gestão da Biodiversidade, que se aplica a todas as áreas sob seu controle, além de subcontratadas. Nesse procedimento são estabelecidas diretrizes com foco no manejo da fauna, com orientações para medidas compensatórias de reposição florestal e financeira. Adicionalmente, são monitorados os seguintes KPIs com foco na promoção da biodiversidade:

1.6 Efeitos relevantes da regulação estatal

- a. Pagamento de Compensações Ambientais;
- b. Reposição Florestal;
- c. Taxa de Reposição Florestal; e
- d. Atendimento a Condicionantes de Licenças Ambientais.

Emissões atmosféricas

Estudos específicos para avaliar a capacidade suporte de bacias aéreas são elaborados seguindo as principais metodologias de modelagem atmosférica recomendada pela *U.S. Environmental Protection Agency*. Além disso, dados de qualidade do ar antes da instalação do projeto são avaliados para análise de *background*. Como mitigação dos impactos, os ativos de geração de energia possuem equipamentos de redução de emissões de NOx (LOW-NOx), abatimento de SOX (dessulfurizador – no caso dos ativos a carvão) e filtros mangas (no caso dos ativos a carvão). É mantido, ainda, procedimento corporativo para Gestão de Emissões Atmosféricas que estabelece o controle, pelas unidades operacionais, das emissões atmosféricas, com a realização anual de inventário de emissões e adoção de sistemas de controle. Assim, a Companhia avalia constantemente alternativas de redução de emissões atmosféricas e/ou do impacto na qualidade do ar.

O tema é abordado em auditorias interna e externa, sendo a performance e o cumprimento do limite interno e legal objeto de reuniões de análises críticas de meio ambiente, realizadas com periodicidade específica, com a participação de líderes operacionais e corporativos.

Emissões de Gases do Efeito Estufa

Em 2025, o Estado de Sergipe publicou a Portaria ADEMA nº 98/2025, que determinou a inclusão do Diagnóstico Climático nos Estudos de Impacto Ambiental e Relatório de Impacto Ambiental ("EIA/RIMA"), no âmbito do licenciamento ambiental, aplicável a empreendimentos e atividades geradores de Gases de Efeito Estufa ("GEE"), tanto em instalação quanto em operação.

A metodologia de cálculo do inventário requerida pela portaria deverá atender ao *GHG Protocol* ("Protocolo de Gases de Efeito Estufa"). A Companhia segue seu compromisso de transparência por meio da realização e publicação do inventário de emissões de GEE, respeitando todas as categorias aplicáveis estabelecidas pelo método *GHG Protocol*. Desde 2020, o inventário da Eneva considera todas as suas operações de geração de energia e exploração e produção, contemplando as atividades de escopo 1, 2 e 3. Os resultados estão públicos através do Registro Público de Emissões ("RPE") do Programa Brasileiro do *GHG Protocol*, recebendo o selo ouro desde 2020 pela iniciativa, um reconhecimento pelo mais alto nível no relato de emissões.

A Companhia está ciente do potencial de emissões de gases de efeito estufa de suas atividades e adota ações para minimizar impactos socioambientais de suas operações. A estratégia da Eneva visa à expansão do uso do gás natural, principal insumo de nossas plantas de geração e o combustível fóssil com menor índice de emissões, contribuindo para a segurança energética do sistema elétrico durante os períodos de intermitência das fontes renováveis. Além disso, as interferências na atmosfera são avaliadas desde o desenvolvimento até a operação dos ativos, com ações de minimização, mitigação, controle e monitoramento.

Água e efluentes

Os ativos de geração representam o maior volume de captação e consumo de água. O insumo é fundamental para essa atividade e utilizado, com menor relevância, nas atividades de exploração e produção de hidrocarbonetos.

Nas geradoras térmicas, o consumo médio pode variar de acordo com o tipo de ciclo e tecnologia de refrigeração empregados, da umidade e da temperatura ambiente, além das características químicas e físicas da água captada, sendo o resfriamento do ciclo água-vapor o maior consumidor. Por isso, todas as usinas que utilizam água no resfriamento possuem sistema de reciclo, permitindo a reutilização da água em estado líquido.

O principal impacto associado ao uso da água é a concentração de salinidade e cloro no âmbito da geração e, no caso de E&P, de produtos químicos na perfuração de poços. Assim, pela importância no processo produtivo e para as comunidades do entorno, realizamos, no desenvolvimento e na concepção dos ativos, amplos estudos de

1.6 Efeitos relevantes da regulação estatal

disponibilidade hídrica e de capacidade suporte para descarte de efluentes. Esses estudos guiam a Companhia na adoção correta de tecnologias compatíveis com a disponibilidade dos territórios que atua. A UTE Jaguatirica II utiliza a tecnologia *Air Cooled Condenser* ("ACC") para resfriamento do ciclo água-vapor. Nesse processo, a refrigeração do ar quente ocorre com trocas térmicas com ar atmosférico por meio de ventiladores, sem consumo significativo de água.

Desde 2021, a Companhia adota KPIs no procedimento Gestão de Recursos Hídricos e Efluentes, em busca de aprimoramento em processos de rastreabilidade, performance de gestão e monitoramento. Os atuais indicadores contemplam dados de:

- Água nova captada e reuso, discriminado por fonte (m³);
- Total de consumo de água (m³);
- Taxa de captação de água (m³/MWh);
- Volume de efluentes gerados, discriminado por tipo (m³);
- Taxa de geração de efluentes industriais (m³/MWh);
- Desvio no monitoramento de efluentes no monitoramento com lançamentos externos (nº de violação legal).

Os indicadores são utilizados para análise crítica de performance realizada em comitês específicos e com regular periodicidade, funcionando como instrumento para tomada de decisão. Todas as unidades operacionais possuem Plano de Controle e Monitoramento de Recursos Hídricos e Efluentes, considerando as licenças e autorizações da atividade, além da legislação pertinente. O monitoramento é realizado de forma a avaliar se a atividade industrial altera a qualidade ou disponibilidade do recurso hídrico, sendo que qualquer eventual desvio é registrado formalmente no Sistema Conecta e tratado por meio de ações preventivas e corretivas, a fim de evitar reincidência.

Resíduos

As atividades da Eneva não possuem impacto potencial significativo no meio ambiente em razão de resíduos gerados, sendo o principal as cinzas provenientes das plantas de fontes de carvão mineral, seguida pelo cascalho de argila, decorrente da perfuração de poços de gás natural, mas de pouca relevância. Ainda assim, para atendimento à Política Nacional de Resíduos Sólidos e para padronização das atividades durante todo o processo de gerenciamento, desde a geração até a destinação final, a Companhia adota desde 2020 um procedimento corporativo de Gestão de Resíduos, que visa garantir a correta segregação, para armazenamento temporário, transporte e destinação final econômica e ambientalmente adequada.

Desde antes do início de sua operação, as usinas Itaquí e Pecém II já avaliavam alternativas sustentáveis para o aproveitamento de cinzas em diversos segmentos industriais. Atualmente, as cinzas de Itaquí e Pecém II são reaproveitadas pela indústria cimenteira, gerando diversos impactos ambientais positivos, como o desafogamento dos aterros estaduais com o não envio das cinzas e a diminuição indiretamente das emissões de CO₂eq pela indústria cimenteira, já que o uso das cinzas por esse segmento substitui aplicação de novos recursos naturais.

Para medição e monitoramento o procedimento de Gestão de Resíduos Sólidos prevê seis indicadores corporativos e operacionais no Sistema de Gestão de Saúde, Segurança e Meio Ambiental, que visam contemplar todos os detalhes na rotina da gestão de rotinas, localmente.

O processo de segregação, classificação e acondicionamento é realizado pela equipe operacional, enquanto a destinação final é realizada por empresa contratada e devidamente licenciada. Todo esse gerenciamento é compilado em Inventário de Geração e Destinação de Resíduos Sólidos, por unidade, contendo o mapeamento dos resíduos desde o processo gerador até o tipo de destinação final. A Companhia mantém também um Controle de Manifestos de Transporte de Resíduos ("MTR"), com as classificações de acordo com as normas e a legislação aplicável, devidamente registradas no SINIR do Ministério do Meio Ambiente.

(c) dependência de patentes, marcas, licenças, concessões, franquias, contratos de royalties relevantes para o desenvolvimento das atividades

1.6 Efeitos relevantes da regulação estatal

A Companhia e suas controladas dependem, para exercer suas atividades operacionais e conduzir os seus negócios, da outorga de autorização, concedida pelo Poder Concedente (ou pelas autarquias competentes). Adicionalmente, a Companhia necessita das licenças de operação descritas no item 1.6 (a) deste Formulário de Referência, as quais são emitidas pelo órgão ambiental correspondente.

Marcas

No Brasil, marcas são sinais distintivos visualmente perceptíveis que identificam e distinguem produtos e/ou serviços, não abarcando, portanto, sinais sonoros, gustativos e/ou olfativos. Em alguns casos, as marcas também possuem a função de certificar a conformidade de produtos e/ou serviços com determinadas normas e/ou especificações técnicas.

A Lei nº 9.279/1996 (“Lei da Propriedade Industrial”) dispõe que a propriedade de determinada marca somente pode ser adquirida por meio do registro concedido pelo Instituto Nacional da Propriedade Industrial (“INPI”), autarquia federal responsável pelo registro de marcas e patentes, e outros direitos de propriedade industrial no Brasil.

Relevante mencionar que, durante o processo de registro, aquele que requereu o registro de determinada marca (denominado “depositante”) possui apenas uma expectativa de direito de propriedade desta para identificação de seus produtos ou serviços e o direito de zelar pela integridade material e/ou reputação do sinal requerido.

Após a concessão do registro de marca pelo INPI, o titular da marca passa a deter a propriedade desta em conjunto com o direito de uso exclusivo em todo o território nacional, por um período de 10 anos, prorrogável por períodos iguais sucessivos, mediante o pagamento de taxas adicionais ao INPI. Tal requisição precisa ser realizada no último ano de validade do registro, ou nos seis meses subsequentes ao término do período de vigência do registro.

Ainda, relevante destacar que o registro de determinada marca se extingue pela (i) expiração do prazo de vigência (quando da não renovação no prazo adequado); ou (ii) renúncia (abandono voluntário do titular ou pelo representante legal); ou (iii) caducidade (falta de uso da marca); ou (iv) inobservância do disposto no artigo 217 da Lei de Propriedade Industrial (necessidade da pessoa domiciliada no exterior manter procurador no Brasil), sendo, portanto, um requisito de manutenção do registro de marca a continuidade de seu uso, nos termos do pedido de registro depositado junto ao INPI.

Na data deste Formulário de Referência, a Companhia e suas controladas possuem 63 marcas registradas perante o INPI, incluindo registros para a marca “Eneva” em diversas classes.

Nomes de Domínio

Um nome de domínio é uma identificação de autonomia, autoridade ou controle dentro da internet. Os nomes de domínio seguem as regras e procedimentos do *Domain Name System* (“DNS”), de modo que qualquer nome registrado no DNS é um nome de domínio. No Brasil, o responsável pelo registro de nomes de domínio, bem como pela administração e publicação do DNS para o domínio “.br”, a distribuição de endereços de sites e serviços de manutenção é o .

A Companhia é titular de nomes de domínio associados a suas marcas, destacando-se eneva.com.br.

Programa de Computador

A proteção aos programas de computador, no Brasil, encontra respaldo em lei específica, qual seja, a Lei nº 9.609/98, conhecida como Lei de *Software*, bem como na legislação de direitos autorais, essencialmente, a Convenção de Berna sobre Direitos do Autor, ratificada no Brasil por meio da publicação do Decreto nº 75.699/1975, e a Lei nº 9.610/1998 (“Lei de Direitos Autorais”). Além disso, o Decreto nº 2.556/1998 estabelece que os programas de computador poderão, a critério do titular dos respectivos direitos, serem registrados junto ao INPI.

1.6 Efeitos relevantes da regulação estatal

Os direitos de propriedade intelectual relativos a programas de computador independem de registro. São, portanto, garantidos ao seu titular desde o desenvolvimento do programa. Ainda, o artigo 4º da Lei de Software dispõe que, salvo estipulação em contrário, os direitos relacionados a programas de computador desenvolvidos durante a vigência de um contrato ou relação estatutária expressamente destinada à pesquisa e desenvolvimento, ou no caso de tais atividades decorrerem da natureza das obrigações contratuais, pertencem exclusivamente ao empregador ou contratante de serviços.

Diante disso, apesar de não ser obrigatório por lei, o registro de programa de computador perante o INPI é uma medida que pode ser realizada para comprovação de titularidade do desenvolvimento, garantindo maior segurança jurídica para proteção destes ativos contra cópias não autorizadas, pirataria, concorrência desleal, entre outros.

A Companhia possui diversos *softwares* proprietários, desenvolvidos por meio de parcerias ou por terceiros contratados para este fim. Dentre eles, o *software* “ALINE – *Automated Learning Intelligence for Exploration*”, desenvolvido em parceria com a Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro (“PUC-RJ”), sendo o único registrado perante o INPI (BR 51 2020 001068 7). A Companhia e a PUC-RJ são cotitulares deste programa de computador.

Ainda, a Companhia utiliza *softwares* de terceiros, celebrando com seus titulares contratos de licença que lhe garantem os direitos de uso necessários para o desempenho de suas atividades. Todos os *softwares* de terceiros utilizados pela Companhia estão com seus respectivos contratos de licença de uso válidos e vigentes e são utilizados estritamente dentro de seu escopo de contratação.

Na data deste Formulário de Referência, a Companhia e suas controladas não dependem de quaisquer outros direitos de propriedade intelectual relevantes para o desenvolvimento de suas atividades.

(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 informa que, até a data de apresentação deste Formulário de Referência, não houve contribuições financeiras, efetuadas diretamente ou por meio de terceiros, em favor de ocupantes ou candidatos a cargos públicos.

(ii) em favor de partidos políticos

A Companhia informa que, até a data de apresentação deste Formulário de Referência, não houve contribuições financeiras, efetuadas diretamente ou por meio de terceiros, em favor de partidos políticos.

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

A Companhia informa que de janeiro de 2025 até 31 de dezembro de 2025, foram realizadas as seguintes contribuições financeiras, efetuadas diretamente ou por meio de terceiros, para custear o exercício de atividade de influência em decisões de políticas públicas, notadamente no conteúdo de atos normativos:

Sigla	Nome	31/12/2025
ABCS	Associação Brasileira do Carbono Sustentável	R\$ 177.114,50
ABEEÓLICA	Associação Brasileira de Energia Eólica	R\$ 159.946,02
ABPIP	Associação Brasileira dos Produtores Independentes de Petróleo e Gás	R\$ 295.933,32
ABRACEEL	Associação Brasileira dos Comercializadores de Energia Elétrica	R\$ 93.267,12

1.6 Efeitos relevantes da regulação estatal

ABRAGET	Associação Brasileira de Geradoras Termelétricas	R\$ 490.389,13
AEB	Associação de Comércio Exterior do Brasil	R\$ 10.689,29
ABSOLAR	Associação Brasileira de Energia Solar Fotovoltaica	R\$ 71.865,00
APINE	Associação Brasileira dos Produtores Independentes de Energia Elétrica	R\$ 56.806,29
CIEAM	Centro da Indústria do Estado do Amazonas	R\$ 77.098,24
CEBRI	Centro Brasileiro de Relações Internacionais	R\$ 26.000,00
IPE	Instituto Pensar Energia	R\$ 1.210.000,00
SINERGIA	Sindicato Interestadual das Indústrias de Energia Elétrica	R\$ 24.000,00
SINERGES	Sindicato das Indústrias de Geração, Distribuição e Transmissão de Energia do estado do Espírito Santo	R\$ 1.455,30

1.7 Receitas relevantes no país sede do emissor e no exterior**1.7. RECEITAS RELEVANTES NO PAÍS SEDE DO EMISSOR E NO EXTERIOR****(a) receita proveniente dos clientes atribuídos ao país sede da Companhia e sua participação na receita líquida total da Companhia**

No exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2025, a totalidade das receitas provenientes de clientes da Companhia foi auferida no Brasil.

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

No exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2025, a Companhia não recebeu receitas provenientes de clientes em outros países.

1.8 Efeitos relevantes de regulação estrangeira

1.8. EFEITOS RELEVANTES DA REGULAÇÃO ESTRANGEIRA

Não aplicável, uma vez que a Companhia não obtém receitas de outros países, conforme informado no item 1.7 deste Formulário de Referência e, em razão disso, não sofre quaisquer efeitos relevantes da regulação estrangeira em suas atividades.

1.9 Informações ambientais sociais e de governança corporativa (ASG)

1.9. INFORMAÇÕES AMBIENTAIS SOCIAIS E DE GOVERNANÇA CORPORATIVA (ASG)

Estratégia de Sustentabilidade

A Eneva desempenha um papel socioeconômico essencial ao contribuir, por meio do seu modelo de negócios, para a segurança energética, investindo no uso sustentável de recursos naturais e soluções que contribuem para a melhoria da eficiência de suas operações e com a redução de emissões da sua cadeia de valor. Seu negócio também pretende gerar oportunidades socioeconômicas para as comunidades, em especial por meio de iniciativas de educação e inserção no mercado de trabalho, empoderamento feminino e fortalecimento de um modelo econômico baseado em cadeias produtivas sustentáveis, capazes de, simultaneamente, conservar a biodiversidade, combater o desmatamento, gerar fontes de renda e promover autonomia.

Para concretizar sua estratégia ESG, a Companhia possui uma Política de Sustentabilidade alinhada aos Objetivos do Desenvolvimento Sustentável ("ODS"), estabelecidos pela Organização das Nações Unidas ("ONU"), que compartilha com todos os colaboradores, sociedade, acionistas e demais públicos de relacionamento, mantendo público os seus princípios e diretrizes para a sustentabilidade.

A estratégia ESG da Companhia é compartilhada com os colaboradores por meio de boletins de comunicação interna, *workshops* e sessões de *onboarding*. Tem por objetivo promover o seu fortalecimento de senso de propósito e pertencimento, incentivando seu envolvimento e participação ativa em programas e ideais que a Eneva defende.

Sendo assim, a Eneva baseia sua estratégia de sustentabilidade em três pilares principais, alinhados ao seu modelo de negócios, impactos, oportunidades, riscos e desafios socioambientais inerentes às suas operações.

- **Transição e Segurança Energética:** Contribuindo para a estabilidade do sistema elétrico brasileiro, investindo em tecnologias de baixo carbono e reduzindo as emissões de GEE.
- **Oportunidades Sociais e Econômicas:** Ampliando o acesso a oportunidades econômicas e educacionais para melhorar a qualidade de vida da população.
- **Conservação Ambiental e Bioeconomia:** Conservando a biodiversidade através de cadeias produtivas sustentáveis, promovendo o uso eficiente de recursos naturais.

(a) se a Companhia divulga informações ASG em relatório anual ou outro documento específico para esta finalidade

Desde 2023, após três edições anuais de relatórios de sustentabilidade, a Companhia passou a divulgar suas informações de sustentabilidade através do seu Relato Integrado, consolidando seu compromisso com a transparência e a adoção das melhores práticas de governança corporativa.

O Relato Integrado tem o objetivo de reunir as principais estratégias, políticas e ações da Companhia, refletindo sua evolução no caminho da sustentabilidade e da geração de valor compartilhado.

Com objetividade e clareza, o documento se baseia nos principais *frameworks* de relato corporativo e em diretrizes internacionais, assegurando a qualidade e a integridade das informações divulgadas. Sua elaboração está alinhada aos Objetivos de Desenvolvimento Sustentável ("ODS") da Organização das Nações Unidas ("ONU") e às diretrizes do *International Integrated Reporting Council* ("IIRC").

Adicionalmente, a Companhia divulga o inventário de emissões de gases de efeito estufa de todas as suas operações através do Registro Público de Emissões do *GHG Protocol*, iniciativa do Centro de Estudos em Sustentabilidade ("GVces") da Escola de Administração de Empresas de São Paulo da Fundação Getúlio Vargas ("FGV EAESP"), considerando recomendações do Programa Brasileiro do *GHG Protocol*. Desde 2020, a Companhia publica seu inventário de emissões de gases de efeito estufa de forma completa, considerando todos os escopos (1, 2 e 3), com verificação externa. Esse processo foi reconhecido pelo Programa Brasileiro *GHG Protocol* com selo ouro, que confere uma certidão a Companhia pelo maior grau de transparência e qualificação.

1.9 Informações ambientais sociais e de governança corporativa (ASG)

Ainda, a Eneva participa anualmente, desde 2021, do processo de resposta aos questionários do CDP Mudanças Climáticas e Segurança Hídrica, apresentando de forma detalhada informações relacionadas aos temas de gestão climática e hídrica no que concerne à governança, gestão de riscos e oportunidades, investimentos em iniciativas de mitigação, performance, engajamento com partes interessadas e processos de verificação independente. No último ciclo de resposta ao CDP, a Eneva apresentou a nota B no questionário de Mudanças Climáticas e de Segurança Hídrica. A classificação representa um nível de maturidade de gestão, com implementação de estratégias e desdobramento de ações.

Também, a Companhia compõe, desde 2023, a carteira do Índice de Sustentabilidade da B3 ("ISE B3"). Como parte do processo de seleção, as respostas aos questionários nas dimensões Capital Humano, Capital Social, Governança Corporativa e Alta Gestão, Meio Ambiente e Modelo de Negócio e Inovação ficam disponibilizadas publicamente para consulta de todas as partes interessadas.

Por fim, como signatária do Pacto Global da ONU, a Companhia apresenta a sua Comunicação de Progresso ("CoP"), que consiste em um compartilhamento de resultados anual sobre temas relacionados aos Objetivos de Desenvolvimento Sustentável ("ODS").

(b) a metodologia ou padrão seguidos na elaboração desse relatório ou documento

Para elaboração do Relato Integrado e Caderno de Indicadores ESG, a Companhia segue as recomendações das seguintes estruturas conceituais (*frameworks*):

- ***International Integrated Reporting Council ("IIRC")***, obedecendo seus princípios, diretrizes e recomendações de estrutura;
- ***Global Reporting Initiative ("GRI")***, com base na norma e incluindo indicadores específicos dos setores elétrico e de óleo e gás aplicáveis à Companhia;
- ***Task Force on Climate-related Financial Disclosures ("TCFD")***, do *Financial Stability Board*, com as recomendações de relato para a temática de mudanças climáticas;
- ***Sustainability Accounting Standards Board ("SASB")***, para os setores de Energia e Exploração e Produção (E&P) de Óleo e Gás natural.

A Companhia entende que utiliza os *frameworks* mais relevantes para publicação de suas informações ASG relacionados aos seus setores de atuação. O objetivo é que as informações disponibilizadas reflitam, por meio de indicadores-chave, os impactos econômicos, ambientais e sociais significativos ou que possam influenciar substantivamente as avaliações e decisões estratégicas e de suas partes interessadas.

Com relação ao inventário de emissões de gases de efeito estufa, a Companhia utiliza as metodologias e ferramenta fornecida pelo Programa Brasileiro *GHG Protocol*, além de utilizar metodologias e fatores específicos do *Intergovernmental Panel on Climate Change – IPCC 2006 - Guidelines for National GHG Inventories*, e do *Compendium of Greenhouse Gas Emissions Methodologies for The Natural Gas And Oil Industry 2021*.

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

Desde o Relatório de Sustentabilidade ano-base 2021, publicado em 2022, a Companhia conta com asseguarção por entidade independente. O trabalho de asseguarção limitada é conduzido de acordo com a NBC TO 300 por entidade independente e baseado em todos os aspectos relevantes de acordo com as normas da GRI, SASB para os setores elétricos e de E&P e da orientação OCPC 09 para Relato Integrado, correlatas com a Estrutura Conceitual Básica do Relato Integrado, elaborada pelo IIRC. A auditoria do Relatório de Sustentabilidade de 2021, bem como dos Relatos Integrados de 2022, 2023 e 2024, passaram por processo de auditoria independente. O mais recente, de 2024, teve como auditor a Grant Thornton Auditores Independentes Ltda.

Para ter acesso ao relatório de asseguarção limitada dos auditores independentes sobre as informações não financeiras constantes no Relato Integrado e Caderno de Indicadores ESG 2025, ano base 2024, acesse o capítulo "Declaração de verificação independente".

1.9 Informações ambientais sociais e de governança corporativa (ASG)

As informações relacionadas ao inventário de emissões de Gases de Efeito Estufa (GEE) da companhia também passam por processo de auditoria por empresa independente e especializada. A verificação do último inventário de emissões de GEE da Companhia foi realizada pela SGS, com escopo de verificação limitada e atendendo aos princípios da ISO 14064-1:2018, ISO 14064-3:2019 e Programa Brasileiro GHG *Protocol*. O modelo de Declaração de Verificação poderá ser revisado a qualquer tempo, e a versão atualizada estará disponível no website do Programa Brasileiro GHG Protocol.

(d) a página na rede mundial de computadores onde o relatório ou documento pode ser encontrado

Os relatórios publicados pela Companhia podem ser encontrados na seção de sustentabilidade do site da Companhia. Para acessar os últimos documentos publicados, assim como os documentos dos anos anteriores, clique em: <https://eneva.com.br/sustentabilidade/relato-integrado/>

Já o inventário de emissões de gases de efeito estufa de todas as operações ficam disponíveis através do Registro Público de Emissões do *GHG Protocol*. O acesso pode ser feito através do link: <https://registropublicodeemissoes.fgv.br/estatistica/estatistica-participantes/3327>.

(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 a Companhia

A Companhia divulga sua materialidade desde o primeiro relatório de sustentabilidade publicado em 2020, ano-base 2019.

A Eneva adotou o conceito de dupla materialidade em 2022, quando realizou um novo estudo para avaliar o impacto da atuação da Companhia sobre seu desempenho/impacto financeiro e os aspectos socioambientais, bem como a percepção de relevância de cada tema para seus *stakeholders*. O estudo leva em consideração e é revisado com a perspectiva de apoiar a execução do planejamento estratégico e a gestão de novos temas relevantes.

A materialidade foi desenvolvida com o apoio de uma empresa independente e especializada, com a participação de mais de 500 pessoas, incluindo *stakeholders* internos (Conselho de Administração, CEO, Diretoria Executiva, gestores, líderes de áreas-chave, especialistas internos e colaboradores) e externos (lideranças comunitárias, clientes, associações, organizações, órgãos reguladores, poder público, provedores de capital e acionistas, especialistas externos, fornecedores e prestadores de serviço). O processo de identificação dos temas materiais ocorreu em cinco fases: definição, identificação, priorização, análise e validação.

Desde 2023, a Companhia optou por apresentar sua materialidade entre temas materiais estratégicos e temas relevantes para a gestão e transparência. Dessa forma, é possível dar um melhor encaminhamento e enfoque para cada tema, de acordo com a sua relevância.

Os temas materiais estratégicos são aqueles que receberam maior relevância dos *stakeholders* internos e externos na materialidade. Por isso, devem ser trabalhados para estarem integrados aos atuais desafios estratégicos da Companhia com impactos, riscos, oportunidades e tendências identificados em sua visão de futuro, acompanhados por meio de métricas e metas, além de apresentarem um protagonismo por parte da Companhia na gestão dos temas elencados. Já os temas relevantes para gestão e transparência aparecem de forma moderada na matriz de relevância, mas ainda demandam que haja transparência de seus impactos e continuidade das ações já existentes com o acompanhamento de indicadores de gestão.

São temas materiais estratégicos os apresentados abaixo:

- Inovação e tecnologias sustentáveis;
- Gestão sustentável da cadeia de suprimentos;
- Gestão de riscos e emergências;

1.9 Informações ambientais sociais e de governança corporativa (ASG)

- Gestão de resíduos;
- Energia: eficiência energética, segurança da matriz energética;
- Poluição ambiental (água, ar e solo);
- Gerenciamento da Água: consumo e escassez;
- Impacto direto na biodiversidade;
- Adaptação e mitigação das mudanças climáticas; e
- Direitos econômicos, sociais e culturais das comunidades vizinhas.

São temas relevantes para gestão e transparência os apresentados abaixo:

- Gestão Responsável dos Recursos Naturais;
- Segurança Energética do País;
- Inovação e Tecnologia;
- Relações Governamentais e *Advocacy*;
- Gestão da Cadeia de Suprimentos; e
- Gestão de Emergência.

Para cada tema material são elencados indicadores de acordo com as principais metodologias de relato como *Global Reporting Initiative* ("GRI"), *Sustainability Accounting Standards Board* ("SASB") e *Task Force on Climate Related Financial Disclosures* ("TCFD"). As metodologias mencionadas apresentam indicadores quantitativos e qualitativos para toda a companhia, além de definir indicadores específicos setoriais de óleo e gás e geração de energia.

A Companhia divulga ainda, através do Relato Integrado, uma lista de indicadores-chave para gestão e transparência dos resultados da companhia, contemplando as seguintes informações:

- Número de funcionários (próprios e terceiros);
- Área de concessão para exploração e produção de hidrocarbonetos, em km²;
- Número de usinas termelétricas geradoras de energia em operação;
- Capacidade instalada total (em MW);
- Capacidade renovável instalada total (em MWac);
- Total de energia bruta gerada (em GWh);
- Receita Operacional Líquida;
- Lucro Líquido;
- EBITDA;
- Emissões diretas em geração de energia (em tCO₂e);
- Taxa de frequência de acidentes (Quantidade de acidentes x 1.000.000/homem-hora exposto ao risco); e
- Investimento total em Inovação, Pesquisa e Desenvolvimento ("P&D").

Os temas considerados materiais no contexto da Companhia são:

- Adaptação e mitigação das mudanças climáticas;
- Direitos econômicos, sociais e culturais das comunidades vizinhas;
- Energia - eficiência energética, segurança da matriz energética;
- Gerenciamento da Água - consumo e escassez;
- Gestão de Resíduos;
- Gestão de riscos e emergências;
- Gestão sustentável da cadeia de suprimentos;
- Impacto direto na biodiversidade;
- Inovação e tecnologias sustentáveis; e
- Poluição ambiental (água, ar e solo).

E os indicadores de reporte associados aos temas materiais são:

1.9 Informações ambientais sociais e de governança corporativa (ASG)

- **305-1:** Emissões diretas (Escopo 1) de gases de efeito estufa (GEE);
- **305-2:** Emissões indiretas (Escopo 2) de gases de efeito estufa (GEE) provenientes da aquisição de energia;
- **305-3:** Outras emissões indiretas (Escopo 3) de gases de efeito estufa (GEE);
- **305-4:** Intensidade de emissões de gases de efeito estufa (GEE);
- **305-5:** Redução de emissões de gases de efeito estufa (GEE);
- **302-1:** Consumo de energia dentro da organização;
- **302-3** Intensidade energética;
- **302-4:** Redução do consumo de energia;
- **EM-EP-110a.1:** Emissões globais brutas de Escopo 1, percentual de metano, percentual coberto por regulamentações de limitação de emissões;
- **EM-EP-110a.2:** Quantidade de emissões brutas globais de Escopo 1 de: (1) hidrocarbonetos queimados; (2) outras combustões; (3) emissões de processo; (4) outras emissões ventiladas; e (5) emissões fugitivas;
- **EM-EP-110a.3:** Discussão sobre estratégia ou plano de longo e curto prazo para gerenciar emissões de Escopo 1, metas de redução de emissões e uma análise de desempenho em relação a essas metas;
- **IF-EU-110a.1:** (1) Emissões globais brutas de Escopo 1, porcentagem coberta sob (2) regulamentações de limitação de emissões e (3) regulamentações de reporte de emissões;
- **IF-EU-110a.2:** Emissões de gases de efeito estufa (GEE) associadas às entregas de energia;
- **IF-EU-110a.3:** Discussão sobre estratégia ou plano de curto e longo prazo para gerenciar as emissões de Escopo 1, metas de redução de emissões e uma análise do desempenho em relação a essas metas;
- **201-2 :** Implicações financeiras e outros riscos e oportunidades decorrentes de mudanças climáticas;
- **12.2.4:** Descreva a abordagem da organização para o desenvolvimento de políticas públicas e lobby sobre mudanças climáticas;
- **413-1:** Operações com engajamento, avaliações de impacto e programas de desenvolvimento voltados à comunidade local;
- **413-2:** Operações com impactos negativos significativos reais ou potenciais nas comunidades locais;
- **202-1:** Proporção entre o salário mais baixo e salário-mínimo local, com discriminação por gênero;
- **202-2:** Proporção de membros da diretoria contratados na comunidade local;
- **203-1:** Investimentos em infraestrutura e apoio a serviços;
- **203-2:** Impactos econômicos indiretos significativos;
- **305-7:** Emissões de NOX, SOX e outras emissões atmosféricas significativas;
- **306-3:** Derramamentos significativos;
- **12.9.4:** Relate o número e o tipo de queixas de comunidades locais identificadas;
- **EM-EP-210b.1:** Discussão sobre o processo para gerenciar riscos e oportunidades associados aos direitos e interesses da comunidade;
- **EM-EP-210b.2:** (1) Número e (2) duração de atrasos não técnicos;
- **305-3:** Outras emissões indiretas (Escopo 3) de gases de efeito estufa (GEE);
- **302-1:** Consumo de energia dentro da organização;
- **302-2:** Consumo de energia fora da organização;
- **302-5:** Reduções nos requisitos energéticos de produtos e serviços;
- **EM-EP-420a.3:** Montante investido em energia renovável, receita gerada pela venda de energia renovável;
- **303-2:** Gestão de impactos relacionados ao descarte de água;
- **303-3:** Captação de água;
- **303-4:** Descarte de água;
- **303-5:** Consumo de água;
- **EM-EP-140a.1:** (1) Total de água extraída, (2) total de água consumida; porcentagem de cada em regiões com Alta ou Extremamente Alta Escassez Hídrica de Referência;
- **EM-EP-140a.2:** Volume de água produzida e água de retorno gerada; porcentagem (1) descarregada, (2) injetada, (3) reciclada; teor de hidrocarbonetos na água descarregada;
- **EM-EP-140a.3:** Porcentagem de poços fraturados hidráulicamente para os quais há divulgação pública de todos os produtos químicos utilizados no fluido de fraturamento;
- **IF-EU-140a.1:** (1) Total de água extraída, (2) total de água consumida; porcentagem de cada em regiões com Alta ou Extremamente Alta Escassez Hídrica de Referência;

1.9 Informações ambientais sociais e de governança corporativa (ASG)

- **IF-EU-140a.2:** Número de incidentes de não conformidade associados a licenças, normas e regulamentos de qualidade da água;
- **IF-EU-140a.3:** Descrição dos riscos da gestão da água e discussão de estratégias e práticas para mitigar esses riscos;
- **306-1:** Geração de resíduos e impactos significativos relacionados a resíduos;
- **306-2:** Gestão de impactos significativos relacionados a resíduos;
- **306-3:** Resíduos gerados;
- **306-4:** Resíduos não destinados para disposição final;
- **306-5:** Resíduos destinados para disposição final;
- **IF-EU-150a.1:** (1) Quantidade de produtos de combustão de carvão (CCPs) gerados, (2) percentagem reciclada;
- **403-1:** Sistema de gestão de saúde e segurança do trabalho;
- **403-2:** Identificação de periculosidade, avaliação de riscos e investigação de incidentes;
- **403-3:** Serviços de saúde do trabalho;
- **403-4:** Participação dos trabalhadores, consulta e comunicação aos trabalhadores referentes a saúde e segurança do trabalho;
- **403-5:** Capacitação de trabalhadores em saúde e segurança do trabalho;
- **403-6:** Promoção da saúde do trabalhador;
- **403-7:** Prevenção e mitigação de impactos de saúde e segurança do trabalho diretamente vinculados com relações de negócios;
- **403-8:** Trabalhadores cobertos por um sistema de gestão de saúde e segurança do trabalho;
- **403-9:** Acidentes de trabalho;
- **403-10:** Doenças profissionais;
- **12.13.3:** Relate o número de acidentes de segurança de processo no período de relato e descreva seus impactos;
- **11.7.4:** Encerramento e reabilitação;
- **11.7.5:** Liste as estruturas descomissionadas deixadas no local e descreva a justificativa para deixá-las no local;
- **11.7.6:** Relate o valor monetário total do provisionamento para encerramento e reabilitação realizados pela organização, incluindo monitoramento e controle pós-encerramento de unidades operacionais;
- **11.8.3:** Relate o número total de eventos de segurança de processo Nível 1 e Nível 2, e discrimine esse total por atividade de negócio;
- **EM-EP-320a.1:** (1) Taxa total de incidentes registráveis (TRIR), (2) taxa de mortalidade, (3) taxa de frequência de quase acidentes (NMFR) e (4) média de horas de treinamento em saúde, segurança e resposta a emergências para (a) funcionários diretos e (b) funcionários contratados;
- **EM-EP-320a.2:** Discussão sobre os sistemas de gestão utilizados para integrar uma cultura de segurança ao longo do ciclo de vida de exploração e produção;
- **EM-EP-540a.1:** Taxas de Eventos de Segurança de Processo (PSE) para Perda de Contenção Primária (LOPC) de maior consequência (Nível 1);
- **EM-EP-540a.2:** Descrição dos sistemas de gestão utilizados para identificar e mitigar riscos catastróficos e de cauda;
- **IF-EU-320a.1:** (1) Taxa total de incidentes registráveis (TRIR), (2) taxa de mortalidade e (3) taxa de frequência de quase acidentes (NMFR) para (a) funcionários diretos e (b) funcionários contratados;
- **308-1:** Novos fornecedores selecionados com base em critérios ambientais;
- **308-2:** Impactos ambientais negativos da cadeia de fornecedores e medidas tomadas;
- **414-1:** Novos fornecedores selecionados com base em critérios sociais;
- **414-2:** Impactos sociais negativos da cadeia de fornecedores e medidas tomadas;
- **204-1:** Proporção de gastos com fornecedores locais;
- **EM-EP-510a.2:** Descrição do sistema de gestão para prevenção de corrupção e suborno em toda a cadeia de valor;
- **EM-EP-530a.1:** Discussão de posições corporativas relacionadas a regulamentações governamentais ou propostas de políticas que abordem fatores ambientais e sociais que afetam o setor;
- **101-1:** Políticas para deter e reverter a perda de biodiversidade;

1.9 Informações ambientais sociais e de governança corporativa (ASG)

- **101-2:** Gestão de impactos na biodiversidade;
- **101-4:** Identificação de impactos na biodiversidade;
- **101-5:** Locais com impactos na biodiversidade;
- **101-6:** Fatores diretos de perda de biodiversidade;
- **101-7:** Mudanças no estado da biodiversidade;
- **101-8:** Serviços ecossistêmicos;
- **EM-EP-160a.1:** Descrição das políticas e práticas de gestão ambiental para locais ativos;
- **EM-EP-160a.2:** (1) Número e (2) volume agregado de derramamentos de hidrocarbonetos, (3) volume no Ártico, (4) volume com impacto nas linhas costeiras com classificações ESI8-10, e (5) volume recuperado;
- **EM-EP-160a.3:** Porcentagem de reservas (1) comprovadas e (2) prováveis em ou perto de locais com status de conservação protegido ou habitat de espécies ameaçadas;
- **303-1:** Interações com a água como um recurso compartilhado;
- **EM-EP-120a.1:** Emissões atmosféricas dos seguintes poluentes: (1) NOx (excluindo N2O), (2) SOx, (3) compostos orgânicos voláteis (COVs) e (4) material particulado (PM10);
- **IF-EU-120a.1:** Emissões atmosféricas dos seguintes poluentes: (1) NOx (excluindo N2O), (2) SOx, (3) material particulado (PM10), (4) chumbo (Pb) e (5) mercúrio (Hg); porcentagem de cada um em ou perto de áreas densamente povoadas;
- **205-1:** Operações avaliadas quanto a riscos relacionados à corrupção;
- **205-2:** Comunicação e capacitação em políticas e procedimentos de combate à corrupção;
- **205-3:** Casos confirmados de corrupção e medidas tomadas;
- **IF-EU-140a.1:** (1) Total de água retirada, (2) total de água consumida, porcentagem de cada um em regiões com estresse hídrico de linha de base alto ou extremamente alto;
- **411-1:** Casos de violação de direitos de povos indígenas;
- **413-1:** Operações com engajamento, avaliação de impacto e programas de desenvolvimento voltados à comunidade local;
- **413-2:** Operações com impactos negativos significativos reais ou potenciais nas comunidades locais;
- **408-1:** Operações e fornecedores com risco significativo de casos de trabalho infantil;
- **409-1:** Operações e fornecedores com risco significativo de casos de trabalho forçado ou análogo ao escravo;
- **EU8:** Atividade de pesquisa e desenvolvimento e despesas destinadas a fornecer energia elétrica confiável e Promoção do Desenvolvimento Sustentável;

(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 da Companhia

A Companhia é signatária do Pacto Global desde 2022, considerando assim os Objetivos de Desenvolvimento Sustentável ("ODS") da ONU na materialidade da Companhia, conforme divulgado no Relato Integrado.

Sendo assim, os temas materiais da Companhia que contribuem para ODS prioritários, são:

- **ODS 1** (Erradicação da pobreza) e **ODS 10** (Redução das desigualdades), por meio de investimentos sociais e programas de desenvolvimento;
- **ODS 3** (Saúde e bem-estar), garantindo segurança operacional e promoção da saúde dos colaboradores e comunidades;
- **ODS 6** (Água potável e saneamento), com gestão eficiente dos recursos hídricos e reuso de água;
- **ODS 7** (Energia limpa e acessível) e **ODS 13** (Ação contra a mudança global do clima), através da expansão do gás natural como combustível de transição e investimentos em eficiência energética;
- **ODS 8** (Trabalho decente e crescimento econômico) e **ODS 9** (Indústria, inovação e infraestrutura), fomentando geração de empregos, inovação tecnológica e infraestrutura energética;
- **ODS 11** (Cidades e comunidades sustentáveis), **ODS 12** (Consumo e produção responsáveis), **ODS 14** (Vida na água) e **ODS 15** (Vida terrestre), por meio de práticas responsáveis e preservação ambiental; e

1.9 Informações ambientais sociais e de governança corporativa (ASG)

- **ODS 16** (Paz, justiça e instituições eficazes) e **ODS 17** (Parcerias e meios de implementação), com governança ética e parcerias estratégicas.

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

A Companhia passou a divulgar desde 2023, em seu Relatório Integrado ano-base 2022 informações em linha com as recomendações do TCFD.

Desde 2023, a Companhia divulga anualmente seu Relato Integrado. A última edição publicada é o Relato Integrado 2026 (ano-base 2025), e todas as edições estão alinhadas às recomendações da TCFD.

Ainda, por intermédio de consultoria especializada, conduziu um trabalho de levantamento de riscos e oportunidades relacionados as mudanças climáticas. As etapas incluíram mapeamento e análise/modelagem qualitativa e quantitativa de riscos físicos, relacionados ao aumento da temperatura, à escassez hídrica e a eventos climáticos extremos; mapeamento qualitativo de riscos de transição – regulatórios, tecnológicos, de mercado e reputacionais; em linha com as recomendações da TCFD.

Como resultado, foi desenvolvida matriz de riscos físicos e de transição para os ativos da Companhia. Esses riscos foram incluídos na matriz de riscos corporativa e no processo geral de gestão de riscos. Este trabalho está sendo atualizado em 2026 para enquadramento do *report* IFRS S2, para mais informações, vide item 4.1 deste Formulário de Referência.

(h) se a Companhia 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 seu inventário de emissão de gases do efeito estufa ("GEE") desde 2017, sendo que desde 2021 respeitando todas as categorias aplicáveis e estabelecidas pelo Programa Brasileiro do *GHG Protocol*, considerando assim os escopos 1, 2 e 3.

Inclusive, a Companhia recebeu o selo Ouro no Programa Brasileiro *GHG Protocol*, que é responsável pela adaptação do método *GHG Protocol* ao contexto brasileiro e pelo desenvolvimento de ferramentas de cálculo para estimativas de emissões de GEEs. Tal reconhecimento evidencia o conhecimento dos gestores e demais colaboradores quanto ao perfil de suas emissões de GEE, com inventário acreditado por certificadora independente, e demonstra o comprometimento com a transparência dos impactos ambientais causados pela Companhia.

O inventário de GEEs da Companhia pode ser acessado pelo site do Registro Público de Emissões, através do link: <https://registropublicodeemissoes.fgv.br/estatistica/estatistica-participantes/3327>.

Outras informações também estão disponíveis no Relato Integrado e Cadernos de Indicadores ESG, além de ser possível observar, através do questionário do CDP, informações mais detalhadas sobre o tema no que tange à gestão da governança, riscos e oportunidades, metas e métricas e engajamento com a cadeia de valor.

(i) explicação da Companhia sobre as seguintes condutas, se for o caso:

(i) a não divulgação de informações ASG

Não aplicável, tendo em vista que a Companhia divulga informações ASG.

(ii) a não adoção de matriz de materialidade

1.9 Informações ambientais sociais e de governança corporativa (ASG)

Não aplicável, tendo em vista que a Companhia adota uma matriz de materialidade.

(iii) a não adoção de indicadores-chave de desempenho ASG

Não aplicável, tendo em vista que a Companhia divulga indicadores-chave de desempenho ASG.

(iv) a não realização de auditoria ou revisão sobre as informações ASG divulgadas

Não aplicável, tendo em vista que a Companhia realiza auditoria sobre as informações ASG divulgadas.

(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, tendo em vista que a Companhia considera ODS, bem como adota recomendações relacionadas a questões climáticas emanadas pela TCFD.

(vi) a não realização de inventários de emissão de gases do efeito estufa

Não aplicável, tendo em vista que a Companhia realiza inventários de emissão de GEEs.

1.10 Informações de sociedade de economia mista

1.10. INFORMAÇÕES DA SOCIEDADE DE ECONOMIA MISTA

(a) interesse público que justificou sua criação

Não aplicável, tendo em vista que a Companhia não é uma sociedade de economia mista.

(b) atuação da Companhia em atendimento às políticas públicas, incluindo metas de universalização

(i) os programas governamentais executados no exercício social anterior, os definidos para o exercício social em curso, e os previstos para os próximos exercícios sociais, critérios adotados pelo emissor para classificar essa atuação como sendo desenvolvida para atender ao interesse público indicado na letra “a”

Não aplicável, tendo em vista que a Companhia não é uma sociedade de economia mista.

(ii) quanto às políticas públicas acima referidas, investimentos realizados, custos incorridos e a origem dos recursos envolvidos – geração própria de caixa, repasse de verba pública e financiamento, incluindo as fontes de captação e condições

Não aplicável, tendo em vista que a Companhia não é uma sociedade de economia mista.

(iii) estimativa dos impactos das políticas públicas acima referidas no desempenho financeiro do emissor ou declaração de que não foi realizada análise do impacto financeiro das políticas públicas acima referidas

Não aplicável, tendo em vista 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, tendo em vista que a Companhia não é uma sociedade de economia mista.

1.11 Aquisição ou alienação de ativo relevante

1.11. AQUISIÇÃO OU ALIENAÇÃO DE ATIVO RELEVANTE

Não houve a aquisição ou a alienação, pela Companhia, de qualquer ativo relevante que não se enquadre como operação normal nos negócios da Companhia, no exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2025.

1.12 Operações societárias/Aumento ou redução de capital

1.12. OPERAÇÕES SOCIETÁRIAS/AUMENTO OU REDUÇÃO DE CAPITAL

Aumento de Capital Social

Em 21 de julho de 2025, o Conselho de Administração aprovou aumento do capital social da Companhia no valor de R\$ 1,00, dentro do limite de capital autorizado previsto no estatuto social, e a consequente emissão de 4.381.891 novas ações ordinárias em favor do Banco BTG Pactual S.A., em decorrência do exercício de Bônus de Subscrição – Antecipação, passando o capital social da Companhia a ser de R\$18.134.264.034,68, dividido em 1.936.973.658 ações ordinárias.

Em 20 de maio de 2026, o Conselho de Administração da Companhia aprovou um aumento de capital social no valor de R\$ 1.511.142,36, dentro do limite do capital autorizado, mediante a emissão de 55.859 novas ações ordinárias, em decorrência do exercício de opções de compra de ações outorgadas no âmbito do Quinto Plano de Opção de Compra ou Subscrição de Ações, aprovado pelo Conselho de Administração em 11 de fevereiro de 2021, no contexto do Programa de Opção de Compra ou Subscrição de Ações, aprovado na Assembleia Geral Extraordinária realizada em 02 de agosto de 2016, passando o capital da Companhia a ser de R\$ 18.135.775.177,04 dividido em 1.937.029.517 ações.

Todos os documentos mencionados acima estão disponíveis para consulta nos websites da Companhia (ri.eneva.com.br) e da CVM (rad.cvm.gov.br).

Operação Societária

Incorporações Térmicas ES

Em 25 de janeiro de 2025, foram concluídas as incorporações das seguintes subsidiárias da Companhia, (i) Linhares Brasil Energia Participações S.A.; (ii) Linhares Geração S.A. (em conjunto “Linhares”); (iii) Termelétrica Viana S.A.; e (iv) Povoação Energia S.A.; nos termos da Assembleia Geral Extraordinária, realizada em 09 de janeiro de 2025, após o cumprimento das condições suspensivas estabelecidas no Protocolo e Justificação de Incorporação.

Como a Companhia era titular, direta ou indiretamente, de 100% do capital social de tais sociedades, a implementação da incorporação não ocasionou o aumento de capital ou a emissão de novas ações da Companhia, tampouco qualquer alteração na sua composição acionária, inexistindo relação de troca de ações.

Todos os documentos mencionados acima estão disponíveis para consulta nos websites da Companhia (ri.eneva.com.br) e da CVM (rad.cvm.gov.br).

1.13 Acordos de acionistas

1.13. ACORDOS DE ACIONISTAS

Atualmente, não há Acordos de Acionistas vigentes que vinculem a Companhia e/ou suas ações.

Considerando o exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2025, a Companhia informa abaixo que já teve o seguinte acordo vigente:

Acordo de Acionistas em 25 de agosto de 2020, foi celebrado Acordo de Acionistas entre os acionistas: (i) Atmos Capital Gestão de Recursos Ltda. ("Atmos"); (ii) Dynamo Administração De Recursos Ltda. e Dynamo Internacional Gestão De Recursos Ltda. ("Dynamo"); e (iii) Velt Partners Investimentos Ltda. ("Velt"), com objetivo de criar um bloco harmônico e independente de acionistas, sem a intenção de formação de bloco de controle, determinando regras a serem observadas com relação ao exercício de direitos políticos e transferência de ações de emissão da Companhia de titularidade dos signatários do acordo ("Acordo de Acionistas").

Em 1º de setembro de 2023, foi celebrado o 4º Aditamento ao Acordo de Acionistas Fundos, com o objetivo apenas de atualizar os representantes e pessoas chaves descritas no documento.

Em 28 de março de 2025, foi celebrado instrumento de distrato ao Acordo de Acionistas. Desta forma, os fundos Dynamo, Atmos e Velt não mais se encontram vinculados, entre si ou com terceiros, por qualquer acordo de acionistas referente às ações de emissão da Eneva a partir desta data.

A íntegra do Acordo de Acionistas Fundos, seus aditamentos e demais documentos a eles relacionados podem ser encontrados na página da CVM (rad.cvm.gov.br), na categoria "Acordo de Acionistas", e no site de relações com investidores da Companhia (ri.eneva.com.br).

1.14 Alterações significativas na condução dos negócios

1.14. ALTERAÇÕES SIGNIFICATIVAS NA CONDUÇÃO DOS NEGÓCIOS

Não houve qualquer alteração significativa na forma de condução dos negócios da Companhia no exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2025.

1.15 Contratos relevantes celebrados pelo emissor e suas controladas**1.15. CONTRATOS RELEVANTES CELEBRADOS PELO EMISSOR E SUAS CONTROLADAS**

Não aplicável, tendo em vista que não houve celebração pela Companhia ou suas controladas de qualquer contrato relevante, que não seja diretamente relacionado com suas atividades operacionais, no exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2025.

1.16 Outras informações relevantes

1.16. OUTRAS INFORMAÇÕES RELEVANTES

Não há outras informações relevantes a serem informadas neste item.

2.1 Condições financeiras e patrimoniais

2.1. CONDIÇÕES FINANCEIRAS E PATRIMONIAIS

As informações financeiras contidas nos itens 2.1 a 2.11 do Formulário de Referência, são derivadas das demonstrações financeiras consolidadas auditadas da Eneva S.A. ("Companhia" ou "Eneva") relativas aos exercícios sociais encerrados em 31 de dezembro de 2025 e 2024, que foram elaboradas em conformidade com as práticas contábeis adotadas no Brasil, incluindo os pronunciamentos emitidos pelo Comitê de Pronunciamentos Contábeis ("CPC") e conforme as normas internacionais de relatório financeiro *International Financial Reporting Standards* ("IFRS"), emitidas pelo *International Accounting Standards Board* ("IASB"). Da mesma forma, a apresentação das informações financeiras está condizente com as normas expedidas pela Comissão de Valores Mobiliários ("CVM"), aplicáveis à elaboração das demonstrações financeiras. As práticas contábeis adotadas no Brasil compreendem aquelas previstas na legislação societária brasileira e os pronunciamentos, orientações e interpretações emitidas pelo CPC e aprovados pela CVM.

As informações constantes desta Seção 2 do Formulário de Referência devem ser lidas e analisadas em conjunto com as demonstrações financeiras consolidadas, referentes aos exercícios sociais encerrados em 31 de dezembro de 2025 e 2024 da Companhia, disponíveis no seu website (<http://www.eneva.com.br>) e no website da Comissão de Valores Mobiliários (<http://www.cvm.gov.br>).

A análise dos Diretores esclarecendo os resultados obtidos e as razões para a variação 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 Diretoria da Companhia não pode garantir que a situação financeira e os resultados obtidos no passado venham a se reproduzir no futuro.

Nesta seção, são apresentadas pela Administração da Companhia informações que se destinam a auxiliar investidores e partes interessadas no entendimento e análise das condições financeiras e patrimoniais da Companhia.

(a) comentários dos Diretores sobre as condições financeiras e patrimoniais gerais

Os Diretores da Companhia possuem os seguintes comentários sobre as condições financeiras e patrimoniais gerais da Companhia:

No exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2025, a Companhia apresentou uma receita operacional líquida de R\$ 18.416,1 milhões, representando um crescimento de R\$ 7.028,6 milhões ou 61,7%, em comparação aos R\$ 11.387,5 milhões no exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2024, resultado, substancialmente advindo das operações de geração das térmicas do ES, complementadas pelo início da operação da Parnaíba VI – Complexo Parnaíba, além do resultado da operação comercial de gás *off-grid* para clientes não conectados à rede. A Companhia apurou, no referido exercício, lucro líquido consolidado de R\$ 1.691,6 milhões, sendo de (i) R\$ 1.157,6 milhões atribuídos à Eneva, o qual foi destinado para compensar os prejuízos acumulados, até o exercício encerrado em 31 de dezembro de 2024, no montante de R\$ 677,2 milhões, além disso (ii) R\$ 24,0 milhões para a destinação de reserva legal e (iii) para a destinação de reservas de incentivos fiscais de R\$ 472,7 milhões. Após as devidas destinações do lucro líquido do exercício, o saldo dos prejuízos acumulados em 31 de dezembro de 2025 passou a ser R\$ 20,1 milhões e, dessa forma, a Companhia não destinou dividendos a pagar no exercício de 2025.

Em 31 de dezembro de 2025, os empréstimos, financiamentos e debêntures totalizavam R\$ 19.605,6 milhões, representando um aumento de R\$ 2.219,2 milhões em relação aos R\$ 17.386,4 milhões registrados em 31 de dezembro de 2024, em razão de novas captações, conforme detalhado mais abaixo, no item 2.1(d).

O índice de liquidez geral da Companhia, medido pela soma do ativo circulante e ativo não circulante realizável dividido pela soma do passivo circulante e do passivo não circulante é de 0,36 em 31 de dezembro de 2025.

Os Diretores acreditam que a Companhia apresenta planos e resultados consistentes, conforme divulgação dos resultados obtidos nos últimos exercícios sociais/períodos.

2.1 Condições financeiras e patrimoniais

Alterações no Capital Social

2025

Conforme Aviso aos Acionistas de 21 de julho de 2025, a Companhia realizou a emissão de 4.381.891 novas ações ordinárias da Eneva em favor do Banco BTG Pactual S.A., ao valor total de R\$ 1,00. Dessa forma, o capital social da Eneva passou de 1.932.591.767 ações para 1.936.973.658 ações ordinárias. O aumento foi decorrente do exercício do bônus de subscrição, no âmbito do acordo de associação que resultou na incorporação da Termelétrica Viana S.A., à época detentora das UTEs Viana e Viana I. A transação se deu no contexto do pagamento do *earn-out* relativo à antecipação da data de início do CRCAP 2021 da termelétrica Viana, conforme divulgado em 11 de julho de 2025, por meio de Comunicado ao Mercado.

2024

Em 14 de março de 2024, o Conselho de Administração da Eneva aprovou, dentro do limite de capital autorizado previsto no Estatuto Social, o aumento do capital social da Companhia no valor total de R\$ 1.552,1 milhões, mediante a emissão de 125.193 ações ordinárias, com a exclusão do direito de preferência para subscrição pelos demais acionistas, ao preço de emissão de R\$ 12,3977 por ação, no âmbito do Programa de Opção de Compra ou Subscrição de Ações aprovado em Assembleia Geral Extraordinária realizada em 2 de agosto de 2016.

Em 10 de outubro de 2024, o Conselho de Administração da Eneva aprovou, dentro do limite de capital autorizado previsto no Estatuto Social, o aumento do capital social, mediante a emissão de 228.571.429 ações ordinárias, nominativas, escriturais e sem valor nominal, livres e desembaraçadas de quaisquer ônus ou gravames, ao preço de emissão de R\$ 14,00 por ação, cujo lançamento ocorreu em 01 de outubro de 2024, resultante no montante total captado na Oferta Restrita de R\$ 3.200,0 milhões.

Em 30 de setembro de 2024, a Assembleia Geral Extraordinária da Eneva aprovou aumento de capital social, que foi posteriormente registrado em Reunião do Conselho de Administração da Companhia de 25 de outubro de 2024, no valor de R\$ 1.670.518.740,34, compreendendo a emissão, em favor do Banco BTG Pactual S.A., de 119.322.767 novas ações ordinárias e, em contrapartida, a Companhia adquiriu, via incorporação, Povoação e Tevisa, de maneira integral.

(b) comentários dos Diretores sobre a estrutura de capital

A Companhia adota, como padrão, o financiamento de seus projetos por meio de capital de terceiros e capital próprio, de forma complementar. No que se refere ao capital de terceiros, a Companhia prioriza o acesso ao mercado de capitais local, especialmente por meio da emissão de instrumentos de dívida incentivada, os quais podem financiar até 100% do valor dos projetos. De forma complementar, a Companhia também acessa bancos de fomento, com destaque para instituições regionais, utilizando estruturas de financiamento na modalidade de *Project Finance*.

O capital próprio destinado aos investimentos nos projetos tem, majoritariamente, como origem a geração de caixa proveniente de projetos maduros, caracterizados por previsibilidade de receitas fixas oriundas de contratos de venda de energia de longo prazo e receitas variáveis decorrente de despachos. Adicionalmente, quando necessário para suportar caixa e estratégia de crescimento, a Companhia possui acesso ao mercado institucional de capitais para captação de recursos de longo prazo.

Em 31 de dezembro de 2025, a estrutura de capital da Companhia era composta por 37,7% de capital próprio (patrimônio líquido) e 62,3% de capital de terceiros (passivo circulante e não circulante).

(em R\$ milhões, exceto %)	Em 31 de dezembro de	Em 31 de dezembro de
	2025	2024
Capital de terceiros (passivo circulante + passivo não circulante) (A)	35.434,1	32.556,0

2.1 Condições financeiras e patrimoniais

Capital próprio (patrimônio líquido) (B)	21.406,3	20.214,8
Capital total (A + B)	56.840,5	51.629,4
Percentual de capital de terceiros	62,3%	60,8%
Percentual de capital próprio	37,7%	39,2%

Em 31 de dezembro de 2025, o capital próprio consolidado da Companhia era de R\$ 21.406,3 milhões, enquanto as obrigações com terceiros (passivo circulante + passivo não circulante) totalizava R\$ 35.434,1 milhões, comparativamente aos R\$ 20.214,8 milhões e R\$ 32.556,0 milhões apurados em 31 de dezembro de 2024.

Em função de decisões estratégicas nos anos de 2024 e 2025, a Companhia mapeou cinco alavancas de valor, sendo elas: (i) energia para o *grid*; (ii) monetização do gás, (iii) soluções integradas de energia; (iv) acesso a reservas de gás competitivas; e (v) disciplina na alocação de capital. Com isso, a Companhia tem como desafios:

- Consolidar a expansão no Amazonas e executar o projeto azulão 950;
- Ampliar as reservas no Parnaíba e estender o ciclo de vida dos ativos;
- Desenvolver portfólio de Hubs de gás conectados à malha (*on-grid*);
- Expandir negócios de SSLNG e soluções de gás fora da malha (*off-grid*);
- Desenvolver novas oportunidades: comercialização de energia, biocombustíveis e a captura, utilização e armazenagem de CO₂ (CCUS); e
- Otimizar a estrutura de capital e construir uma organização ágil e adequada aos desafios.

(c) comentários dos Diretores em relação a capacidade de pagamento em relação aos compromissos financeiros assumidos

Os Diretores entendem que os projetos da Companhia apresentam capacidade de pagamento suficiente para arcar com todos os seus compromissos financeiros, visto que a Companhia possui contratos de geração de energia de longo prazo com parcelas fixas e variáveis, além de reservas de gás natural suficientes para suprir todo o período da concessão.

Parte substancial da energia elétrica gerada pelos referidos projetos é comercializada por meio de Contratos de Comercialização de Energia Elétrica no Ambiente Regulado (“CCEAR”), o que permite a geração de receita fixa para as controladas da Companhia, por até 25 anos (desde que as partes cumpram com as respectivas obrigações contratuais), além de parcela variável vinculada à quantidade de energia produzida, que é destinada à monetização da produção de gás - para os casos do Complexo Parnaíba e do Sistema Integrado Azulão-Jaguatirica.

Em 31 de dezembro de 2025 o saldo total de caixa e equivalentes de caixa e títulos e valores mobiliários circulante e não circulante da Companhia era de R\$ 2.650,9 milhões, frente aos R\$ 3.866,3 milhões em 31 de dezembro de 2024.

Em 31 de dezembro de 2025 e 2024, a parcela circulante dos empréstimos e financiamentos e debêntures consolidados pode ser resumida como segue:

Em R\$ milhões	Em 31 de dezembro de	
Mês de vencimento	2025	2024
Em até 3 meses	598,1	598,5
Entre 3 e 6 meses	57,4	264,5
Entre 6 e 9 meses	37,3	8,4
Entre 9 e 12 meses	550,3	491,5
Total	1.243,1	1.362,9

2.1 Condições financeiras e patrimoniais

As parcelas dos empréstimos e financiamentos e debêntures classificadas no passivo não circulante em 31 de dezembro de 2025 e 2024 apresentavam o seguinte cronograma de pagamento:

Em R\$ milhões	Em 31 de dezembro de	
Ano de vencimento	2025	2024
2026	-	908,6
2027	864,0	817,5
2028	1.303,1	1.284,9
2029	3.833,0	2.849,6
2030	2.663,2	2.481,6
2031 até o último vencimento	10.062,8	8.097,8
Depósitos vinculados	(409,0)	(423,6)
Total	18.367,1	15.987,4

A Companhia acredita que sua capacidade de honrar com o pagamento de suas obrigações financeiras de curto e longo prazo é evidenciada, dentre outros aspectos, pelos *ratings* de crédito atribuídos à Eneva e suas controladas em recentes emissões de dívida privadas por agências de *rating* especializadas.

Em 22 de outubro de 2024 a *Fitch Ratings* elevou o *rating* de crédito corporativo da Companhia de AA+(bra) para AAA(bra) em escala nacional, tendo reafirmado o melhor rating de sua escala novamente em 16 de outubro de 2025.

Em 8 de julho de 2025 a *Standard & Poors* – S&P – também reafirmou os *ratings* de crédito corporativos atribuídos à Companhia como brAAA em escala nacional.

(d) fontes de financiamento para capital de giro e para investimentos em ativos não-circulantes utilizadas

As fontes de recursos utilizadas pela Companhia no exercício encerrado em 31 de dezembro de 2025 foram as receitas obtidas por meio de empréstimos e financiamentos e emissão de valores mobiliários não conversíveis em ações de emissão da Companhia.

Dentre as operações mais relevantes relativas a empréstimos, financiamentos e debêntures ocorridas no exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2025, destaca-se:

- Em 07 de janeiro de 2025, a Companhia concluiu a 13ª emissão de debêntures simples, não conversíveis em ações, de espécie quirografária no valor de R\$ 838,1 milhões. Os recursos líquidos obtidos estão sendo destinados para quitação dos valores incorridos na realização da oferta de resgate antecipado facultativo total ou parcial das debêntures da 2ª série da 11ª emissão de debêntures da Companhia;
- Em 13 de janeiro de 2025, a Companhia concluiu a contratação do financiamento com o Banco do Nordeste do Brasil S.A. (“BNB”), no valor de R\$ 654,6 ao custo de IPCA + 3,4187% a.a., com prazo de vigência de 15 anos, incluindo 5 anos de carência de principal e vencimento final em 15 de janeiro de 2040, considerando também um bônus de adimplência contratual, para investimento no âmbito do projeto SSLNG.
- Em 27 de agosto de 2025, a Companhia emitiu cédula de crédito bancário no valor de R\$500,0 milhões em favor do Banco da Amazônia S.A. (“BASA”) através de sua investida direta Sparta 300 SPE S.A., com o objetivo

2.1 Condições financeiras e patrimoniais

de financiamento da construção e implantação da UTE Azulão II e da UTE Azulão IV, parte do escopo do projeto Azulão 950.

Para mais informações sobre as debêntures, vide itens 12.3 e 12.9 deste Formulário de Referência.

(e) fontes de financiamento para capital de giro e para investimentos em ativos não-circulantes que pretende utilizar para cobertura de deficiências de liquidez

A Companhia tem como principal fonte de financiamento para capital de giro e investimentos em ativos não circulantes a participação de financiamento de bancos de fomento a juros subsidiados e prazos de amortização longos e sua própria geração de caixa operacional. Adicionalmente, a Companhia monitora constantemente o mercado, podendo avaliar alternativas complementares de captação de recursos de terceiros, provenientes de empréstimos bancários junto às instituições financeiras de primeira linha, financiamentos junto a agências de fomento e/ou por meio de instrumentos financeiros junto ao mercado de capitais, tanto local como exterior, quando necessário.

(f) níveis de endividamento e as características de tais dívidas

(i) contratos de empréstimo e financiamento relevantes

Em 31 de dezembro de 2025, a composição consolidada dos empréstimos e financiamentos e debêntures da Companhia e suas controladas junto a instituições financeiras está demonstrada a seguir:

Empréstimos e financiamentos						Em 31 de dezembro de 2025			
Empresa	Credor	Moeda	Taxas de juros	Taxas efetivas	Vencimento	Custo de captação a apropriar	Principal	Juros	Total
Azulão	BASA SubCrédito A,BeC	R\$	IPCA+ 1,50% ¹	6,81%	16/06/36	(8.232)	721.339	1.231	714.338
Azulão	FDA	R\$	IPCA+ 2,34%	8,32%	01/06/36	(1.666)	179.937	601	178.872
Azulão I	FDA	R\$	IPCA+ 3,21%	9,30%	01/01/41 ²	-	449.705	19.220	468.925
Azulão I	BASA	R\$	IPCA+ 4,34%	12,56%	15/01/41 ²	-	400.000	1.680	401.680
Eneva	FINEP	R\$	TJLP + 3,00%	10,33%	17/03/25	-	-	-	-
Eneva	FINEP	R\$	TJLP + 1,00%	8,38%	15/12/28	(51)	12.325	37	12.311
Eneva	LBBW	EUR	EURIBOR + 0,80%	6,13%	30/06/34	-	115.614	1.417	117.031
Eneva	BNB	R\$	IPCA + 4,02%	7,63%	15/01/40	-	654.592	12.199	666.791
GNLBrasil	BNB	R\$	IPCA + 3,37%	10,10%	15/06/34 ³	(181)	88.743	344	88.906
GNLBrasil	Bradesco	R\$	PRÉ + 13,05%	13,05%	30/01/27	-	1.262	5	1.267
Linhares	Itaú	R\$	IPCA + 4,90%	13,78%	31/05/25	-	-	-	-
Parnaíba II	FDNE	R\$	IPCA + 3,38%	6,59%	01/07/41	(3.552)	274.180	62.185	332.813
PGC	BNB	R\$	IPCA + 1,94%	7,39%	15/07/36	(4.117)	771.157	268.905	1.035.945
Sparta 300	FDA	R\$	IPCA + 3,68%	13,84%	01/07/42 ²	-	905.673	46.183	951.856
Sparta 300	BASA	R\$	IPCA + 6,03%	12,32%	15/06/42 ²	-	500.000	2.455	502.455
SPE Futura 3	BNB	R\$	IPCA + 2,04%	6,46%	15/07/45	-	175.408	6.322	181.730

2.1 Condições financeiras e patrimoniais

SPE Futura 4	BNB	R\$	IPCA + 3,49%	9,17%	15/08/46	(1.186)	289.983	38.454	327.251
SPE Futura 5	BNB	R\$	IPCA + 2,04%	7,82%	15/07/45	-	140.824	5.075	145.899
SPE Futura 6	BNB	R\$	IPCA + 2,04%	7,82%	15/07/45	-	94.198	3.395	97.593
Tevisa	Itaú	R\$	PRÉ + 12,23%	12,24%	31/03/25	-	-	-	-
Tevisa	ABC	R\$	PRÉ + 12,23%	12,23%	31/03/25	-	-	-	-
Tevisa	Santander	R\$	PRÉ + 12,68%	12,69%	31/05/25	-	-	-	-
						(18.985)	5.774.940	469.708	6.225.663

1 - Considera o spread médio ponderado dos desembolsos atrelados ao respectivo contrato de financiamento.

2 - Os juros desses empréstimos são capitalizados no ativo imobilizado.

3 - Considera a data do último vencimento dentre os desembolsos/subcréditos do respectivo financiamento.

Empréstimos e Financiamentos						Em 31 de dezembro de 2025			
Empresa	Credor	Moeda	Taxas de juros	Taxas efetivas	Vencimento	Custo de captação a apropriar	Principal	Juros	Total
Depósitos vinculados						-	(409.048)	-	(409.048)
Saldo líquido de empréstimos e financiamentos						(18.985)	5.365.892	469.708	5.816.615
Circulante						(3.083)	197.762	308.527	530.206
Não circulante						(15.902)	5.168.130	161.181	5.313.409

Debêntures						Em 31 de dezembro de 2025			
Empresa	Credor	Moeda	Taxas de juros	Taxas efetivas	Vencimento	Custo de captação a apropriar	Principal	Juros	Total
Parnaíba II	3ª emissão - 3ª série	R\$	CDI + 1,76%	15,46%	02/10/26	(108)	180.000	7.058	186.950
Eneva	2ª emissão - 3ª série	R\$	IPCA + 5,05%	9,51%	15/05/29	(1.493)	709.346	4.169	712.022
Eneva	3ª emissão - 1ª série	R\$	IPCA + 4,23%	8,46%	15/12/27 ¹	(2.261)	607.616	1.099	606.454
Eneva	5ª emissão - 1ª série	R\$	IPCA + 5,50%	10,10%	15/06/30 ¹	(10.228)	903.519	2.114	895.405
Eneva	6ª emissão - 1ª série	R\$	IPCA + 4,13%	8,22%	15/09/30 ¹	(7.077)	514.468	6.230	513.621
Eneva	6ª emissão - 2ª série	R\$	IPCA + 4,50%	9,39%	15/09/35	(16.183)	789.544	10.419	783.780
Eneva	8ª emissão - 1ª série	R\$	IPCA + 6,53%	10,91%	15/07/32	(13.780)	823.067	24.940	834.227
Eneva	8ª emissão - 2ª série	R\$	IPCA + 6,59%	11,65%	15/07/37	(10.235)	540.137	16.524	546.426
Eneva	8ª emissão - 3ª série	R\$	CDI + 1,70%	14,63%	15/07/29	(6.749)	500.000	38.160	531.411

2.1 Condições financeiras e patrimoniais

Eneva	8ª emissão - 4ª série	R\$	CDI + 2,00%	15,19%	15/07/32	(6.202)	350.000	27.236	371.034
Eneva	9ª emissão - 1ª série	R\$	IPCA + 6,90%	11,30%	15/09/32	(34.006)	873.789	17.525	857.308
Eneva	9ª emissão - 2ª série	R\$	IPCA + 7,00%	12,07%	15/09/37	(26.074)	659.682	13.418	647.026
Eneva	9ª emissão - 3ª série	R\$	IPCA + 7,15%	12,60%	15/09/42	(28.549)	665.468	13.819	650.738
Eneva	10ª emissão - 1ª série	R\$	IPCA + 6,56%	11,58%	15/04/34 ¹	(13.962)	678.891	9.139	674.068
Eneva	10ª emissão - 2ª série	R\$	IPCA + 6,67%	12,01%	15/04/39 ¹	(20.633)	929.010	12.709	921.086
Eneva	10ª emissão - 3ª série	R\$	CDI + 1,00%	13,84%	15/04/29	(12.488)	692.449	22.019	701.980
Eneva	10ª emissão - 4ª série	R\$	CDI + 1,15%	14,17%	15/04/31	(6.190)	307.548	9.879	311.237
Eneva	11ª emissão - 2ª série	R\$	CDI + 2,50%	16,27%	15/09/28	(69.368)	180.389	8.682	119.703
Eneva	11ª emissão - 3ª série	R\$	IPCA + 7,49%	12,62%	15/09/30	(52.560)	1.986.911	43.197	1.977.548
Eneva	13ª emissão – série única	R\$	CDI + 0,90%	13,79%	15/12/29	(282)	838.072	5.426	843.216
GNL	1ª emissão - 1ª série	R\$	CDI + 1,00%	14,00%	15/09/29	(589)	100.000	4.530	103.941
						(339.017)	13.829.906	298.292	13.789.181

1 - Os juros dessas debêntures são capitalizados no ativo imobilizado.

Debêntures						Em 31 de dezembro de 2025			
Empresa	Credor	Moeda	Taxas de juros	Taxas efetivas	Vencimento	Custo de captação a apropriar	Principal	Juros	Total
Depósitos vinculados						-	3	-	3
Saldo líquido de Debêntures						(339.017)	13.829.909	298.292	13.789.184
Circulante						(74.161)	554.445	298.292	778.576
Não circulante						(264.856)	13.275.464	-	13.010.608

Ressalta-se que a Companhia, quando garantidora dos financiamentos e empréstimos de suas controladas, obriga-se a: (i) submeter à aprovação do respectivo credor propostas de matérias que não estejam excetuadas em contrato concernentes à oneração, a qualquer título, de ação de sua propriedade, de emissão da respectiva controlada, à venda, aquisição, incorporação, fusão, cisão de ativos ou outro ato que importe ou possa vir a importar em modificações na atual configuração da controlada ou em transferência do controle acionário da controlada, ou em alteração da sua qualidade de acionista controlador da controlada, nos termos do artigo 116 da Lei nº 6.404, de 15 de dezembro de 1976, conforme alterada; (ii) não reduzir o capital social da respectiva

2.1 Condições financeiras e patrimoniais

controlada, bem como não fazer amortização, resgate ou conversão de ações de emissão da controlada, sem a prévia e expressa anuência do respectivo credor.

As controladas da Companhia, na qualidade de devedoras dos financiamentos e empréstimos para determinados projetos, obrigaram-se a: (i) não assumir novas dívidas, exceção feita a empréstimos para atender aos negócios de gestão ordinária da controlada ou com a finalidade de mera reposição ou substituição de material ou que ultrapassem os limites dos índices de alavancagem contratuais; (ii) não celebrar mútuos com a Companhia ou seus acionistas, desde que em hipóteses permitidas; (iii) não constituir penhor ou gravame sobre os direitos creditórios dados em garantia ao respectivo credor; (iv) não distribuir dividendos e/ou juros sobre capital próprio cujo valor, isoladamente ou em conjunto, seja superior ao valor mínimo obrigatório por lei, desde que adimplente com as obrigações contratuais; e (v) guardar e conservar os bens dados em garantia, de acordo com o disposto nos incisos I e II do artigo 1.363 do Código Civil, responsabilizando-se civilmente pelo eventual descumprimento dessas obrigações.

Por fim, seguem abaixo informações adicionais sobre os principais financiamentos, empréstimos e debêntures da Companhia e de suas controladas vigentes e com saldo devedor em aberto em 31 de dezembro de 2025:

1. Eneva S.A.

- *Financiamento – FINEP*

Em 10 dezembro de 2018, foi firmado com a FINEP um contrato no montante de R\$ 36,5 milhões pela PGN destinados ao financiamento do seu Plano Estratégico de Inovação. O contrato, cuja amortização teve início em dezembro de 2020, foi estruturado em 97 parcelas mensais e sucessivas, com juros incidentes sobre o principal da dívida calculados pela TJLP acrescida de 1% ao ano a serem pagos mensalmente durante todo o período de vigência, o qual se estende até 15/12/2028. Em garantia a este financiamento foi apresentado seguro garantia.

No ano de 2018, em Ata da Reunião do Conselho de Administração, foi aprovada a incorporação da PGN pela Eneva S.A., a partir desse momento, o financiamento ficou registrado em nome da própria Companhia.

Em 31 de dezembro de 2025, o saldo devedor junto à FINEP, referente ao contrato vigente, era de R\$ 12,4 milhões.

- *Debêntures – 2ª emissão*

Em 15 de maio de 2019, a Eneva realizou sua 2ª emissão de debêntures, no valor de R\$ 2,0 bilhões, em três séries, *clean*, e com o *rating* da emissão brAAA atribuído pela *Standard & Poor's* ("S&P") em 29 de abril de 2019 ("2ª Emissão Debêntures Eneva"). Os recursos oriundos da 1ª e 2ª séries, no montante de R\$ 750,0 milhões, cada, foram destinados à quitação integral do saldo remanescente dos credores quirografários do Plano de Recuperação Judicial da Companhia. Os recursos da 3ª série, no montante de R\$ 500,0 milhões, foram destinados ao pagamento ou reembolso de gastos e despesas relacionados ao projeto de implantação da Central Geradora Termelétrica 5A e 5B, (em conjunto, "UTE Parnaíba V"). À época, o então projeto de Parnaíba V, atual UTE Parnaíba V, 100% operacional, foi enquadrado como prioritário pelo MME, conforme a Lei nº 12.431 e o Decreto nº 8.874, de 11 de outubro de 2016 ("Decreto 8.874"), posteriormente revogado pelo Decreto nº 11.964, de 26 de março de 2024 ("Decreto 11.964"), e as debêntures da 3ª série representam o percentual estimado na data de emissão de 38,46% dos investimentos para a construção da UTE Parnaíba V.

As três séries da 2ª Emissão Debêntures Eneva possuem as seguintes características:

(i) a 1ª Série possuía prazo de 60 meses, com vencimento em 15 de maio de 2024 e sendo integralmente liquidada na data do vencimento; (ii) a 2ª Série possuía prazo de 96 meses contados da data de emissão, com vencimento, portanto, em 15 de maio de 2027 e com remuneração de CDI + 1,45% ao ano. A amortização ocorreria em três parcelas anuais e consecutivas, sendo o primeiro pagamento previsto para ocorrer em 15 de maio de 2025, com juros remuneratórios a serem pagos semestralmente, contados a partir da data de emissão, no dia 15 dos meses de maio e novembro de cada ano. Entretanto, a série foi integralmente liquidada de forma

2.1 Condições financeiras e patrimoniais

antecipada em 16 de maio de 2024; e (iii) a 3ª Série possui prazo de 120 meses contados da data de emissão, com vencimento, portanto, em 15 de maio de 2029 e com remuneração de IPCA + 5,05% ao ano, amortização em 3 parcelas anuais e consecutivas, sendo o primeiro pagamento em 15 de maio de 2027 e juros remuneratórios a serem pagos semestralmente, contados a partir da data de emissão, no dia 15 dos meses de maio e novembro de cada ano. Na data de 17 de novembro de 2022, a Companhia realizou uma Assembleia Geral de Debenturistas em que foi deliberada a alteração da taxa a partir do dia 16 de maio de 2023 até o vencimento da 1ª série para CDI + 1,15% ao ano. Na data de 20 de outubro de 2022, a Companhia realizou uma nova Assembleia Geral de Debenturistas, em que foi deliberada a alteração da taxa a partir do dia 16 de novembro de 2022 até o vencimento da 2ª série para CDI + 1,80% ao ano.

Dentre outras obrigações da emissão estabelecidas na escritura da 2ª Emissão Debêntures Eneva, a Companhia se obriga, à manutenção do *Covenant* Dívida Líquida/EBITDA igual ou inferior a 4,5x.

Em 16 de maio de 2024, a Companhia realizou o resgate antecipado facultativo das debêntures da 2ª Série mediante o pagamento do saldo do Valor Nominal Unitário das Debêntures da 2ª Série, acrescido: (i) dos juros remuneratórios da 2ª Série, calculada *pro rata temporis* desde a data de pagamento dos juros remuneratórios da 2ª Série imediatamente anterior, até 16 de maio de 2024; e (ii) do PU prêmio(A).

Em 31 de dezembro de 2025, o saldo referente a essas debêntures era de R\$ 712,0 milhões.

- Debêntures – 3ª emissão

Em 15 de dezembro de 2019, a Eneva realizou a sua 3ª emissão de debêntures, no valor de R\$ 650,0 milhões, em série única, *clean*, e com o *rating* da emissão brAAA atribuído pela S&P em 21 de janeiro de 2020. Os recursos líquidos oriundos da emissão destinaram-se para investimentos, pagamento futuro ou reembolso de gastos, despesas ou dívidas que tenham ocorrido em período igual ou inferior a 24 meses relacionados à execução do Projeto Parque dos Gaviões, na Bacia do Parnaíba, enquadrado como prioritário na forma da Lei 12.431, de 4 de junho de 2011, conforme alterada de tempos em tempos ("Lei 12.431"), foi objeto da Portaria n.º 327, de 21 de agosto de 2019, publicada no Diário Oficial da União em 23 de agosto de 2019, emitida pelo MME.

A emissão possui a seguinte característica: prazo de 8 anos contados da data de emissão, com vencimento, portanto, em 15 de dezembro de 2027, com remuneração de IPCA + 4,2259% ao ano, amortização anual a partir de 2025 e juros remuneratórios a serem pagos semestralmente, contados a partir da Data de Emissão, no dia 15 dos meses de junho e dezembro de cada ano.

Dentre outras obrigações da emissão estabelecidas na respectiva escritura, a Eneva se obriga, à manutenção do *covenant* Dívida Líquida/EBITDA igual ou inferior a 4,5x.

Em 31 de dezembro de 2025 o saldo referente a essas debêntures era de R\$ 606,5 milhões.

- Debêntures – 5ª emissão

Em 15 de junho de 2020, a Eneva realizou a sua 5ª emissão de debêntures, no valor de R\$ 650,0 milhões, em série única, sem garantias reais, e com o *rating* da emissão brAAA atribuído pela S&P em 25 de junho de 2020 ("5ª Emissão Debêntures Eneva"). Os recursos líquidos oriundos da emissão destinam-se para investimentos, pagamento futuro ou reembolso de gastos, despesas ou dívidas que tenham ocorrido em período igual ou inferior a 24 meses relacionados à execução do Projeto Parque dos Gaviões, na Bacia do Parnaíba, enquadrado como prioritário na forma da Lei 12.431, foi objeto da Portaria nº 327, de 21 de agosto de 2019, publicada no Diário Oficial da União em 23 de agosto de 2019, emitida pelo MME.

A 5ª Emissão Debêntures Eneva possui a seguinte característica: prazo de 10 anos contados da data de emissão, com vencimento, portanto, em 15 de junho de 2030, com remuneração de IPCA + 5,50% ao ano, amortização anual a partir de 2028 e juros remuneratórios a serem pagos semestralmente, contados a partir da data de emissão, no dia 15 dos meses de junho e dezembro de cada ano.

2.1 Condições financeiras e patrimoniais

Dentre outras obrigações da emissão estabelecidas na Escritura, a Companhia se obriga, à manutenção do *Covenant* Dívida Líquida/EBITDA igual ou inferior a 4,5x.

Em 31 de dezembro de 2025, o saldo referente a essas debêntures era de R\$ 895,4 milhões.

- *Debêntures – 6ª emissão*

Em 15 de setembro de 2020, a Eneva realizou a sua 6ª emissão de debêntures, no valor de R\$ 947,9 milhões, em duas séries, sem garantias reais, e com o rating da emissão brAAA atribuído pela S&P em 24 de agosto de 2020 ("6ª Emissão Debêntures Eneva"). Os recursos líquidos obtidos pela Companhia por meio da colocação das debêntures da 1ª Série serão utilizados até a data de vencimento da 1ª Série (conforme definido na escritura da 6ª Emissão Debêntures Eneva) para investimentos e pagamentos futuros relativos à execução do Projeto Parque dos Gaviões, o qual foi enquadrado pelo MME como prioritário, nos termos da Lei 12.431 e do antigo Decreto 8.874, conforme revogado pelo Decreto 11.964, por meio da Portaria do MME do Projeto Parque dos Gaviões.

Os recursos líquidos obtidos pela Companhia por meio da colocação das debêntures da segunda série serão utilizados até a data de vencimento da 2ª Série (conforme definido na escritura da 6ª Emissão Debêntures Eneva) para (i) reembolso de gastos, despesas e/ou dívidas, que tenham ocorrido em período igual ou inferior a 24 meses da data de encerramento da oferta, e (ii) investimentos e pagamentos futuros, sendo ambos os itens (i) e (ii) relativos à execução do Projeto Parnaíba VI e do Projeto UTE Jaguatirica II, os quais foram enquadrados pelo MME como prioritários, nos termos da Lei 12.431 e do antigo Decreto 8.874, conforme revogado pelo Decreto 11.964, por meio da Portaria do MME Parnaíba VI e da Portaria do MME UTE Jaguatirica II.

A 1ª Série da 6ª Emissão Debêntures Eneva possui prazo de 10 anos contados da data de emissão, com vencimento, portanto, em 15 de setembro de 2030, com remuneração de IPCA + 4,127% ao ano, amortização anual a partir de 2028 e juros remuneratórios a serem pagos semestralmente, contados a partir da data de emissão, no dia 15 dos meses de junho e dezembro de cada ano.

A 2ª Série da 6ª Emissão Debêntures Eneva possui prazo de 15 anos contados da data de emissão, com vencimento, portanto, em 15 de setembro de 2035, com remuneração de IPCA + 4,5034% ao ano, amortização anual a partir de 2033 e juros remuneratórios a serem pagos semestralmente, contados a partir da data de emissão, no dia 15 dos meses de março e setembro de cada ano.

Dentre outras obrigações da emissão estabelecidas na escritura da 6ª Emissão Debêntures Eneva, a Companhia se obriga, à manutenção do *Covenant* Dívida Líquida/EBITDA igual ou inferior a 4,5x.

Em 31 de dezembro de 2025, o saldo referente a essas debêntures era de R\$ 1.297,4 milhões.

- *Debêntures – 8ª emissão*

Em julho de 2022, a Eneva realizou sua 8ª emissão de debêntures, no valor de R\$2,04 bilhões, em quatro séries ("8ª Emissão Debêntures Eneva"). Os recursos líquidos obtidos pela Companhia por meio da colocação das debêntures foram assim distribuídos: (a) da 1ª e 2ª Séries estão sendo/foram utilizados até a respectiva data de vencimento para (i) o reembolso de despesas incorridas pela Companhia com mútuos celebrados com as sociedades de propósito específico ("SPEs") do Projeto Itaqui e do Projeto Pecém II, para pré-pagamento de financiamentos firmados com o Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social ("BNDES") e com o Banco do Nordeste do Brasil S.A. ("BNB"); e (ii) o reembolso de gastos, despesas e/ou amortização de financiamentos relacionados à exploração do Projeto Parnaíba VI e do Projeto UTE Jaguatirica II; e (b) da 3ª e da 4ª Séries estão sendo/foram utilizados até a respectiva data de vencimento para atender aos negócios de gestão ordinária da Companhia.

A 1ª Série da 8ª Emissão Debêntures Eneva possui prazo de 10 anos contados da data de emissão, vencendo-se, portanto, em 15 de julho de 2032, com remuneração de IPCA + 6,5254% ao ano, amortização anual a partir de 2030 e juros remuneratórios a serem pagos semestralmente, contados a partir da Data de Emissão, no dia 15 dos meses de janeiro e julho de cada ano.

2.1 Condições financeiras e patrimoniais

A 2ª Série da 8ª Emissão Debêntures Eneva possui prazo de 15 anos contados da data de emissão, com vencimento, portanto, em 15 de julho de 2037, com remuneração de IPCA + 6,5891% ao ano, amortização anual a partir de 2035 e juros remuneratórios a serem pagos semestralmente, contados a partir da Data de Emissão, no dia 15 dos meses de janeiro e julho de cada ano.

A 3ª Série da 8ª Emissão Debêntures Eneva possui prazo de 7 anos contados da data de emissão, com vencimento, portanto, em 15 de julho de 2029, com remuneração de CDI + 1,70% ao ano, amortização anual a partir de 2028 e juros remuneratórios a serem pagos semestralmente, contados a partir da Data de Emissão, no dia 15 dos meses de janeiro e julho de cada ano.

A 4ª Série da 8ª Emissão Debêntures Eneva possui prazo de 10 anos contados da data de emissão, com vencimento, portanto, em 15 de julho de 2032, com remuneração de CDI + 2,0% ao ano, amortização anual a partir de 2030 e juros remuneratórios a serem pagos semestralmente, contados a partir da Data de Emissão, no dia 15 dos meses de janeiro e julho de cada ano.

Dentre outras obrigações da emissão estabelecidas na escritura, a Companhia se obriga, à manutenção do *Covenant* Dívida Líquida/EBITDA igual ou inferior a 4,5x.

Em 31 de dezembro de 2025, o saldo referente a essas debêntures era de R\$ 2.283,1 milhões.

- *Debêntures – 9ª emissão*

Em setembro de 2022, a Eneva realizou sua 9ª emissão de debêntures, no valor de R\$ 1.900,0 milhões, em três séries ("9ª Emissão Debêntures Eneva"). Os recursos líquidos obtidos estão sendo destinados para (i) o reembolso de gastos, despesas e/ou amortização de financiamentos, bem como o custeio de gastos e despesas a serem incorridos relacionados, à época à exploração do então Projeto Futura 1, atualmente Complexo Solar Futura 1, 100% operacional; (ii) o reembolso de gastos, despesas e/ou amortização de financiamentos, bem como o custeio de gastos e despesas a serem incorridos relacionados, à época, à ampliação, via fechamento de ciclo, do então Projeto Parnaíba VI, atualmente UTE Parnaíba VI, em operação comercial; e (iii) o reembolso de gastos, despesas e/ou amortização de financiamentos, bem como o custeio de gastos e despesas a serem incorridos relacionados, à época, ao então Projeto UTE Jaguatirica II, atualmente UTE Jaguatirica II, 100% operacional, todos considerados na ocasião como prioritários pelo MME.

A 1ª Série da 9ª Emissão Debêntures Eneva possui prazo de 10 anos contados da data de emissão, vencendo-se, portanto, em 15 de setembro de 2032, com remuneração de IPCA + 6,90% ao ano, amortização anual a partir de 2030 e juros remuneratórios a serem pagos semestralmente, contados a partir da Data de Emissão, no dia 15 dos meses de março e setembro de cada ano.

A 2ª Série da 9ª Emissão Debêntures Eneva possui prazo de 15 anos contados da data de emissão, vencendo-se, portanto, em 15 de setembro de 2037, com remuneração de IPCA + 7,00% ao ano, amortização anual a partir de 2035 e juros remuneratórios a serem pagos semestralmente, contados a partir da Data de Emissão, no dia 15 dos meses de março e setembro de cada ano.

A 3ª Série da 9ª Emissão Debêntures Eneva possui prazo de 20 anos contados da data de emissão, vencendo-se, portanto, em 15 de setembro de 2042, com remuneração de IPCA + 7,15% ao ano, amortização única no vencimento e juros remuneratórios a serem pagos semestralmente, contados a partir da Data de Emissão, no dia 15 dos meses de março e setembro de cada ano.

Dentre outras obrigações da emissão estabelecidas na escritura, a Companhia se obriga, à manutenção do *Covenant* Dívida Líquida/EBITDA igual ou inferior a 4,5x.

Em 31 de dezembro de 2025, o saldo referente a essas debêntures era de R\$ 2.155,1 milhões.

- *Debêntures – 10ª emissão*

2.1 Condições financeiras e patrimoniais

Em maio de 2024, a Eneva realizou sua 10ª emissão de debêntures, no valor total de R\$ 2.500,0 milhões, em quatro séries ("10ª Emissão Debêntures Eneva"). A 10ª Emissão Debêntures Eneva não conta com nenhum tipo de garantia.

Os recursos líquidos obtidos estão sendo/foram destinados para (i) o reembolso de gastos e despesas pela capitalização de subsidiárias do Complexo Solar Futura 1, 100% operacional; e (ii) o reembolso de gastos e despesas, custeio de gastos e despesas relacionados a investimentos no Projeto de Desenvolvimento do Complexo Azulão ("Projeto Azulão 950"), sendo certo que todos os Projetos foram considerados como prioritários pelo MME nos termos das respectivas Portarias, conforme descritos no Anexo I da Escritura de Emissão.

A 1ª Série da 10ª Emissão Debêntures Eneva possui prazo de 10 anos contados da data de emissão, com vencimento, portanto, em 15 de abril de 2034, com amortização anual a partir de 2032 e incidência de juros remuneratórios correspondentes a 6,5643% ao ano a serem pagos semestralmente, nos meses de abril e outubro de cada ano, sendo o primeiro pagamento devido em 15 de outubro de 2024 e o último na data de vencimento da respectiva série, qual seja, 15 de abril de 2034.

A 2ª Série da 10ª Emissão Debêntures Eneva possui prazo de 15 anos contados da data de emissão, com vencimento, portanto, em 15 de abril de 2039, com amortização anual a partir de 2037 e incidência de juros remuneratórios correspondentes a 6,6737% ao ano, a serem pagos semestralmente, nos meses de abril e outubro de cada ano, sendo o primeiro pagamento devido em 15 de outubro de 2024 e o último na data de vencimento da respectiva série, qual seja, 15 de abril de 2039.

A 3ª Série da 10ª Emissão Debêntures Eneva possui prazo de 5 anos contados da data de emissão, com vencimento, portanto, em 15 de abril de 2029, com amortização total na data de vencimento e incidência de juros remuneratórios correspondentes a taxa DI + 1,00% ao ano, a serem pagos semestralmente, nos meses de abril e outubro de cada ano, sendo o primeiro pagamento devido em 15 de outubro de 2024 e o último na data de vencimento da respectiva série, qual seja, 15 de abril de 2029.

A 4ª Série da 10ª Emissão Debêntures Eneva possui prazo de 7 anos contados da data de emissão, com vencimento, portanto, em 15 de abril de 2031, com amortização anual a partir de 2030 e incidência de juros remuneratórios correspondentes a taxa DI + 1,15% ao ano, a serem pagos semestralmente, nos meses de abril e outubro de cada ano, sendo o primeiro pagamento devido em 15 de outubro de 2024 e o último na data de vencimento da respectiva série, qual seja, 15 de abril de 2031.

Dentre outras obrigações da emissão estabelecidas na escritura, a Companhia se obriga, à manutenção do *Covenant* Dívida Líquida/EBITDA igual ou inferior a 4,5x.

Em 31 de dezembro de 2025, o saldo referente a 10ª Emissão Debêntures Eneva era de R\$ 2.608,4 milhões.

- *Debêntures – 11ª emissão*

Em outubro de 2023, a Eneva realizou sua 11ª emissão de debêntures, no valor total de R\$ 5.000,0 milhões, em três séries ("11ª Emissão Debêntures Eneva"). Os recursos líquidos obtidos estão sendo destinados para (i) recompra mandatária integral da primeira emissão de debêntures simples, (ii) reembolso dos gastos, despesas e/ou pré-pagamento integral dos contratos de financiamento com IDB, *China Fund* e IFC.

A 1ª Série da 11ª Emissão Debêntures Eneva possuía prazo de 180 dias contados da data de emissão, com vencimento, portanto, em 13 de março de 2024, com remuneração de CDI + 1,70% ao ano, com pagamento de amortização e juros na data de vencimento. Essa série foi resgatada antecipadamente em 7 de novembro de 2023.

A 2ª Série possui prazo de 5 anos contados da data de emissão, com vencimento, portanto, em 15 de setembro de 2028, com remuneração de CDI + 2,50% ao ano, amortização anual a partir de 2025 e juros remuneratórios a serem pagos semestralmente, contados a partir da data de emissão, no dia 15 dos meses de março e setembro de cada ano.

2.1 Condições financeiras e patrimoniais

A 3ª Série possui prazo de 7 anos contados da data de emissão, com vencimento, portanto, em 15 de setembro de 2030, com remuneração de IPCA + 7,4941% ao ano, amortização anual a partir de 2029 e juros remuneratórios a serem pagos semestralmente, contados a partir da data de emissão, no dia 15 dos meses de março e setembro de cada ano.

Dentre outras obrigações da emissão estabelecidas na escritura, a Companhia se obriga, à manutenção do *Covenant* Dívida Líquida/EBITDA igual ou inferior a 4,5x

Em 31 de dezembro de 2025, o saldo referente a essas debêntures era de R\$ 2.097,3 milhões.

- *Debêntures – 12ª emissão*

Em 19 de abril de 2018 a CELSE (incorporada pela Eneva S.A) realizou a sua 1ª emissão de debêntures no valor de R\$ 3.370 milhões. Os recursos líquidos obtidos foram destinados para o desenvolvimento do então projeto da Usina Termoelétrica Porto de Sergipe I, atualmente UTE Porto de Sergipe I, 100% operacional.

As debêntures possuem prazo de vencimento de 168 meses contados da respectiva data de emissão, com vencimento, portanto, em 15 de abril de 2032, com a remuneração de 9,85% pré-fixados ao ano. As debêntures serão amortizadas em 24 parcelas semestrais, sendo o primeiro pagamento devido em 15 de outubro de 2020, e o último na respectiva data de vencimento. Os juros remuneratórios devem ser pagos semestralmente, a partir da data de emissão, nos meses de abril e outubro de cada ano. Em 2023, a Companhia recomprou integralmente as debêntures dessa emissão, que permanece em Tesouraria, de modo que o pagamento de juros e amortização estão suspensos desde então, assim como as demais obrigações da escritura.

- *Debêntures – 13ª emissão*

Em dezembro de 2024, a Eneva emitiu sua 13ª emissão de debêntures, em série única ("13ª Emissão Debêntures Eneva"), sendo que o valor total integralizado – em janeiro de 2025 – foi de R\$ 838,1 milhões. Os recursos líquidos obtidos estão sendo destinados para (i) quitação dos valores incorridos na realização da oferta de resgate antecipado facultativo total ou parcial das debêntures da 2ª Série da 11ª emissão de debêntures da Companhia; (ii) valores remanescentes serão usados para reforço de caixa.

A emissão possui vencimento em 15 de dezembro de 2029, com remuneração de CDI + 0,90% ao ano, com pagamento de juros semestral e amortização na data de vencimento.

Dentre outras obrigações da emissão estabelecidas na escritura, a Companhia se obriga, à manutenção do *Covenant* Dívida Líquida/EBITDA igual ou inferior a 4,5x

Em 31 de dezembro de 2025, o saldo referente a essas debêntures era de R\$ 843,2 milhões.

- *Financiamento – LBBW*

Em 20 de dezembro de 2023, Eneva S.A. firmou um contrato de financiamento junto ao banco estatal alemão *Landesbank Baden-Württemberg* ("LBBW"), no valor contratado de, aproximadamente, EUR 20,3 milhões, tendo sido desembolsado EUR 19.830 milhões em decorrência da redução dos custos de contratação do seguro de crédito à exportação, para aquisição de sonda de perfuração TI-250 da empresa *Herrenknecht Vertical GmbH*. O contrato de financiamento tem prazo total de 10 anos. A amortização e pagamento de juros será paga semestralmente após o período de 12 meses de carência, sendo remunerado a Euribor + 0,80% ao ano. O financiamento contará com pacote de garantias, incluindo: (i) alienação fiduciária de máquinas e equipamentos; e (ii) seguro de crédito à exportação.

Em 31 de dezembro de 2025, o saldo em aberto referente a esse financiamento era de R\$ 117,0 milhões.

Em 29 de janeiro de 2026, a companhia decidiu por realizar o pré-pagamento do financiamento, tendo amortizado completamente a dívida.

2.1 Condições financeiras e patrimoniais

- *Financiamento – BNB*

Em 19 de dezembro de 2024, a Eneva contratou um financiamento de longo prazo com o BNB, no valor total de R\$ 660 milhões. Os recursos serão destinados para o desenvolvimento e a implementação do Projeto *Small Scale LNG*, sob a forma das Plantas de Liquefação de Gás da Companhia, localizadas Santo Antônio dos Lopes - MA, que até 2026 contava com o 1º e o 2º trens de liquefação, 100% operacionais.

O contrato possui prazo de 15 anos contados da data de emissão, com vencimento, portanto, em 15 janeiro de 2040, com remuneração de IPCA + 4,0220% ao ano. Os financiamentos preveem um bônus de adimplência de 15%, com a consequente redução dos juros para IPCA + 3,7617% ao ano. Os contratos possuem amortização e juros mensais a partir de fevereiro de 2030 e o financiamento conta com fiança bancária até o vencimento.

Em 31 de dezembro de 2025, o saldo em aberto referente a esse financiamento era de R\$ 666,8 milhões.

2. Parnaíba Geração e Comercialização de Energia S.A.

- *Financiamento – BNB*

Em 28 de junho de 2019, Parnaíba Geração e Comercialização de Energia (“PGC”) contratou junto ao BNB um empréstimo no valor de R\$ 842,6 milhões, com recursos do Fundo Constitucional de Financiamento do Nordeste (“FNE”), para fins de financiamento da implantação da UTE Parnaíba V. O empréstimo do BNB tem prazo total de 17 anos, com 12 anos de amortização, sendo remunerado a IPCA + 2,281% ao ano. O financiamento prevê um bônus de adimplência de 15%, com a consequente redução dos juros para 1,938% ao ano.

A Eneva é garantidora deste financiamento, que também conta com o pacote de garantias reais, incluindo: (i) contrato de cessão fiduciária de direitos creditórios; (ii) contrato de cessão fiduciária de direitos emergentes da autorização concedida pelo MME relativa ao projeto; (iii) contrato de penhor de ações; (iv) contrato de alienação fiduciária de máquinas e equipamentos; (v) conta reserva de serviço da dívida; e (vi) conta reserva de operação e manutenção (O&M).

Em 31 de dezembro de 2025, o saldo em aberto deste financiamento era de R\$ 1.040,1 milhões. saldo em aberto desconsidera o custo de captação a apropriar, demonstrado na tabela acima, no item 2.1(f) (i).

3. Parnaíba II Geração de Energia S.A.

- *Debêntures – 3ª emissão*

Em 21 de outubro de 2019 concluiu-se a 3ª emissão de debêntures da Parnaíba II Geração de Energia S.A. (“Parnaíba II”) no valor de R\$ 750,0 milhões em três séries, sendo a 1ª Série no valor de R\$ 100,0 milhões, a 2ª no valor de R\$ 290,0 milhões e a 3ª no valor de R\$ 360,0 milhões.

Os recursos obtidos foram destinados exclusivamente para liquidação antecipada do saldo remanescente das dívidas relativas à 1ª emissão de debêntures simples de Parnaíba II, no montante de R\$ 717 milhões, com custo de CDI + 2,50% ao ano e vencimento em 2025, 2ª emissão de debêntures simples de Parnaíba III Geração de Energia S.A. (sucetida por Parnaíba II, conforme Fato Relevante divulgado em 01 de outubro de 2018), no montante de R\$ 246 milhões, com custo de CDI + 2,95% ao ano e vencimento em 2024 e a Cédula de Crédito Bancário junto ao Banco Itaú Unibanco S.A. (financiamento mediante repasse contratado com o Banco Nacional de desenvolvimento Econômico e Social) no montante total de R\$ 223 milhões, com custo de TJLP + 5,15% ao ano e vencimento em 2027.

A 3ª emissão de debêntures possui prazo de vencimento de 84 meses contados da data de emissão, vencendo-se, portanto, a 1ª Série em 02 de outubro de 2022, a 2ª Série em 02 de outubro de 2024 e a 3ª Série em 02 de outubro de 2026. Com a remuneração de CDI + 0,60% ao ano para a 1ª Série, CDI + 1,01% ao ano para a 2ª Série e CDI + 1,40% ao ano para a 3ª Série. A 1ª Série teve pagamento de juros semestral e principal integral na data de vencimento, a 2ª Série, pagamento de juros semestral, carência de principal de 48 meses e amortização em 2 parcelas iguais, anuais e consecutivas e a 3ª Série tem pagamento de juros semestral, carência de principal de 72

2.1 Condições financeiras e patrimoniais

meses e amortização em 2 parcelas iguais, anuais e consecutivas. Na data de 5 de dezembro de 2022, a Companhia realizou uma Assembleia Geral de Debenturistas em que foi deliberada a alteração da taxa a partir do dia 03 de abril de 2023 até o vencimento da 2ª Série para CDI + 1,20% ao ano, e para a 3ª Série CDI + 1,76% ao ano. Ainda, a 3ª emissão de debêntures conta com garantia fidejussória a ser prestada em forma de fiança pela Companhia.

Em 31 de dezembro de 2025, o saldo referente a essas debêntures era de R\$ 187,0 milhões.

- *Financiamento – FDNE*

Em 22 de dezembro de 2021, Parnaíba II formalizou a contratação, junto ao Banco do Brasil, da linha de crédito no valor de R\$ 274,2 milhões, com recursos do Fundo de desenvolvimento do Nordeste (“FDNE”), com a destinação dos recursos para a implantação, à época do então projeto Parnaíba VI, atual UTE Parnaíba V, 100% operacional, localizada em Santo Antônio dos Lopes - MA. Durante os anos de 2022, 2023 e 2024 foram desembolsados, respectivamente, R\$ 100,1 milhões, R\$ 146,5 milhões e R\$ 27,6 milhões, totalizando o valor integral do financiamento. A linha de crédito tem prazo total de 234 meses, incluídos 12 meses de carência, vencendo em 01 de julho de 2041. A amortização será no sistema SAC em 31 prestações semestrais consecutivas, sendo remunerado a IPCA + 3,383% ao ano.

A Eneva é garantidora deste financiamento, que conta com o pacote de garantias reais, incluindo: (i) alienação fiduciária de ações; (ii) alienação fiduciária de máquinas e equipamentos do projeto; (iii) cessão fiduciária de direitos creditórios e escritura de hipoteca.

Em 31 de dezembro de 2025, o saldo referente a esse financiamento era de R\$ 336,4 milhões. saldo em aberto desconsidera o custo de captação a apropriar, demonstrado na tabela acima, no item 2.1(f) (i).

4. Azulão Geração de Energia S.A.

- *Financiamento – BASA*

Em 31 de janeiro de 2020, Azulão Geração de Energia S.A. (“Azulão Energia”) formalizou a contratação junto ao Banco da Amazônia do empréstimo no valor de R\$ 1.000.000.000,00, com recursos do Fundo Constitucional de Financiamento do Norte (“ENQ”), com a destinação dos recursos para a implantação, à época, do projeto integrado Azulão-Jaguaritica, atual Sistema Integrado Azulão-Jaguaritica, 100% operacional, localizado nos estados de Amazonas e Roraima. O empréstimo tem prazo total de 196 meses, incluídos 24 meses de carência contados a partir de 15 de fevereiro de 2020. A amortização será no sistema SAC em 172 prestações mensais e sucessivas, sendo remunerado a IPCA + 1,9048% ao ano para subcréditos com investimentos em Boa Vista, em Roraima e IPCA + 1,5584% para investimentos em Silves, no Amazonas. O financiamento prevê um bônus de adimplência, com a redução dos juros para IPCA + 1,6190% ao ano e IPCA + 1,3247% ao ano, respectivamente.

O financiamento conta com Fiança bancária com aval da Eneva e pacote de garantias reais, incluindo: (i) penhor de ações da Azulão Energia, (ii) cessão fiduciária de recebíveis; (iii) cessão fiduciária de direitos emergentes; (iv) cessão fiduciária dos direitos emergentes da CCC; (v) cessão fiduciária do contrato de fornecimento de gás para a usina termelétrica; (vi) alienação fiduciária de máquinas e equipamentos do projeto; (vii) hipoteca do terreno de Azulão Energia; e (viii) garantia corporativa. Após a conclusão física financeira do do projeto, que foi concluída em dez/24, a fiança bancária foi reduzida para 40% do saldo devedor.

Em 31 de dezembro de 2025, o saldo em aberto deste financiamento era de R\$ 722,6 milhões. saldo em aberto desconsidera o custo de captação a apropriar, demonstrado na tabela acima, no item 2.1(f) (i).

- *Financiamento – FDA*

Em 15 de dezembro de 2021, Azulão formalizou a contratação junto ao Banco do Brasil da linha de crédito no valor de R\$ 286,1 milhões, com recursos do Fundo de desenvolvimento da Amazônia (“FDA”), com a destinação dos recursos para a implantação, à época, do projeto integrado Azulão-Jaguaritica, atual Sistema Integrado

2.1 Condições financeiras e patrimoniais

Azulão-Jaguatirica, 100% operacional, localizado nos estados de Amazonas e Roraima. A linha de crédito tem prazo total de 170 meses, incluídos 12 meses de carência, vencendo em 01 de fevereiro de 2036. A amortização será no sistema SAC em 26 prestações semestrais consecutivas, sendo remunerado a IPCA + 2,335% ao ano.

A Eneva é garantidora deste financiamento, que conta com o pacote de garantias reais, incluindo: (i) cessão fiduciária de direitos creditórios; e (ii) alienação fiduciária de máquinas e equipamentos do projeto.

Em 31 de dezembro de 2025, o saldo em aberto deste financiamento era de R\$ 180,5 milhões. O saldo em aberto desconsidera o custo de captação a apropriar, demonstrado na tabela acima, no item 2.1(f) (i).

5. Projeto Futura (“SPE’s 3, 4, 5 e 6”), parte do atual Complexo Solar Futura 1

- *Financiamento – BNB*

Em 30 de junho de 2021, as SPEs 3, 5 e 6 firmaram contratos de financiamento com o BNB, no valor total de R\$ 450,0 milhões. Os recursos líquidos obtidos foram destinados para o desenvolvimento e a implementação do Projeto Futura, atual Complexo Solar Futura 1, 100% operacional.

Os contratos possuem prazo de 24 anos contados da data de emissão, vencendo- se, portanto, em junho de 2045, com remuneração de IPCA + 2,4037% ao ano. Os financiamentos preveem um bônus de adimplência de 15%, com a consequente redução dos juros para IPCA + 2,0431% ao ano. Os contratos possuem amortização e juros mensais a partir de fevereiro de 2023.

Em julho de 2022, a SPE 4 firmou contrato de financiamento com o BNB, no valor de R\$ 300,0 milhões. Os recursos líquidos obtidos foram destinados para o desenvolvimento e a implementação do Projeto Futura, que consiste no atual Complexo Solar Futura 1. O contrato possui prazo de 24 anos contados da data de emissão, com vencimento, portanto, em agosto de 2046, com remuneração de IPCA + 4,1066% ao ano. O financiamento prevê um bônus de adimplência de 15%, com a consequente redução dos juros para IPCA + 3,4906% ao ano. O contrato possui amortização e juros mensais a partir de março de 2024.

Em setembro de 2022, a SPE 4 desembolsou R\$ 262 milhões, restando R\$ 38 milhões, que foram integralmente desembolsados em julho de 2023.

Atualmente, todos os financiamentos contam com fiança bancária com aval da Eneva. Os financiamentos das SPEs 5 e 6 poderão reduzir a cobertura da fiança bancária para 35% do saldo devedor, mediante a conclusão físico-financeira do projeto e a constituição do pacote de garantias reais, incluindo: (i) cessão fiduciária de direitos creditórios e centralização de recebíveis; (ii) contrato de cessão fiduciária de direitos emergentes dos contratos dos fornecedores da implantação e operação; (iii) contrato de cessão fiduciária de direitos emergentes da autorização concedida pela ANEEL; (iv) contrato de penhor da totalidade das ações; (v) alienação de máquinas e equipamentos; e (vi) fiança corporativa dos acionistas.

Em 31 de dezembro de 2025, o saldo em aberto destes financiamentos era de R\$ 753,7 milhões.

6. Azulão I Geração de Energia S.A.

- *CCB – BASA/FNO*

Em 21 de dezembro de 2023, Azulão I Geração de Energia S.A. (“Azulão I”) emitiu uma Cédula de Crédito Bancário em favor do Banco da Amazônia, no valor de R\$ 400 milhões desembolsada integralmente no mesmo mês, com recursos do FNO, e com a destinação dos recursos para a implantação da UTE Azulão, que compõe o Projeto Azulão 950, no estado do Amazonas. O empréstimo tem prazo total de 208 meses, incluídos 48 meses de carência contados a partir de 15 de janeiro de 2024. A amortização será no sistema SAC em 156 prestações mensais e sucessivas, sendo remunerado a IPCA + 5,1041% ao ano. O financiamento prevê um bônus de adimplência, com a redução dos juros para IPCA + 4,3385% ao ano. O financiamento conta com fiança bancária, com aval da Eneva, até o fim do financiamento.

2.1 Condições financeiras e patrimoniais

Em 31 de dezembro de 2025, o saldo em aberto deste financiamento era de R\$ 401,7 milhões.

- *Financiamento – BB/FDA*

Em 14 de dezembro de 2023, Azulão I firmou um contrato de financiamento mediante a abertura de crédito com o Banco do Brasil S.A., no valor de R\$ 625.968.686,90, com recursos do FDA repassados pela Superintendência do Desenvolvimento da Amazônia ("SUDAM"), com a destinação dos recursos para a implantação da UTE Azulão, que compõe o Projeto Azulão 950, no estado do Amazonas. O empréstimo tem prazo total de 216 meses, incluídos 12 meses de carência contados a partir de 01 de janeiro de 2026. A amortização será no sistema SAC em 27 prestações semestrais consecutivas, sendo remunerado a IPCA + 3,2137% ao ano.

A Eneva é garantidora deste financiamento, que conta com o pacote de garantias reais, incluindo: (i) cessão fiduciária de direitos creditórios; (ii) alienação fiduciária de máquinas e equipamentos do projeto; (iii) alienação fiduciária de ações; e (iv) hipoteca.

Em 31 de dezembro de 2025, o valor desembolsado deste financiamento era de R\$ 444,3 milhões e o saldo em aberto era de R\$ 468,9 milhões.

7. GNL Brasil Logística S.A.

- *Financiamento – BNB*

Em outubro de 2023, a GNL Brasil Logística S.A ("GNL Brasil") contratou linha de crédito (cartão BNB) junto ao Banco do Nordeste com utilização de recursos do FNE, no montante de R\$ 100 milhões com sua destinação para a aquisição de equipamentos. O financiamento possui custo médio de IPCA + 3,76% ao ano, já considerando o bônus de adimplência, prazo de vigência de 8 anos, incluídos 14 meses de carência, vencendo em 15 de janeiro de 2032.

A linha de crédito conta com as seguintes garantias: (i) fiança bancária; (ii) cessão fiduciária de fundo de liquidez em conta reserva; (iii) Eneva como fiadora.

Em 31 de dezembro de 2025, o saldo em aberto deste financiamento era de R\$ 89,1 milhões. O saldo em aberto desconsidera o custo de captação a apropriar, demonstrado na tabela acima, no item 2.1(f) (i).

- *Debêntures – 1ª emissão*

Em 30 de setembro de 2024, a GNL realizou sua 1ª emissão de debêntures, no valor de R\$ 100 milhões, em série única com garantia adicional fidejussória. Os recursos obtidos foram destinados a prestação de serviços de (i) soluções logísticas; (ii) atividades de transporte; (iii) distribuição de gás natural liquefeito e locação de geradores de energia de forma auxiliar, bem como a participação no capital de outras sociedades simples ou empresárias, que possuam objeto social semelhante ao da emissora.

A 1ª emissão de debêntures da GNL Brasil possui as seguintes características: prazo de 5 anos contados a partir da data da emissão, com vencimento, portanto, em 15 de setembro de 2029, com remuneração de CDI + 1,00% ao ano, amortização semestralmente em 8 parcelas a partir de março de 2026 e juros remuneratórios a serem pagos semestralmente.

Dentre outras obrigações da emissão, a fiadora, Eneva, se obriga, à manutenção da relação Dívida Líquida/EBITDA inferior a 4,5 durante toda a vigência das debêntures, a ser acompanhada trimestralmente pelo Agente Fiduciário com base nas informações financeiras consolidadas ou demonstrações financeiras consolidadas revisadas ou auditadas pelos auditores independentes da Companhia. A primeira apuração ocorreu com base nas informações relativas a 30 de setembro de 2024.

Em 31 de dezembro de 2025, o saldo em aberto referente a essas debêntures era de R\$ 103,9 milhões.

8. Sparta 300 SPE S.A.

2.1 Condições financeiras e patrimoniais

- Financiamento – BB/FDA

Em 28 de agosto de 2024, Sparta 300 SPE S.A. firmou um contrato de financiamento mediante a abertura de crédito com o Banco do Brasil S.A., no valor de R\$ 1.000.000.000,00, com recursos do Fundo de Desenvolvimento da Amazônia (“FDA”) repassados pela Superintendência do Desenvolvimento da Amazônia (“SUDAM”), com a destinação dos recursos para a implantação das UTEs Azulão II e IV, que compõem o Projeto Azulão 950, no estado do Amazonas. O empréstimo tem vencimento em julho de 2042, incluídos 12 meses de carência contados a partir de 04 de julho de 2027. A amortização será no sistema SAC em 28 prestações semestrais consecutivas, sendo remunerado a IPCA + 3,6832% ao ano.

A Eneva é garantidora deste financiamento, que conta com o pacote de garantias reais, incluindo: (i) cessão fiduciária de direitos creditórios; (ii) alienação fiduciária de máquinas e equipamentos do projeto; (iii) alienação fiduciária de ações; e (iv) hipoteca.

Em 31 de dezembro de 2025, o valor desembolsado deste financiamento era de R\$ 905,7 milhões e o saldo em aberto era de R\$ 951,9 milhões.

- Financiamento – BASA/FNO

Em 30 de junho de 2025, a Companhia emitiu cédula de crédito bancário no valor de R\$ 500.000.000,00 em favor do Banco da Amazônia S.A. (“BASA”) através de sua investida direta Sparta 300 SPE S.A., como objetivo o financiamento da construção e implantação das UTEs Azulão II e Azulão IV, parte do escopo do Projeto Azulão 950. O empréstimo tem vencimento em junho de 2042 e custo de IPCA + 6,03% ao ano.

Em 31 de dezembro de 2025, o saldo em aberto deste financiamento era de R\$ 502,5 milhões.

(ii) outras relações de longo prazo mantidas com instituições financeiras

Os Diretores da Companhia informam que não existem relações de longo prazo entre a Companhia e suas controladas com instituições financeiras, referentes ao último exercício social, além daquelas já descritas no item 2.1(f)(i) acima.

(iii) grau de subordinação entre as dívidas da Companhia

Os contratos de financiamento não apresentam qualquer subordinação entre as dívidas contraídas, considerando os contratos de financiamento da Companhia e de suas controladas.

Em eventual concurso universal de credores, após a realização dos ativos da Companhia, serão satisfeitos, nos termos da lei, os créditos trabalhistas, previdenciários e fiscais, com preferência em relação aos credores que contem com garantia real, flutuante e quirografários.

(iv) restrições impostas à Companhia, 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

Como forma de monitoramento da situação financeira da Companhia e suas investidas/sociedades controladas pelos credores envolvidos em contratos financeiros, alguns deles incluem cláusulas específicas de *covenants*, as quais se encontram descritas no item 2.1.f(i) acima.

Em 2022, a Companhia e investidas/sociedades controladas obtiveram perdão temporário junto aos credores com o objetivo de flexibilizar o indicador de alavancagem descritos no item 2.1.(f)(i) acima, fazendo com que ao final do exercício social anual desde então e também o encerrado em 31 de dezembro de 2025, a Companhia não estivesse descumprindo nenhum *covenant*.

2.1 Condições financeiras e patrimoniais

Além disso, certos contratos de empréstimos e financiamentos apresentam restrições e obrigações não financeiras adicionais, como, por exemplo, os abaixo destacados, na data base de 31 de dezembro de 2025.

1. Obrigação de apresentar aos credores demonstrações financeiras periodicamente;
2. Direito dos credores de proceder a inspeções e visitas das suas instalações;
3. Obrigação de manter-se em dia em relação a obrigações tributárias, previdenciárias e trabalhistas;
4. Obrigação de manter em vigor contratos materialmente relevantes para as suas operações;
5. Respeitar a legislação ambiental e manter em vigor as licenças necessárias para as suas operações;
6. Restrições contratuais quanto a operações com partes relacionadas e alienações de ativos fora do curso normal de negócios;
7. Restrições quanto à aquisição ou mudança de controle, reestruturações societárias, exceto as ocorridas dentro do grupo econômico, e alteração material no objeto social e nos atos constitutivos dos devedores;
8. Limites de endividamento e para a contratação de novas dívidas nas subsidiárias;
9. Obrigação de destinar de recursos pela Companhia em suas subsidiárias e projetos; e
10. Restrições quanto ao pagamento de dividendos e juros sobre capital próprio, seja pelas subsidiárias da Companhia, seja pela própria Companhia a seus acionistas. Nesse sentido, ressalta-se que alguns contratos possuem vedação de distribuição de dividendos em valor superior ao mínimo obrigatório, exceto para os casos de anuência prévia ou atingimento de *covenants* financeiros pré-estabelecidos.

Sociedade	Descrição de <i>Covenants</i> Financeiros	Periodicidade de apuração	Posição em 31/12/2025, conforme periodicidade de apuração
Parnaíba II	Dívida líquida de no máximo, 3,0 vezes o EBITDA	Anual	AtendidoA Companhia apurou o índice de 0,37 vezes o EBITDA em 31 de dezembro de 2025
Eneva S.A.	Dívida líquida de, no máximo, 4,5 vezes o EBITDA	Trimestral	AtendidoA Companhia apurou o índice de 2,61 vezes o EBITDA em 31 de dezembro de 2025
Azulão Geração	Índice de cobertura do serviço da dívida igual ou maior que 1,3 vezes o EBITDA	Anual	AtendidoA Companhia apurou o índice de 2,60 vezes o serviço da dívida em 31 de dezembro de 2025
Azulão I	Índice de cobertura do serviço da dívida igual ou maior que 1,3 vezes o EBITDA	Anual	O cálculo será realizado a partir de 15/02/2028
Sparta 300	Índice de cobertura do serviço da dívida igual ou maior que 1,2 vezes o EBITDA	Anual	O cálculo será realizado a partir de 01/01/2029
Eneva S.A.	Capacidade de pagamento igual ou inferior a 70%, calculado como a razão entre a amortização total das operações de crédito e a capacidade de pagamento ajustada, ou incremento de 25% do fundo de liquidez.	Anual	O cálculo será realizado a partir de 15/02/2031

A Eneva e suas controladas possuem cláusulas em todos os seus contratos de financiamento, títulos de crédito e emissões de valores mobiliários, bem como em contratos de prestação de garantia, prevendo o seu vencimento antecipado cruzado (*cross-default* ou *cross acceleration*) decorrente do inadimplemento de determinadas obrigações pecuniárias com instituições financeiras.

2.1 Condições financeiras e patrimoniais

Empresa	Credor	Moeda	Taxas de juros	Taxas efetivas	Vencimento
Azulão	BASA	R\$	IPCA+ 1,50%	6,81%	16/06/2036
Azulão	FDA/BB	R\$	IPCA+ 2,34%	8,32%	01/06/2036
Azulão I	FDA/BB	R\$	IPCA+ 3,21%	9,30%	01/01/2041
Azulão I	BASA	R\$	IPCA+ 4,34%	12,56%	15/01/2041
Eneva	FINEP	R\$	TJLP + 3,00%	10,33%	17/03/2025
Eneva	FINEP	R\$	TJLP + 1,00%	8,38%	15/12/2028
Eneva	LBBW	EUR	EURIBOR + 0,80%	6,13%	30/06/2034
Eneva	BNB	R\$	IPCA + 4,02%	7,63%	15/01/2040
GNL Brasil	BNB	R\$	IPCA + 3,37%	10,10%	15/06/2034
GNL Brasil	Bradesco	R\$	PRÉ+ 13,05%	13,05%	30/01/2027
Linhares	Itaú	R\$	IPCA + 4,90%	13,78%	31/05/2025
Parnaíba II	FDNE /BB	R\$	IPCA + 3,38%	6,59%	01/07/2041
PGC	BNB	R\$	IPCA + 1,94%	7,39%	15/07/2036
Sparta 300	FDA/BB	R\$	IPCA + 3,68%	13,84%	01/07/2042
Sparta 300	BASA	R\$	IPCA + 6,03%	12,32%	15/06/2042
SPE Futura 3	BNB	R\$	IPCA + 2,04%	6,46%	15/07/2045
SPE Futura 4	BNB	R\$	IPCA + 3,49%	9,17%	15/08/2046
SPE Futura 5	BNB	R\$	IPCA + 2,04%	7,82%	15/07/2045
SPE Futura 6	BNB	R\$	IPCA + 2,04%	7,82%	15/07/2045
Tevisa	Itaú	R\$	PRÉ + 12,23%	12,24%	31/03/2025
Tevisa	ABC	R\$	PRÉ + 12,23%	12,23%	31/03/2025
Tevisa	Santander	R\$	PRÉ + 12,68%	12,69%	31/05/2025

Debêntures				
Empresa	Moeda	Taxas de juros	Taxas efetivas	Vencimento
Parnaíba II	R\$	CDI + 1,76%	15,46%	02/10/2026
Eneva	R\$	IPCA + 5,05%	9,51%	15/05/2029

2.1 Condições financeiras e patrimoniais

Eneva	R\$	IPCA + 4,23%	8,46%	15/12/2027
Eneva	R\$	IPCA + 5,50%	10,10%	15/06/2030
Eneva	R\$	IPCA + 4,13%	8,22%	15/09/2030
Eneva	R\$	IPCA + 4,50%	9,39%	15/09/2035
Eneva	R\$	IPCA + 6,53%	10,91%	15/07/2032
Eneva	R\$	IPCA + 6,59%	11,65%	15/07/2037
Eneva	R\$	CDI + 1,70%	14,63%	15/07/2029
Eneva	R\$	CDI + 2,00%	15,19%	15/07/2032
Eneva	R\$	IPCA + 6,90%	11,30%	15/09/2032
Eneva	R\$	IPCA + 7,00%	12,07%	15/09/2037
Eneva	R\$	IPCA + 7,15%	12,60%	15/09/2042
Eneva	R\$	IPCA + 6,56%	11,58%	15/04/2034
Eneva	R\$	IPCA + 6,67%	12,01%	15/04/2039
Eneva	R\$	CDI + 1,00%	13,84%	15/04/2029
Eneva	R\$	CDI + 1,15%	14,17%	15/04/2031
Eneva	R\$	CDI + 2,50%	16,27%	15/09/2028
Eneva	R\$	IPCA + 7,49%	12,62%	15/09/2030
Eneva	R\$	CDI + 0,90%	13,79%	15/12/2029
GNL	R\$	CDI + 1,00%	14,00%	15/09/2029

(g) limites de utilização dos financiamentos contratados e percentuais já utilizados

A Companhia e/ou suas controladas possuíam os seguintes financiamentos contratados em 31 de dezembro de 2025:

Empresa	Credor	Valor Contratado(em milhões)	Valor Utilizado(em milhões)	Saldo utilizado (%)
Eneva S.A	FINEP	36,5	31,5	86%
Eneva S.A	LBBW ¹	20,270	19,3	97%
Eneva S.A.	BNB	660	654,6	99%
Parnaíba Geração e Comercialização de Energia	BNB	842,6	842,6	100%
Parnaíba II Geração de Energia S.A.	BB	274,2	274,2	100%

2.1 Condições financeiras e patrimoniais

Azulão Geração de Energia S.A.	BB	199	199	100%
Azulão Geração de Energia S.A.	BASA	1.000	1.000	100%
GNL Brasil Logística S.A.	BNB	100	94,3	94%
Azulão I Geração de Energia S.A.	BASA	400	400	100%
Azulão I Geração de Energia S.A.	BB	626	444,3	71%
Sparta 300 SPE S.A.	BB	1.000	905,7	91%
Sparta 300 SPE S.A.	BASA	500	500	100%
SPE Futura 3 Geração e Comercialização de Energia Solar S.A.	BNB	200	200	100%
SPE Futura 4 Geração e Comercialização de Energia Solar S.A.	BNB	300	300	100%
SPE Futura 5 Geração e Comercialização de Energia Solar S.A.	BNB	150	150	100%
SPE Futura 6 Geração e Comercialização de Energia Solar S.A.	BNB	100	100	100%

1 - Valores referentes ao financiamento com o LBBW apresentados em euros.

(h) alterações significativas em itens das demonstrações financeiras e de fluxo de caixa

As informações a seguir apresentadas expressam as opiniões dos Diretores da Companhia a respeito das alterações significativas e relevantes nos itens das demonstrações de resultado e de fluxo de caixa.

O resumo das demonstrações de resultado e de fluxo de caixa para os exercícios encerrados em 31 de dezembro de 2025 e 2024 apresenta as informações extraídas das demonstrações financeiras consolidadas auditadas e preparadas de acordo com as Práticas Contábeis Adotadas no Brasil (BR GAAP) e com as IFRS, preparados sob a responsabilidade da administração da Companhia.

As demonstrações financeiras consolidadas incluem as demonstrações financeiras da Companhia e das sociedades nas quais a Companhia mantém o controle acionário, direta ou indiretamente, cujos encerramentos dos exercícios sociais são coincidentes com os da Companhia, e as práticas contábeis adotadas por essas sociedades são uniformes.

DEMONSTRAÇÕES DOS RESULTADOS

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

(em R\$ milhares, exceto percentuais)	Exercício social encerrado em 31 de dezembro de:				
	2025	AV (%)	2024	AV (%)	AH (25x24) %
Receita operacional líquida	18.416,1	100,0%	11.387,5	100,0%	61,7%
Custo operacional líquido	(13.011,5)	(70,7%)	(7.434,0)	(65,3%)	75,0%

2.1 Condições financeiras e patrimoniais

Lucro Bruto	5.404,6	29,3%	3. 953,5	34,7%	36,7%
Despesas/receitas operacionais					
Gerais e administrativas	(1.951,3)	(10,6%)	(1.068,2)	(9,4%)	82,7%
Outras receitas / despesas operacionais	260,6	1,4%	(680,2)	(6,0%)	(138,3%)
Resultado de equivalência patrimonial	(0,6)	(0,0%)	6,8	0,1%	(109,1%)
Lucro antes do resultado financeiro e dos tributos sobre o lucro	3.713,2	20,2%	2.211,9	19,4%	67,9%
Resultado financeiro					
Receitas financeiras	1.681,7	9,1%	597,7	5,2%	181,3%
Despesas financeiras	(2.962,9)	(16,1%)	(4.159,4)	(36,5%)	28,8%
Lucro/(prejuízo) antes dos tributos sobre o lucro	2.432,0	13,2%	(1.349,8)	(11,9%)	(80,2%)
Imposto de Renda e Contribuição Social sobre o lucro					
Corrente	(219,9)	(1,2%)	(237,9)	(2,1%)	(7,6%)
Diferido	(520,5)	(2,8%)	2.137,1	18,8%	(124,4%)
Lucro líquido do exercício	1.691,6	9,2%	549,5	4,8%	207,9%

*N.M = Não mensurável

• Receita operacional líquida

A receita bruta compreende no valor justo da contraprestação recebida ou a receber pela venda de energia elétrica no curso normal das atividades da Companhia. A receita operacional líquida é líquida dos impostos sobre vendas, P&D, penalidades por indisponibilidade e outras deduções.

A conciliação entre a receita bruta e a receita operacional líquida nos exercícios findos em 31 de dezembro de 2025 e 2024, assim se apresenta:

	Exercício social encerrado em 31 de dezembro de:	
	2025	2024
Receita Bruta		
Disponibilidade (ACR)	8.702,4	6.254,2
Venda de energia (ACR)	1.909,5	965,3
Venda de energia (ACL)	7.283,6	4.884,5

2.1 Condições financeiras e patrimoniais

Valor justo dos contratos de energia	769,4	-
Venda de gás e condensado	1.884,5	698,6
Serviço de transporte	0,8	-
Outras receitas	0,3	-
Total da receita bruta	20.550,6	12.802,6
Deduções da receita		
Impostos sobre vendas	(1.795,6)	(1.136,9)
Pesquisa e Desenvolvimento	(100,9)	(72,7)
Ressarcimento	(207,3)	(68,2)
Outras deduções	(30,7)	(137,3)
Total das deduções da receita	(2.134,5)	(1.415,1)
Total da receita de operacional líquida	18.416,1	11.387,5

A receita operacional líquida da Companhia passou de R\$ 11.387,5 milhões no exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2024 para R\$ 18.416,1 milhões no exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2025, representando um aumento de R\$ 7.028,6 milhões, ou 61,7%, e teve como principal fator o aumento na receita de disponibilidade no Ambiente de Comercialização Regulada ("ACR"), com um total de R\$ 2.448,2 milhões, quando comparado ao exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2024. Ainda sobre o ACR, a Companhia obteve resultados superiores versus 2024, representando um aumento de R\$ 944,2 milhões com venda de energia, proveniente de acordos de demanda requeridos pela ONS.

Além da receita dos contratos regulados dos ativos térmicos, a venda de GNL a partir do Complexo Parnaíba também contribuiu com um aumento de R\$ 2.399,1 milhões em comparação ao exercício de 2024.

A venda de gás e condensado também apresentou um desempenho destaque, superando em R\$ 1.185,9 milhões o exercício anterior, o que demonstra principalmente o desenvolvimento do Hub Sergipe e as operações oportunísticas de venda de gás realizadas no Mercado *Spot* e a manutenção e obtenção de novos contratos de receita fixa de disponibilidade.

• Custo Operacional

O custo operacional passou de R\$ 7.434,0 milhões no exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2024 para R\$ 13.011,5 milhões no exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2025, representando um acréscimo de R\$ 5.577,5 milhões ou 75,0%. Esse crescimento pode ser atribuído principalmente a:

1. No Hub Sergipe, o aumento de compra de combustíveis necessários para fazer frente ao maior nível de despachos no exercício e as operações oportunísticas de comercialização de gás foram responsáveis por cerca de R\$ 1.058,7 milhões de aumento de custos em relação ao ano de 2024. Outro fator influenciador foi o aluguel de navio de estocagem de GNL ao final do exercício, com o objetivo de suportar as cargas adquiridas para atendimento ao despacho da UTE Porto de Sergipe I e as operações da mesa de gás;
2. Nas térmicas a Gás do Espírito Santo e nos ativos de Geração a óleo, 2025 foi o primeiro exercício com a contabilização integral dos custos das plantas adquiridas em 2024, resultaram num aumento de cerca de R\$ 498,2 milhões nos custos da Companhia. Além disso houve custos variáveis incorridos referentes aos despachos regulados dos ativos a gás de terceiros, incluindo o despacho antecipado da UTE Linhares no último trimestre do exercício;
3. No Complexo Parnaíba, o início das operações da UTE Parnaíba VI, os reajustes contratuais relacionados às operações e manutenções dos demais ativos e custos de compra de energia para mitigar impactos do

2.1 Condições financeiras e patrimoniais

atraso da UTE Parnaíba VI, em operação, acrescentaram cerca de R\$ 374,5 milhões quando comparado ao exercício de 2024.

Houve também aumento de custos nos segmentos de geração solar, comercialização *Off-Grid* de Gás e Comercialização de Energia, onde o destaque fica para o incremento nos custos de compra de energia para suprir os contratos de fornecimento de energia firmados pelos ativos de geração solar, dado aumento significativo de cortes de geração solicitados pela ONS (*curtailment*), incremento este que superou o exercício de 2024 em cerca de R\$ 192,6 milhões. O início da operação comercial das plantas de liquefação e atendimento aos contratos de venda de gás liquefeitos a clientes não conectados à malha também impulsionou um aumento dos custos de operação em cerca de R\$ 162,9 milhões em comparação a 2024.

- **Despesas gerais e administrativas**

As despesas gerais e administrativas da Companhia foram de R\$ 1.068,2 milhões no exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2024, aumentando para R\$ 1.951,3 milhões no exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2025. Isso representa um aumento de R\$ 883,1 milhões ou 82,7%. O crescimento deve-se, principalmente, ao aumento das despesas de depreciação e amortização, que totalizaram R\$ 545,6 milhões em comparação com o período anterior, em decorrência da depreciação das UTEs Itaqui e Pecém II, que sofreram depreciação acelerada com o advento dos estudos para a conversão das plantas.

Além disso a Companhia, impulsionada pelos gastos com as campanhas sísmicas realizadas nas Bacias do Amazonas e do Paraná, aumentou em cerca de R\$ 271,7 milhões suas despesas com exploração, geologia e geofísica em comparação com o exercício de 2024.

Houve também o aumento das despesas com pessoal, envolvendo o maior provisionamento de pagamento de PLR/bônus, dado o atingimento das metas em 2024 e 2025 e o aumento do número de colaboradores em razão dos planos estratégicos de crescimento da Companhia.

- **Outras receitas e despesas**

As outras receitas/(despesas) operacionais passaram de um saldo de despesa de R\$ 680,2 milhões no exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2024 para um saldo de receita de R\$ 260,6 milhões no exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2025. Esse aumento de R\$ 940,8 milhões deve-se principalmente à:

1. taxa auferida pela Companhia pelo redirecionamento de cargas de gás não utilizadas pela usina, totalizando um valor de R\$ 229,4 milhões no exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2025;
2. ressarcimento por sinistro deferida pela falha na conexão da tubulação de Hub Sergipe, no qual foi reconhecido o valor de R\$ 141,0 milhões no resultado a título de receita de indenização, no exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2025;
3. direito ao recebimento líquido da diferença entre receita fixa contratual recebida e os custos com energia comprada referente ao atraso na entrada em operação da UTE MC2 Nova Venécia 2. O montante a receber é de R\$ 109.934, sendo R\$ 50,6 milhões como valor principal reconhecido como outras receitas; e
4. diminuição por perda por redução ao valor recuperável (*impairment*) das usinas térmicas a carvão no montante de R\$ 634,7 milhões após a constatação de indicativos de desvalorização face a falta de visibilidade para reconstrução das usinas, cujos prazos atuais dos contratos regulados se encerram em 2027 e 2028 (Itaqui e Pecém, respectivamente).

- **Resultado Financeiro**

Em 2025, o resultado financeiro líquido da Companhia totalizou -R\$ 1.281,2 milhões, representando uma melhora de R\$ 2.280,5 milhões em relação ao resultado negativo de R\$ 3.561,7 milhões registrado em 2024.

Receitas Financeiras

2.1 Condições financeiras e patrimoniais

As receitas financeiras da Companhia foram de R\$ 597,7 milhões no exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2024 para R\$ 1.681,7 milhões no exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2025, representando um acréscimo de R\$ 1.083,9 milhões ou 181,3%. Esse resultado deve-se, principalmente aos seguintes fatores:

1. Aumento de R\$ 1.453,8 milhões contabilizados na rubrica de variação cambial sobre arrendamento, superando em R\$ 527,9 o saldo de 2024, cujo impacto é, em sua maioria, variação cambial relacionada ao arrendamento do FRSU da UTE Porto Sergipe I, que sofreu desvalorização cambial que reduziu o saldo passivo remanescente, situação inversa à registrada em 2024, onde foi observada a valorização da moeda (dólar americano) que rege o contrato;
2. Melhoria nas rubricas de encargos de dívidas, juros sobre debêntures e variação monetária em R\$ 315,6 milhões, fruto dos processos de *liability management* realizado pela Companhia nos últimos anos;
3. Crescimento na receita de aplicações financeiras no valor de R\$ 213,0 milhões, decorrente da maior posição de caixa média ao longo de 2025 e pela elevação da taxa DI na comparação entre os anos; e
4. Contabilização de R\$ 176,0 milhões no exercício de 2025, comparado a -R\$ 424,1 milhões em 2024. Tal resultado foi impulsionado pela redução da curva DI no médio e longo prazo, que impactou positivamente a marcação a mercado atrelada às operações de antecipação de recebíveis das UTEs que possuem CDI como fator de desconto. Além disso, em 2024 ocorreram operações de compra de energia nas UTEs Linhares, Povoação e Viana, o que impactou negativamente a rubrica à época.

Despesas Financeiras

As despesas financeiras da Companhia apresentaram um queda substancial quando comparadas às apresentadas ao final do exercício anterior. No exercício findo em 31 de dezembro de 2025 a Companhia registrou R\$ 4.159,4 milhões na rubrica enquanto no exercício findo em 31 de dezembro de 2024 o valor chegou a R\$ 2.962,9 milhões, representando um decréscimo de R\$ 1.196,5 milhões ou 28,8%. Essa redução decorre, principalmente, devido aos seguintes fatores:

1. Melhoria consolidada nas rubricas de “Encargos de dívidas”, “Juros sobre Debêntures” e “Variação Monetária”, que refletem principalmente o trabalho de *liability management* realizado pela Companhia nos últimos anos. O impacto positivo observado (redução de despesas financeiras) das rubricas chegou ao montante aproximado de R\$ 315,6 milhões ao final do exercício de 2025; e
2. Efeito positivo da marcação a mercados e derivativos que alcançou o montante de R\$ 176,0 milhões no exercício findo em 31 de dezembro de 2025, que comparado ao resultado de -R\$ 424,1 milhões no exercício findo em 31 de dezembro de 2024, refletiu a redução da curva de DI no médio e longo prazo e demonstrou tal impacto nos instrumentos financeiros atrelados às operações de antecipação de recebíveis das UTEs Porto Sergipe I, Itaqui e Pecém II. Além disso houveram operações de compras de energia nas UTEs Linhares, Povoação e Viana no exercício de 2024, operações estas que não ocorreram em 2025, fato que contribuiu para a melhora comparativa entre os exercícios.

- **Imposto de renda e contribuição social sobre o lucro**

Corrente

O valor referente ao imposto de renda e contribuição social corrente da Companhia foi de R\$ 237,9 milhões no exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2024 para R\$ 219,9 milhões no exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2025, representando uma diminuição da despesa de R\$ 18,0 milhões ou 7,6%, em decorrência, principalmente, do efeito relacionado à incorporação das térmicas do Espírito Santo, que contribuiu para um menor nível de despesa em aproximadamente R\$ 59 milhões, parcialmente compensado pelo impacto do maior lucro tributável apurado no período, que adicionou cerca de R\$ 38 milhões à despesa. A interação desses fatores explica o valor líquido apresentado no exercício.

Diferido

2.1 Condições financeiras e patrimoniais

O valor referente ao imposto de renda e contribuição social diferidos da Companhia passou de uma receita de R\$ 2.137,1 milhões no exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2024, para uma despesa de -R\$ 520,5 milhões no exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2025, representando uma variação de R\$ 2.657,6 milhões ou 124,4%, gerado, principalmente, da incorporação societária realizada no segundo trimestre de 2024, ocasião em que foi baixado o passivo de IRPJ/CSL diferidos relacionado à mais-valia gerada na aquisição de controle da Celse.

FLUXO DE CAIXA

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:		
(em milhares de reais, exceto percentuais)	2025	2024	AH (%) 25x24
Caixa e equivalentes de caixa líquido gerados pelas atividades operacionais	5.135,6	4.155,6	23,6%
Caixa e equivalentes de caixa líquido consumidos nas atividades de investimentos	(5.077,8)	(3.405,2)	49,1%
Caixa e equivalentes de caixa líquido gerados / (consumidos) nas atividades de financiamentos	(1.103,7)	101,8	N.M.*
Aumento/diminuição de caixa e equivalentes de caixa	(1.045,9)	852,2	(222,7%)

*N.M= Não mensurável

Caixa e equivalentes de caixa líquidos gerados pelas atividades operacionais

O caixa líquido gerado pelas atividades operacionais passou de R\$ 4.155,6 milhões no exercício encerrado em 31 de dezembro de 2024, para R\$ 5.135,6 milhões no exercício encerrado em 31 de dezembro de 2025, registrando um aumento de R\$ 980,0 milhões ou 23,6%. Podemos destacar como os principais fatores influenciadores:

1. O aumento de depreciação e amortização de 65,3% ou R\$ 1.104,0 milhões, decorrente de Itaqui e Pecém que sofreram depreciação acelerada em 2025 por conta dos estudos para a viabilidade de conversão das plantas; e
2. A variação cambial positiva sobre os contratos de arrendamento do FSRU que sofreram a influência da desvalorização de moeda estrangeira (dólar americano) em 2025.

Caixa e equivalentes de caixa líquido consumidos nas atividades de investimentos

O caixa líquido consumido nas atividades de investimento passou de R\$ 3.405,2 milhões no exercício encerrado em 31 de dezembro de 2024, para um caixa líquido consumido de R\$ 5.077,8 milhões no exercício finalizado em 31 de dezembro de 2025, registrando um aumento de R\$ 1.672,6 milhões ou 49,1%. Esse aumento no caixa consumido nas atividade de investimentos, aconteceu, substancialmente, devido ao aumento de aquisição de imobilizado e intangível em 121,3% ou R\$ 3.102,0 milhões, entre o exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2025 e o exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2024, representada, principalmente, pelos (i) equipamentos adquiridos para a construção do projeto Azulão 950, (ii) pela aquisição de sobressalentes para o Hub Sergipe, campanha de exploração do campo de Gavião Belo, (iii) pelos investimentos na planta de SLNG e (iv) gastos com investimentos direcionados para o Leilão de Reserva de Capacidade.

Caixa líquido gerado/(consumido) nas atividades de financiamento

2.1 Condições financeiras e patrimoniais

O caixa líquido consumido pelas atividades de financiamento passou de R\$ 101,8 milhões no exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2024 para um caixa líquido consumido de R\$ 1.103,7 milhões no exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2025, registrando uma redução de R\$ 1.205,5 milhões ou 1.184,7%. Essa redução no caixa consumido decorre, principalmente, da menor realização de antecipações de recebíveis futuros, cujo o saldo foi zerado para o exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2025 e totalizou R\$ 2.700,0 milhões para o exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2024, representando uma variação de R\$ 2.700,0 milhões e da diminuição dos pagamentos de principal e juros de empréstimos, financiamentos e debêntures, que somados resultaram em R\$ 3.070,2 milhões para o exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2025 e em R\$ 8.064,2 milhões para o exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2024, indicando uma queda de R\$ 4.994,0 milhões. Além disso a recompra de ações também impactou negativamente a variação partindo de um saldo zerado no exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2024 para um saldo negativo de R\$ 222,2 milhões no exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2025, representando uma variação negativa de R\$ 222,2 milhões.

2.2 Resultados operacional e financeiro

2.2. RESULTADOS OPERACIONAIS E FINANCEIRO

(a) resultados das operações da Companhia

(i) descrição de quaisquer componentes importantes da receita Fontes de Receita

Fontes de Receita

Em vista da natureza das operações da Companhia, os Diretores entendem que a sua principal fonte de receitas é a venda de energia proveniente dos segmentos operacionais das atividades de geração e o segmento de comercialização de energia elétrica.

A Companhia registrou R\$ 18.416,1 milhões de receita operacional líquida no exercício social findo em 31 de dezembro de 2025, sendo 62% maior em relação ao total de R\$ 11.387,5 milhões registrado no exercício social findo em 31 de dezembro de 2024.

Demanda e uso de energia elétrica pelos consumidores

A quantidade efetiva de energia elétrica comercializada pela Eneva, bem como as tarifas cobradas, é determinante no montante de receitas que a Companhia obtém na venda de energia elétrica. O volume de energia elétrica comercializado pela Eneva, no entanto, varia em função da demanda do mercado e o efetivo uso de energia elétrica pelos consumidores da Companhia e sua capacidade de controlar ou impactar tal demanda e uso é bastante limitada.

Mudanças na demanda por energia elétrica são impulsionadas, em grande parte, por fatores gerais fora do controle da Eneva, incluindo (i) alterações no nível de atividade econômica no Brasil, (ii) as mudanças no volume de uso de energia elétrica pelos consumidores da Companhia, (iii) a opção de alguns dos consumidores da Eneva de comprar energia elétrica da Companhia ou de concorrentes, e (iv) o efetivo custo de geração da energia elétrica comercializada. Desta forma, as receitas brutas da Companhia variam de período a período em resposta a variações em fatores gerais. Mudanças na demanda por energia elétrica são impulsionadas, em grande parte, por fatores gerais fora do controle da Eneva, incluindo (i) alterações no nível de atividade econômica no Brasil, (ii) as mudanças no volume de uso de energia elétrica pelos consumidores da Companhia, (iii) a opção de alguns dos consumidores da Eneva de comprar energia elétrica da Companhia ou de concorrentes, e (iv) o efetivo custo de geração da energia elétrica comercializada. Desta forma, as receitas brutas da Companhia variam de período a período em resposta a variações em fatores gerais.

(ii) fatores que afetaram materialmente os resultados operacionais

Exercícios sociais encerrados em 31 de dezembro de 2025 e 2024

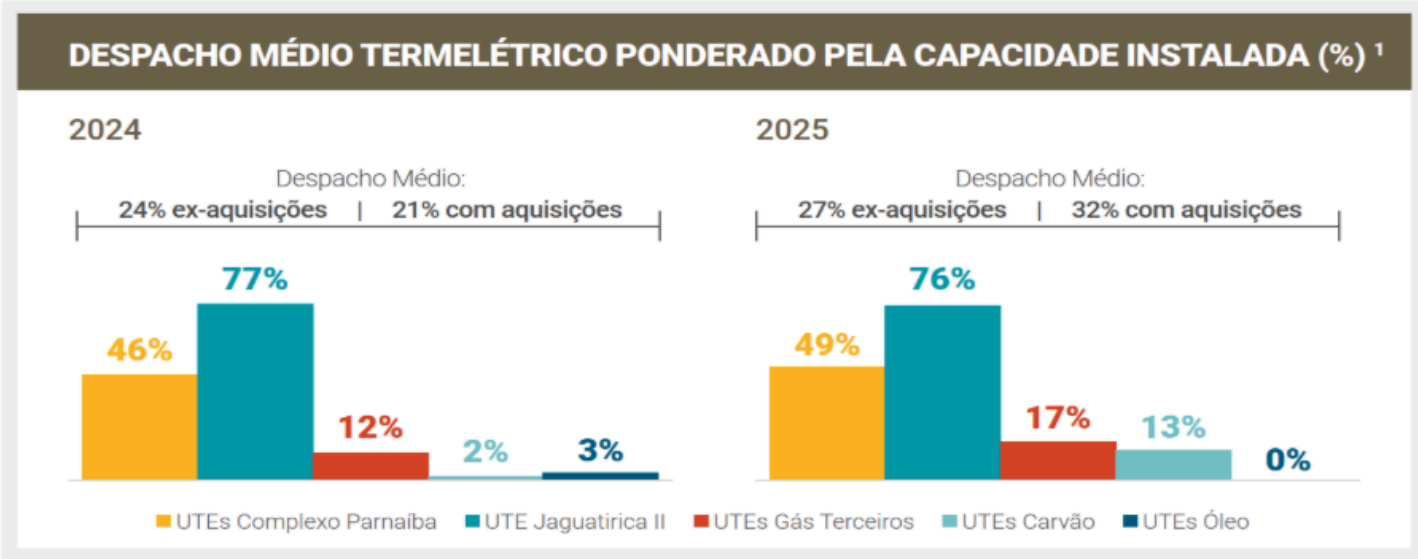
Em 2025 a carga de energia do Sistema Interligado Nacional ("SIN") apresentou ligeira queda na comparação com o ano anterior. Ainda assim, o ano foi marcado por importantes efeitos no setor elétrico, que acabaram impulsionando a necessidade de despacho térmico, com destaque para:

1. Recordes sucessivos de cortes de geração de energia renovável por parte do ONS devido aos limites de escoamento em momentos de elevada geração renovável e menor carga no SIN, ou ao longo da tarde para possibilitar a rampa principalmente das térmicas ao final do dia para suprir os picos de carga;
2. Intensificação do crescimento da carga líquida ao final do dia, sendo suprida majoritariamente pelas fontes despacháveis, uma vez que, nesses períodos, uma grande parcela das fontes renováveis não contribuem para o atendimento do SIN;
3. Aceleração do aumento de participação das fontes renováveis no balanço energético, principalmente fotovoltaicas e da micro e minigeração distribuída; e
4. Piora do cenário hidrológico no segundo semestre de 2025.

2.2 Resultados operacional e financeiro

Esses efeitos reforçaram a relevância das fontes flexíveis para garantir a confiabilidade do SIN e impulsionaram a necessidade de despacho de termelétricas ao longo de 2025. Para mitigar a possibilidade de déficit de potência no segundo semestre de 2025 e garantir a segurança eletroenergética do setor, foram implementadas diversas medidas pela Aneel e ONS, incluindo a antecipação de determinados contratos de capacidade de usinas termelétricas contratadas no Leilão de Reserva de Capacidade de 2021 ("LRCAP 2021"), antecipando o início dos contratos regulados de quatro ativos da Eneva.

O maior atendimento à demanda do SIN por ativos termelétricos também inviabilizou, em diversos períodos do segundo semestre de 2025, a exportação de energia térmica para a Argentina e Uruguai, mesmo em períodos em que houve a sinalização de demanda desses países. Ainda assim, o volume médio de exportação de energia do Brasil em 2025 superou o de 2024, impulsionado pelas condições hidrológicas mais favoráveis no primeiro semestre de 2025. Para a Companhia, contudo, o volume de exportação de energia reduziu, refletindo tanto restrições de intercâmbio de energia entre subsistemas Norte e Nordeste para o Sudeste, ocorridos no 1T25, decorrentes de limitações operativas do SIN, quanto o atendimento contínuo aos despachos regulados ao longo de praticamente todo o segundo semestre, refletindo os CVUs competitivos de grande parte do complexo térmico da Eneva.



1 - Para fins de comparabilidade entre os períodos, foram apresentados nos gráficos de despacho e geração médios os resultados operacionais de 2024 das UTEs de Linhares, Tevisa, Povoação, as quais passaram a fazer parte do portfólio da Eneva em 25 de outubro/24, e das UTEs de Gera Maranhão, as quais só passaram a fazer parte do portfólio da Eneva, parcialmente (50%) em 14 de novembro/24 e de 100% em 11 de dezembro/24, com a conclusão dos seus respectivos processos de aquisição.

Despacho

Diante do contexto operacional comentado, os ativos da Eneva apresentaram maior volume médio de despacho em 2025 frente a 2024, refletindo a maior necessidade de geração térmica pelo SIN. Em 2025, o portfólio térmico da Companhia alcançou um despacho médio de 27%, impulsionado, sobretudo pelo forte desempenho das usinas a gás próprio, que atingiram 51% de despacho médio, bem como pela maior geração dos ativos movidos a combustíveis de terceiros (contemplando gás, carvão e óleo), que registraram despacho médio de 12% no ano.

O Complexo Parnaíba apresentou despachos por motivo de: (i) ordem de mérito: aumento relevante do despacho em função de maior necessidade do sistema, com despachos ao longo de todo o ano de 2025, intensificados no segundo semestre em função da piora do cenário hidrológico; (ii) *unit commitment*, acionado de forma complementar aos despachos necessários para o sistema de modo a atender as restrições contratuais das usinas; (iii) inflexibilidade contratual definida em 50% do ano, conforme previsto nos CCEARs das UTEs Parnaíba II (ocorrida nos meses de janeiro e agosto a dezembro/25) e Parnaíba VI; e (iv) exportação: concentrados principalmente no primeiro semestre de 2025, apresentando redução frente ao ano de 2024.

Nas usinas a carvão, houve despacho por ordem de mérito intensificado nos últimos meses do ano acompanhando necessidade do sistema em função da piora do cenário hidrológico.

2.2 Resultados operacional e financeiro

Nas usinas movidas a gás de terceiros, houve despachos por: (i) ordem de mérito, incluindo os despachos antecipados das UTEs Linhares e Porto de Sergipe I, concentrados no segundo semestre de 2025 em função da maior necessidade de potência no SIN no período; (ii) *unit commitment*, (iii) restrição elétrica, solicitada pelo ONS para garantia de confiabilidade e estabilidade do SIN e (iv) inflexibilidade, por necessidades operativas pontuais dos ativos.

Na UTE Jaguatirica II, que opera com gás próprio, houve geração ligeiramente inferior em função de paradas programadas de manutenções preventivas ocorridas no 1T25 e 4T25.

Como reflexo do maior despacho médio em 2025, a geração de energia termelétrica bruta dos ativos da Eneva totalizou 12.009 GWh no ano crescimento de 27% frente ao ano anterior, acompanhando o desempenho dos ativos.

No segmento de Geração Solar, desde o início de sua operação comercial em 2023, a maior parte das UFVs possuíam contratos firmados de energia na modalidade de autoprodução com contrapartes. Ao final de 2024, foi celebrado contrato de venda de energia com a última SPE descontratada, das 6 SPEs que consolidam os ativos do pacote solar, resultando em 100% do parque com energia contratada nessa modalidade de autoprodução. Em 2025, o Complexo atingiu disponibilidade média de 98% e geração bruta total de 1.321 GWh. Apesar do aumento de 6,3 p.p. na disponibilidade média em relação ao ano anterior, o Complexo Futura apresentou redução de 10% na geração bruta total frente a 2024, quando encerrou o ano com 1.475 GWh. Essa queda na geração é decorrente dos cortes significativos de geração determinados pelo ONS para o parque solar, em função da sobreoferta de energia e das limitações do sistema de transmissão na região.

No segmento de *Upstream* a produção total de gás natural da Eneva atingiu 1,96 bcm em 2025, sendo 1,73 bcm relacionados ao Complexo Parnaíba e 0,23 bcm da Bacia do Amazonas, no Campo de Azulão, direcionado ao suprimento da UTE Jaguatirica II. O aumento de 17,5% do volume de produção frente ao ano de 2024 foi impulsionado, principalmente pela maior demanda por gás nas termelétricas do Complexo Parnaíba, em função, sobretudo, do maior nível de despacho médio em 2025 em comparação ao ano anterior, acompanhando o aumento da necessidade de geração térmica no SIN ao longo do ano. É importante também destacar que, a partir de 2025, com o início da operação das plantas de liquefação no Parnaíba do segmento de Comercialização de Gás *Off-Grid*, uma pequena parcela do gás produzido na Bacia do Parnaíba foi também destinada à venda direta da molécula liquefeita aos clientes nesse modelo de negócios (em um total de menos de 0,1 bcm em 2025). Na Bacia do Amazonas, o volume produzido permaneceu estável na comparação com 2024, acompanhando a manutenção do despacho médio em níveis semelhantes da UTE Jaguatirica II em 2025.

Receitas

A receita operacional líquida no exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2025 totalizou R\$ 18.416,1 milhões, aumento de 62% frente ao exercício de 2024. Esse crescimento foi caracterizado por uma expansão significativa do desempenho operacional da Companhia, decorrente de fatores estruturais e conjunturais que impactaram positivamente os principais segmentos de atuação. Nas térmicas a gás do Espírito Santo e na geração a óleo, observou-se um incremento expressivo de receitas, relacionados aos ativos adquiridos no 4T24, refletindo, principalmente: (i) a contribuição integral das receitas fixas vinculadas aos contratos regulados vigentes em 2025 dos CCEAR e dos CERs das UTEs Linhares, Viana 1 e Povoação 1, frente a apenas o resultado *pro-rata* de 2024 contabilizado após a conclusão da aquisição 25 de outubro de 2024; e (ii) início dos contratos regulados referentes ao LRCAP 2021 das UTEs Viana, em agosto/25, e das UTEs Geramar I e II, em outubro/25, tendo estes contratos sido antecipados em função da necessidade de potência do SIN.

O Hub Sergipe também contribuiu de forma material para o desempenho do exercício, refletindo principalmente nas receitas provenientes da UTE Porto de Sergipe I, que acompanharam a atualização do IPCA nas receitas fixas do contrato regulado vigente, quanto a comercialização de gás *On-Grid*, cuja consolidação do modelo de negócios ocorreu em 2025, sendo um dos destaques do ano.

O Complexo Parnaíba apresentou um crescimento impulsionado pelo (i) início dos contratos regulados da UTE Parnaíba VI, em janeiro/25, e Parnaíba IV, em outubro/25, sendo este último antecipado em função da

2.2 Resultados operacional e financeiro

necessidade do SIN; (ii) reajuste da receita fixa dos demais ativos do Complexo, acompanhando o aumento do IPCA no período; (iii) aumento do nível de despacho em 2025, contribuindo para crescimento da receita variável no ano, tanto em função da geração para atendimento à necessidade do SIN, quanto para exportação de energia para a Argentina.

Na frente de comercialização de energia, houve aumento nas receitas operacionais do segmento, impulsionadas, principalmente, pelo resultado das operações estruturadas realizadas ao final de 2024 e ao final do 2025. Além disso, o início da operação comercial do segmento de gás off-grid ("SSLNG") representou uma nova fonte de crescimento, sendo que as receitas do segmento são decorrentes, principalmente, dos contratos de fornecimento firme de gás natural para clientes não conectados à rede, sendo indexados, principalmente, aos preços de petróleo e dólar, e cujos contratos preveem cláusulas de *take-or-pay*, garantindo previsibilidade de geração de caixa para a Companhia. Os demais ativos de geração, incluindo fontes térmicas, renováveis e a UTE Jaguatirica II, apresentaram desempenho positivo no total de receitas registradas em 2025, devido a, sobretudo, atualização do IPCA em suas respectivas receitas fixas.

Custos

O custo operacional, incluindo depreciação e amortização, foi de R\$ 13.011,5 milhões no exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2025, representando um aumento de 75,0%, em comparação ao montante de R\$ 7.434,0 milhões registrado no exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2024, em função, sobretudo, dos maiores dispêndios observados no Hub Sergipe, que registrou elevação dos custos de combustíveis em razão do maior nível de despacho da UTE Porto de Sergipe I, bem como aumentos na Comercialização de Gás *On-Grid*, relacionados a custos de *boil-off*, armazenagem e transporte de GNL no FSRU e à contratação de capacidade adicional de estocagem ao final de 2025. Também contribuíram o primeiro ano integral de custos fixos das térmicas do Espírito Santo e da geração a óleo, que permaneceram disponíveis para operação *merchant* até a entrada dos contratos regulados no segundo semestre, além de custos variáveis de combustíveis associados a despachos regulados de ativos a gás de terceiros, incluindo o despacho antecipado da UTE Linhares no quarto trimestre.

O Complexo Parnaíba também registrou aumento de custos, decorrente do início da operação da UTE Parnaíba VI, dos reajustes contratuais de operação e manutenção dos demais ativos e das compras de energia necessárias tanto para mitigar o atraso do início de operação da nova usina quanto para suportar operações da comercializadora que foram impactadas pelo descolamento de preços no mercado. Na geração solar, o crescimento das despesas refletiu o maior volume de cortes de geração determinados pelo ONS, que exigiu maiores compras de energia para atendimento dos contratos, somado ao descolamento de preços entre submercados observado ao longo de 2025 e à necessidade de adquirir energia adicional no Sudeste para honrar contratos localizados na região, resultando também em acréscimos nos ressarcimentos de encargos às contrapartes. Adicionalmente, houve custos incrementais relacionados ao início da operação do segmento *off-grid*, em razão das plantas de liquefação e do fornecimento de gás a clientes não conectados à malha, assim como aumento dos custos na Comercialização de Energia decorrente de operações estruturadas realizadas no início e no final do exercício, voltadas à otimização do capital de giro da Companhia.

Despesas

Em 2025, as Despesas Operacionais, excluindo depreciação e amortização, cresceram 58% frente ao ano anterior, totalizando R\$ 917,6 milhões. O aumento observado em 2025 é explicado, principalmente, pelo crescimento de R\$ 271,7 milhões com despesas com exploração, geologia e geofísica, impulsionadas pelos gastos com as campanhas sísmicas realizadas no ano nas Bacias do Amazonas e Paraná, assim como a campanha de perfuração iniciada em 2025 na Bacia do Parnaíba. Além disso, também houve um aumento de R\$ 65,6 milhões com despesas gerais e administrativas, em função, principalmente, de maiores despesas com pessoal, acompanhando maior provisionamento de resultado de PLR/bônus dado o atingimento de metas em 2024 e 2025, reajuste anual da folha de colaboradores conforme acordo coletivo e aumento do número de colaboradores em razão dos planos estratégicos de crescimento da Companhia.

2.2 Resultados operacional e financeiro

A rubrica de Outras Receitas e Despesas totalizou o valor positivo de R\$ 260,5 milhões em 2025, comparada ao valor negativo de R\$ 680,1 milhões em 2024.

As receitas apresentadas no ano corrente são referentes, principalmente:

1. Operações pontuais com cargas de GNL realizadas ao longo de 2025 no segmento de Comercialização de Gás *On-Grid*, somando R\$ 208,0 milhões, capturando oportunidades de arbitragem de preços no mercado e otimização de portfólio e contratos;
2. Impacto líquido positivo de R\$ 112,0 milhões no Hub Sergipe, decorrente do (i) ressarcimento de sinistro relacionado à falha do equipamento *riser* ocorrido no 4T24, cuja análise de causa raiz resultou em um parecer técnico favorável no 3T25, e (ii) provisão de sinistro de transformador substituído no 3T25; e
3. Contabilização de R\$ 45,9 milhões no Complexo Parnaíba no 3T25 decorrentes de decisão favorável da ANEEL sobre o excludente de responsabilidade pelo atraso da entrada em operação comercial da UTE Parnaíba III e recomposição de prazo do seu contrato regulado. O valor contabilizado inclui os custos com volume de energia adquirida para cumprimento dos critérios contratuais, descontado do montante de receita fixa recebido naquele período.

Por outro lado, no ano de 2024 foram contabilizados R\$ 634,7 milhões relacionados a perdas por expectativa de recuperabilidade dos ativos a carvão (*Impairment*) no 4T24. À época, foi reconhecida possibilidade de redução no valor recuperável dos ativos, dada a falta de visibilidade sobre a realização de leilão para a reconstrução dos ativos utilizando o carvão como combustível principal, sendo adotada a conversão para gás natural como o cenário base para reconstrução das usinas.

O resultado financeiro no exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2025 totalizou R\$ 1.281,2 milhões, frente ao resultado negativo de R\$ 3.561,7 milhões apresentado em 2024. A melhora do resultado financeiro líquido em 64% é reflexo, principalmente, dos seguintes fatores:

1. Variação Cambial Sobre Arrendamento: montante positivo de R\$ 527,9 milhões contabilizado na rubrica em 2025, apresentando melhoria de R\$ 1.453,8 milhões em 2025 frente ao contabilizado em 2024, cujo impacto é referente, sobretudo, à variação cambial referente ao arrendamento do FSRU da UTE Porto de Sergipe I, reflexo da desvalorização cambial que reduziu o saldo remanescente do passivo devido em moeda estrangeira (dólar americano) em 2025, com efeito inverso registrado em 2024, quando foi observado a valorização do dólar;
2. Principais rubricas associadas às adições de dívida: melhoria consolidada de R\$ 315,6 milhões no período no somatório das variações das principais rubricas de adições de dívida, “Encargos de Dívida”, “Juros sobre Debêntures” e “Variação Monetária”, refletindo, principalmente, os sucessivos processos de *liability management* realizados pela Companhia nos últimos anos;
3. Receitas de Aplicações Financeiras: crescimento de R\$ 213,0 milhões na rubrica, somando R\$ 534,2 milhões em 2025. Essa melhora observada é decorrente, principalmente, da maior posição de caixa média ao longo de 2025 e pela elevação da taxa DI na comparação entre os anos; e
4. Marcação a Mercado de Swaps: contabilização de R\$ 176,0 milhões em 2025, frente a -R\$ 424,1 milhões em 2024, refletindo principalmente (i) a redução da curva DI no médio e no longo prazo, impactando positivamente a marcação a mercado do swap atrelado às operações de antecipação de recebíveis da UTEs Porto de Sergipe I, Itaqui e Pecém II, que possuem o CDI como fator de desconto; e (ii) operações de compra de energia nas UTEs Linhares, Povoação e Viana ocorridas em 2024, impactando negativamente o resultado naquele período, não realizadas em 2025.

A melhora foi mitigada principalmente pela variação da rubrica “Ajuste ao Valor Presente de Recebíveis Futuros”, que registrou -R\$ 482,4 milhões em 2025, frente a -R\$272,3 milhões em 2024. A variação foi principalmente decorrente da contabilização dos encargos financeiros relacionados às operações de antecipação de recebíveis, em especial da UTE Porto de Sergipe I, que apenas passou a ser contabilizada a partir de julho de 2024 após a sua estruturação, com apropriação de juros integral em 2025 e em menos de um semestre em 2024.

Os tributos correntes e diferidos no exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2025 totalizaram uma despesa de R\$ 740,4 milhões, quando comparado a R\$ 1.899,3 milhões no exercício social encerrado em 31 de

2.2 Resultados operacional e financeiro

dezembro de 2024. O valor no exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2025 pode ser explicado principalmente pela redução da despesa corrente decorrente da incorporação das térmicas do Espírito Santo (aproximadamente R\$ 59 milhões), parcialmente compensada pelo maior lucro tributável do período (cerca de R\$ 38 milhões), e, sobretudo, pela ausência do efeito não recorrente registrado em 2024 no imposto diferido, quando ocorreu a baixa do passivo de IRPJ/CSL diferidos associado à mais-valia na aquisição da Celse, que transformou uma receita diferida em 2024 em despesa em 2025.

Dessa forma, refletindo os efeitos mencionados acima, no exercício social findo em 31 de dezembro de 2025, a Eneva registrou lucro líquido do exercício de R\$ 1.691,6 milhões, apresentando crescimento de 207,9% frente ao exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2024.

(b) variações relevantes das receitas atribuíveis a introdução de novos produtos e serviços, alterações de volumes e modificações de preços, taxas de câmbio e inflação

Condições macroeconômicas

Uma vez que todas as atividades são conduzidas no Brasil e a maior parcela da receita da Companhia é auferida por vendas de energia no Brasil, os resultados operacionais e a condição financeira da Companhia são influenciados pelas condições econômicas do país. A economia brasileira tem registrado variações significativas nas taxas de crescimento econômico, juros, inflação e taxas de câmbio. A Companhia avalia constantemente as suas exposições a esses indicadores e sugere políticas e estratégias para minimizar os impactos dessas variações em sua atividade.

A tabela abaixo mostra as taxas de inflação, juros e câmbio no exercício social de 2025 e o comparativo com o exercício social de 2024:

	Exercício social encerrado em 31 de dezembro de	
	2025	2024
Crescimento (redução) do PIB – Acumulado em 4 trimestres ¹	2,3%	3,4%
Inflação acumulada no período (IGP-M) ²	(1,1%)%	6,5%
Inflação acumulada no período (IPCA) ³	4,3%	4,8%
CDI ao fim do período ⁴	14,3%	12,2%
TJLP ao fim do período ⁵	9,1%	7,4%
Valorização (desvalorização) do real frente ao dólar no período ⁶	(11,1%)	27,9%
Taxa de câmbio ao fim do período ⁷	5,5024	6,1923
Taxa de câmbio média no período ⁸	5,5855	5,3920

Fonte: Banco Central, FGV, IBGE, Câmara de Custódia e Liquidação e CETIP.

(1) Fonte: IBGE.

(2) IGP-M é o índice geral de preços de mercado conforme calculado pela FGV. IGP-M é o índice geral de preços de mercado conforme calculado pela FGV. Para 2025 e 2024, foram utilizado os últimos 12 meses até 31 de dezembro de 2025 e 2024.

(3) IPCA é o índice de preços do consumidor amplo conforme calculado pelo IBGE. Para 2025 e 2024, foram utilizado os últimos 12 meses até 31 de dezembro de 2025 e 2024.

(4) A taxa CDI é uma taxa de referência diária correspondente à média da taxa de juros utilizada nos depósitos interbancários de um dia útil conforme registrados e liquidados no sistema da CETIP.

(5) A TJLP é a taxa de juros de longo prazo divulgada trimestralmente pelo Banco Central.

(6) Variação da taxa de câmbio (PTAX - venda) divulgada pelo Banco Central no último dia do período com a taxa de câmbio do último dia do período imediatamente anterior.

(7) Taxa de câmbio (PTAX - venda) divulgada pelo Banco Central.

(8) Média da taxa de câmbio (PTAX – venda) divulgada pelo Banco Central considerando os últimos 12 meses até 31 de dezembro de 2025 e 2024 divulgada pelo Banco Central.

Variação cambial e na taxa de juros

A Companhia e suas controladas possuem empréstimos, financiamentos, debêntures e obrigações relacionadas a operações de antecipações de recebíveis de receitas indexados a taxas de juros pós fixadas (CDI, TJLP e Euribor)

2.2 Resultados operacional e financeiro

e taxa de inflação (IPCA) ficando, portanto, os fluxos de pagamento dessas dívidas expostos às flutuações dessas taxas. A volatilidade desses indexadores impacta as despesas financeiras da Companhia.

O impacto de flutuações das taxas de juros nos fluxos de pagamento da dívida é mitigado pela remuneração dos recursos financeiros mantidos em Caixa/Equivalentes de caixa, predominantemente atrelada ao CDI, e o impacto de flutuações da taxa de inflação é mitigado pela previsão contratual de correção anual de parcela representativa das receitas da Companhia, ambos medidos pelo IPCA.

Em 31 de dezembro de 2025, 99,4% do endividamento da Companhia era denominado em reais (R\$), sendo 83,5% atrelados ao IPCA, 15,8% ao CDI, 0,6% ao pré-fixado e EURIBOR+ além de 0,1% ao TJLP. Já em 31 de dezembro de 2024, 99,5% do endividamento da Companhia era denominado em reais (R\$), sendo 79,5% atrelados ao IPCA, 19,1% ao CDI, e 1,4% pré-fixado e EURIBOR. O endividamento em moeda estrangeira é reconhecido pela Companhia em reais, convertendo seu saldo devedor pela taxa de câmbio ao fim do período.

Adicionalmente, no contexto de exposições em moeda estrangeira, a UTE Porto de Sergipe I possui contrato de arrendamento mercantil em dólar americano relacionado ao afretamento de uma unidade flutuante de armazenagem e regaseificação ("FSRU"). O contrato tem vigência até o ano de 2044 e, pelos requisitos contábeis, é registrado no passivo o valor justo de todos os fluxos futuros de pagamento do arrendamento. Em função disso, flutuações na taxa de câmbio podem resultar em impacto no resultado financeiro da Companhia, embora sem efeito no caixa em sua totalidade.

A Companhia também possui receitas indexadas à taxa de câmbio (US\$-R\$) em contratos firmes de venda de gás natural no segmento de Comercialização de Gás Off-grid por meio da venda de GNL em pequena escala ("SSLNG"), que constituem hedge natural para os desembolsos relativos ao arrendamento do FSRU. A Companhia também está exposta ao câmbio em suas receitas de venda e compra de gás natural obtidas em seus contratos celebrados no segmento de Comercialização de Gás *On-grid*.

O resultado financeiro da Companhia pode ser impactado pela variação da TJLP, IPCA, CDI, Euribor e a valorização ou desvalorização do Real frente ao dólar americano. Importante ressaltar que até outubro de 2023, o resultado financeiro da Eneva era impactado também pela SOFR (que substituiu a LIBOR em abril de 2023), no entanto, após a conclusão do processo de reestruturação de dívidas da CELSE anteriores à aquisição pela Companhia, as dívidas indexadas a SOFR e dólar americano foram liquidadas integralmente. Adicionalmente, conforme disposto, o resultado financeiro também é impactado pela variação cambial na rubrica de arrendamento mercantil na UTE Porto de Sergipe I.

Ajustes sobre as tarifas

A receita da Companhia está atrelada aos contratos de comercialização de energia celebrados pelas usinas nas quais tem participação. Aquelas que celebraram contratos por disponibilidade em Ambiente de Contratação Regulado ("ACR") recebem uma parcela fixa e outra variável, conforme segue:

- **Receitas Fixas:** remuneram o investimento do empreendedor e são indexadas à inflação pelo IPCA com reajuste anual. A usina faz jus ao recebimento desta parcela de receita independente de ser chamada ao despacho pelo ONS.
- **Receitas Variáveis:** remuneram os custos variáveis incorridos na ocasião de despacho pelo ONS. A composição das receitas variáveis varia de acordo com o tipo de combustível utilizado pela usina, sendo que praticamente todas tem alguma parcela do preço (CVU) atrelada a inflação.

Adicionalmente, as térmicas movidas a carvão têm sua receita variável atrelada ao preço internacional do carvão (CIF-ARA), moeda estrangeira (dólar americano) e inflação (IPCA), enquanto as térmicas movidas a gás natural ou vapor podem ter sua receita variável atrelada ao preço internacional do gás (Henry Hub), preço internacional do petróleo (Brent), preço internacional do GNL (JKM), moeda estrangeira (dólar americano), inflação (IPCA e IGP-M), *Producer Price Index* ("PPI") e *Consumer Price Index* ("CPI-U"). As receitas variáveis das térmicas movidas a óleo combustível são reajustadas ao preço de óleo combustível OCB1 e a taxa de câmbio.

2.2 Resultados operacional e financeiro

Todas as usinas podem receber, além das parcelas de receita fixa e variável, receita oriunda da liquidação de energia no Ambiente de Contratação Livre (“ACL”), a qual é remunerada pelo Preço de Liquidação de Diferenças (“PLD”), calculado diariamente para cada hora do dia seguinte, considerando a aplicação dos limites máximos (horário e estrutural) e mínimo vigentes para cada período de apuração e para cada submercado, conforme definição da ANEEL anualmente.

As usinas térmicas também podem comercializar energia para exportação em base semanal, sendo que os volumes e preços de venda de energia são acordados em contratos bilaterais para cada período.

Adicionalmente, em relação ao Complexo Solar Futura 1, quase a totalidade das SPEs são remuneradas por receitas fixas referentes aos contratos bilaterais firmados com contrapartes, cujo compromisso de entrega da Companhia é referente à geração de energia solar para o consumo das unidades produtivas destes clientes. A receita variável do Complexo Solar Futura 1 se refere principalmente à liquidação da energia gerada pelas SPEs que não possuem contratos de venda celebrado.

Comercialização de Gás Natural On-Grid e Off-Grid:

- **Receitas Fixas:** Determinados contratos possuem parcela de preço com componente fixo, indexados à inflação pelo IPCA com reajuste anual, pelo período de vigência, com diferentes prazos de atualização.
- **Receitas Variáveis:** Determinados contratos possuem parcelas de preço atreladas à moeda estrangeira (dólar americano), preço internacional do petróleo (*Brent*), e preço internacional de GNL (JKM).

(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

O resultado operacional das usinas térmicas é impactado pela inflação (IPCA), que faz parte da fórmula de reajuste das receitas fixas de todas as usinas com contratos firmados no ACR, dos componentes de preços CO&M dos CVUs (que remuneram a receita variável de geração) de praticamente todas as usinas térmicas da Eneva, dos contratos bilaterais celebrados nas empresas que compõe o Complexo Solar Futura 1, e de determinadas parcelas de preço dos contratos de venda de gás natural celebrados com clientes tanto nas modalidades de Comercialização de Gás *On-Grid* quanto na Comercialização de Gás *Off-Grid*, além de compor os custos operacionais das térmicas a gás através do reajuste da molécula de gás.

O preço internacional do carvão (CIF ARA) e o dólar americano impactam a receita de geração e os custos variáveis das térmicas a carvão. Já o custo do gás no mercado internacional (*Henry Hub*) e o dólar americano impactam a receita de geração das UTEs Parnaíba I, Parnaíba IV e LORM.

As UTEs LORM 1, Povoação 1, Viana 1, Viana, Geramar I e Geramar II, adquiridas no final do exercício de 2024, também apresentam variação da parcela da receita variável contratual de geração, atrelada a preços de combustíveis (JKM para as três primeiras e OCB1 para as restantes) e taxa de câmbio. O JKM e a taxa de câmbio também impactam determinados contratos de venda de gás natural celebrados nas modalidades de Comercialização de Gás *On-Grid*.

Por sua vez, as UTEs Parnaíba II, Parnaíba III e Parnaíba VI, têm suas receitas de geração atreladas apenas ao IPCA. Já a UTE Parnaíba V possui indexador de receita em dólar e CPI-U. Vale ressaltar que as UTEs Parnaíba V e Parnaíba VI fecham o ciclo das UTEs Parnaíba I e Parnaíba III, respectivamente, de maneira que suas respectivas dinâmicas de produção de energia elétrica não consomem gás natural - não tendo, portanto, custos de combustível associados, incorrendo, em sua maioria, custos fixos de operação, assim como ocorre nas demais usinas do Complexo Parnaíba.

Adicionalmente, o preço internacional do petróleo (*Brent*) e o dólar americano impactam a receita de geração e os custos variáveis da UTE Porto de Sergipe I, assim como parcela do preço das receitas de venda de gás natural celebrados com clientes na modalidade de Comercialização de Gás *Off-Grid*.

2.2 Resultados operacional e financeiro

O IGPM, PPI e o dólar americano impactavam a receita e os custos da UTE Fortaleza até o final de dezembro de 2023. No entanto, este ativo foi desligado ao final de dezembro de 2023 e permanece em hibernação, não gerando mais receitas, sejam elas fixas ou variáveis, e custos associados à geração para a Companhia, até o momento.

É importante ressaltar que as operações de liquidação de energia no mercado de curto prazo celebrados para as usinas termelétricas são impactadas pelo PLD, assim como parte das receitas e custos do segmento de Comercialização de Energia.

2.3 Mudanças nas práticas contábeis/Opiniões modificadas e ênfases

2.3. MUDANÇAS NAS PRÁTICAS CONTÁBEIS/OPINIÕES MODIFICADAS E ÊNFASES

(a) mudanças nas práticas contábeis que tenham resultado em efeitos significativos sobre as informações previstas nos campos 2.1 e 2.2

O IASB e o CPC emitiram revisões das normas existentes aplicáveis a partir de 1º de janeiro de 2025. Outras normas também entraram em vigor na mesma data, mas não identificamos impactos materiais às demonstrações financeiras da Companhia. As principais alterações avaliadas foram:

IFRS S1 e IFRS S2 – Divulgação de informações financeiras relacionadas à sustentabilidade e clima

O IFRS S1 e o IFRS S2 foram emitidos para estabelecer um padrão global para a divulgação de informações financeiras relacionadas à sustentabilidade e às mudanças climáticas. O IFRS S1 define os requisitos gerais para que as empresas informem como riscos e oportunidades de sustentabilidade podem impactar sua posição financeira e desempenho no curto, médio e longo prazos, abrangendo governança, estratégia, gestão de riscos e métricas de sustentabilidade. Já o IFRS S2 complementa esse padrão ao focar especificamente na divulgação de riscos e oportunidades relacionados ao clima, exigindo informações detalhadas sobre impactos financeiros, estratégias de mitigação e adaptação, bem como metas e métricas climáticas.

Em 2025, a Companhia concluiu a revisão de dupla materialidade, diagnóstico e gap assessment considerando integralmente os requisitos do IFRS S1 e do IFRS S2, tendo definido o plano de implementação correspondente. Em 2026, a Companhia está implementando as melhorias identificadas em processos, sistemas, controles e governança.

Observando o cronograma regulatório e a transição prevista pelo ISSB, a Companhia adotará, neste primeiro ciclo, a divulgação de informações climáticas (IFRS S2) referentes ao exercício de 2026, a serem publicadas em 2027, aplicando os requisitos do IFRS S1 na medida necessária para suportar essas divulgações. A implementação completa dos requisitos gerais do IFRS S1 ocorrerá no ano subsequente.

IFRS 18 – Apresentação e divulgação das Demonstrações Financeiras

A IFRS 18 estabelece novos requerimentos de apresentação e divulgação das demonstrações financeiras, com o objetivo de aprimorar a comparabilidade entre entidades e fornecer informações mais relevantes e fiéis sobre ativos, passivos, patrimônio líquido, receitas e despesas. A norma será de adoção obrigatória a partir de 1º de janeiro de 2027, não sendo prevista a adoção antecipada pela Companhia.

Embora não altere critérios de reconhecimento ou mensuração, a IFRS 18 introduz mudanças significativas na estrutura das demonstrações financeiras, incluindo a nova classificação padronizada de receitas e despesas, novos subtotais obrigatórios na demonstração do resultado, novos princípios de agregação e desagregação, além de ajustes na apresentação da demonstração dos fluxos de caixa e de novas exigências de divulgação relacionadas às medidas de desempenho definidas pela Administração.

Durante o exercício de 2025, a Companhia conduziu um trabalho abrangente para avaliar os impactos decorrentes da adoção da IFRS 18. As principais atividades incluíram:

- Capacitação de diversas áreas internas, por meio de treinamentos específicos sobre os novos requerimentos da norma;
- Análise dos potenciais impactos em cláusulas contratuais, especialmente aquelas relacionadas a indicadores financeiros;
- Mapeamento de impactos contábeis e operacionais, com identificação de ajustes necessários;
- Criação de novas contas contábeis, alinhadas à estrutura de apresentação exigida pela norma.

Ao longo de 2026, a Companhia dará continuidade ao processo de implementação, com foco na adequação da estrutura do ERP SAP para suportar os novos critérios de apresentação e divulgação. O projeto contempla ajustes

2.3 Mudanças nas práticas contábeis/Opiniões modificadas e ênfases

sistêmicos, revisões de processos internos e validações de consistência para garantir conformidade plena com a nova norma a partir de sua vigência obrigatória.

CPC 48/IFRS 9 e CPC 40/IFRS 7 – Contratos referentes à energia e cuja geração dependa da natureza

Em dezembro de 2024, o IASB alterou os requisitos de aplicação de uso próprio (*own use*) e *hedge accounting* previstos no IFRS 9 - Instrumentos Financeiros, e adicionou certos requerimentos de divulgações do IFRS 7 - Instrumentos Financeiros - Evidenciação. O objetivo dessas mudanças é garantir que as demonstrações financeiras apresentem adequadamente os efeitos de contratos referentes à energia e cuja geração dependa da natureza, descritos como contratos que fazem referência à eletricidade dependente da natureza (*contracts referencing nature-dependent electricity*).

Essas alterações se aplicam apenas a contratos que expõem uma entidade à variação causada pela volatilidade na geração de energia que depende de condições naturais. As mudanças incluem: (i) orientações para que a entidade determine se o tratamento contábil dos contratos de energia que dependem de condições naturais devem ser como contratos de uso próprio; (ii) condições a serem consideradas para aplicação de *hedge accounting*, especificamente hedge de fluxo de caixa; e (iii) divulgações sobre características contratuais que expõem a entidade a variabilidades, compromissos contratuais ainda não reconhecidos (fluxos de caixa estimados) e efeitos dos contratos na performance da entidade durante o exercício.

Essas alterações são aplicáveis a exercícios/períodos iniciados a partir de 1º de janeiro de 2026. Durante o exercício de 2025, a Companhia analisou os efeitos dessas mudanças em suas demonstrações financeiras, não identificando impactos materiais.

Reforma Tributária

A Reforma Tributária sobre o Consumo, aprovada pela Emenda Constitucional nº 132/23, foi regulamentada, alterando de forma estrutural o modelo de tributação no Brasil. O novo sistema substituirá gradualmente o ICMS, ISS, PIS, COFINS e IPI pela Contribuição Social sobre Bens e Serviços (CBS), pelo Imposto sobre Bens e Serviços (IBS) e pelo Imposto Seletivo (IS). O objetivo central é simplificar o sistema, reduzir a cumulatividade e aumentar a neutralidade tributária.

A transição teve início em 2026, com consolidação completa prevista para 2033. A partir de 2029, haverá redução progressiva do ICMS, ISS e dos benefícios fiscais estaduais, até sua extinção em 2032. Durante esse período, coexistirão tributos antigos e novos, exigindo controles adicionais e ajustes de contabilização.

Ainda permanecem pendentes definições relativas às regras específicas de operacionalização e as alíquotas finais dos novos tributos. Estima-se que a carga combinada da CBS e do IBS possa alcançar até 28%, enquanto o IS terá alíquota máxima de 0,25% para carvão mineral e para o gás natural, exceto quando destinado a insumo industrial ou matéria-prima.

Foi instituída nova sistemática de creditamento que amplia as possibilidades de aproveitamento dos créditos tributários, eliminando limitações anteriormente existentes que resultavam em acúmulo sem possibilidade de compensação. Além disso, houve alteração na forma de recolhimento, a qual poderá impactar o ciclo de pagamentos e recebimentos.

Ao longo de 2025, com objetivo de assegurar conformidade e adequada adaptação às novas regras fiscais, a Companhia avançou de forma significativa no processo de preparação, conduzindo análises detalhadas dos impactos sobre os negócios, adequações de sistemas, além de programas contínuos de treinamento e capacitação das equipes envolvidas.

Essa abordagem fortalece a governança corporativa e contribui para o alinhamento de práticas e decisões, permitindo que a Companhia opere de forma eficiente e segura no novo ambiente tributário.

(b) opiniões modificadas e ênfases presentes no relatório do auditor

2.3 Mudanças nas práticas contábeis/Opiniões modificadas e ênfases

Os Diretores da Companhia informam que, no exercício social encerrado 31 de dezembro de 2025, o relatório dos auditores independentes não incluiu parágrafos de ênfase ou ressalva.

2.4 Efeitos relevantes nas DFs

2.4. EFEITOS RELEVANTES NAS DFS

(a) introdução ou alienação de segmento operacional

Os Diretores da Companhia informam que, no exercício social encerrado 31 de dezembro de 2025, o relatório dos auditores independentes não incluiu parágrafos de ênfase ou ressalva.

(b) constituição, aquisição ou alienação de participação societária

Não houve constituição, aquisição ou alienação de participação societária pela Companhia no exercício findo em 31 de dezembro de 2025.

(c) eventos ou operações não usuais

Não houve eventos ou operações não usuais na Companhia no exercício findo em 31 de dezembro de 2025.

2.5 Medições não contábeis

2.5. MEDIÇÕES NÃO CONTÁBEIS

(a) valor das medições não contábeis

A Companhia divulgou, no exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2025, as seguintes medições não contábeis:

EBITDA, Margem EBITDA, EBITDA Ajustado e Margem EBITDA Ajustado

O EBITDA (*Earnings Before Interest, Taxes, Depreciation and Amortization*) é uma medição não contábil elaborada pela Companhia, em consonância com a Resolução CVM nº 156, de 23 de junho de 2022, que consiste no lucro líquido do exercício ajustado pelo (i) resultado financeiro líquido; (ii) imposto de renda e contribuição social sobre o lucro líquido; e (iii) despesas de depreciação e amortização.

A Margem EBITDA, por sua vez, é uma medida não contábil elaborada pela Companhia, e corresponde à divisão do EBITDA pela receita operacional líquida.

O EBITDA Ajustado é uma medida não contábil elaborada pela Companhia, e corresponde ao EBITDA acrescido da perda por redução ao valor recuperável, expurgando efeitos que podem dificultar a compreensão sobre a performance operacional e financeira da Companhia, com eventos que não representam saída direta de caixa.

A Margem EBITDA Ajustado é uma medida não contábil elaborada pela Companhia, e corresponde à divisão do EBITDA Ajustado pela receita operacional líquida.

O EBITDA, Margem EBITDA, EBITDA Ajustado e Margem EBITDA Ajustado não são medidas reconhecidas pelas Práticas Contábeis Adotadas no Brasil (“BR GAAP”) nem pelas Normas Internacionais de Relatório Financeiro – *International Financial Reporting Standards* (“IFRS”), emitidas pelo *International Accounting Standards Board* (“IASB”), tampouco representam o fluxo de caixa para os períodos apresentados e não devem ser considerados como substitutos para o lucro líquido, como indicadores do desempenho operacional ou como substitutos do fluxo de caixa como indicador de liquidez da Companhia. Não possuem significado padrão e podem não ser comparáveis com medidas semelhantes utilizadas por outras companhias.

No exercício findo em 31 de dezembro de 2025, a Companhia utilizou apenas a medida EBITDA como indicador de performance operacional, uma vez que não foram identificados ajustes ou eventos de natureza não recorrente que demandassem alterações no cálculo do EBITDA. Desse modo, não há valores referentes à Margem EBITDA, EBITDA Ajustado e Margem EBITDA Ajustado da Companhia a serem divulgados com relação a este exercício social, embora tais medições não contábeis sejam usualmente adotadas pela Companhia.

Segue abaixo o valor do EBITDA, da Companhia no exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2025.

(em R\$ milhões, exceto %)	Exercício social encerrado 31 de dezembro de 2025
EBITDA	6.506,8

Endividamento Bruto e Endividamento Líquido

O Endividamento Bruto é uma medida não contábil elaborada pela Companhia, e corresponde ao somatório dos saldos dos instrumentos financeiros derivativos, ativos e passivos dos empréstimos e financiamentos e debêntures. A Companhia utiliza o Endividamento Bruto como medida para monitorar o cumprimento de suas obrigações contratadas com instituições financeiras.

O Endividamento Líquido é uma medida não contábil elaborada pela Companhia, e corresponde ao saldo do Endividamento Bruto líquido dos saldos de caixa e equivalentes de caixa e títulos e valores mobiliários. A Companhia utiliza o Endividamento Bruto e o Endividamento Líquido para avaliar a posição financeira da

2.5 Medições não contábeis

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

O Endividamento Bruto e Endividamento Líquido não são medidas reconhecidas de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil ou IFRS, não possuem um significado padrão e podem não ser comparáveis ao Endividamento Bruto e Endividamento Líquido elaborados por outras empresas.

Seguem abaixo os valores do Endividamento Bruto e Endividamento Líquido da Companhia para o exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2025:

(em R\$ milhões)	Exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2025
Endividamento Bruto	19.790,5
Endividamento Líquido	17.139,6

(b) conciliações entre os valores divulgados e os valores das demonstrações financeiras auditadas

EBITDA, Margem EBITDA, EBITDA Ajustado e Margem EBITDA Ajustado

A tabela abaixo apresenta a reconciliação do lucro líquido para o EBITDA correspondente ao exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2025:

(em R\$ milhões, exceto %)	Exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2025
Lucro líquido do exercício	1.691,6
(+) Resultado financeiro, líquido	1.281,2
(+) Depreciação e Amortização	2.793,6
(+ / -) Imposto de Renda e Contribuição Social sobre o lucro, líquido	740,4
EBITDA	6.506,8
Receita operacional líquida	18.416,1

Endividamento Bruto e Endividamento Líquido

A tabela abaixo apresenta a reconciliação do Endividamento Bruto e Endividamento Líquido para o exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2025:

(em R\$ milhões, exceto %)	Exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2025
Passivo Circulante	1.325,5
Empréstimos, financiamentos e debêntures	1.281,8
Instrumentos financeiros derivativos	43,7

2.5 Medições não contábeis

Passivo Não Circulante	18.465,0
Empréstimos, financiamentos e debêntures	18.324,0
Instrumentos financeiros derivativos	140,9
Endividamento Bruto ¹	19.790,5
(-) Caixa e equivalentes de caixa	(2.148,3)
(-) Títulos e valores mobiliários	(502,6)
Endividamento Líquido	17.139,6

(1) O endividamento bruto consiste na soma dos empréstimos e financiamentos, debêntures e instrumentos financeiros derivativos registrados no ativo e passivo circulante e não circulante da Companhia.

(c) motivo pelo qual tal medição é mais apropriada para a correta compreensão da sua condição financeira e do resultado de suas operações

EBITDA e EBITDA Ajustado

A Companhia divulga ao mercado o EBITDA Ajustado, que corresponde ao EBITDA acrescido da perda por redução ao valor recuperável, expurgando efeitos que podem dificultar a compreensão sobre a performance operacional e financeira da Companhia, com eventos que não representam saída direta de caixa. O EBITDA, Margem EBITDA, EBITDA Ajustado e Margem EBITDA Ajustado não são medidas reconhecidas pelas Práticas Contábeis Adotadas no Brasil ("BR GAAP") nem pelas Normas Internacionais de Relatório Financeiro – *International Financial Reporting Standards* ("IFRS"), emitidas pelo *International Accounting Standard Board* ("IASB"), tampouco representam o fluxo de caixa para os períodos apresentados e não devem ser considerados como substitutos para o lucro líquido, como indicadores do desempenho operacional ou como substitutos do fluxo de caixa como indicador de liquidez da Companhia. Não possuem significado padrão e podem não ser comparáveis com medidas semelhantes utilizadas por outras companhias.

A Companhia utiliza o EBITDA, Margem EBITDA, EBITDA Ajustado e Margem EBITDA Ajustado como indicadores gerenciais (não contábeis), pois acredita serem medidas práticas para medir desempenho operacional, facilitando a comparabilidade ao longo dos anos da estrutura atual da Companhia, que corresponde, conforme aplicável, a indicadores financeiros utilizados para avaliar o resultado de uma companhia sem a influência de sua estrutura de capital, de efeitos tributários e outros impactos sem reflexo direto no fluxo de caixa da Companhia.

A Companhia apresenta o EBITDA Ajustado como uma informação adicional sobre rentabilidade e deve ser considerado em conjunto com outras medidas e indicadores para um melhor entendimento sobre o desempenho e condições financeiras da Companhia.

No presente exercício, não foram identificados ajustes ou eventos de natureza não recorrente que demandassem alterações no cálculo do EBITDA. Desse modo, a Companhia utilizou apenas a medida EBITDA como indicador de performance operacional.

Endividamento Bruto e Endividamento Líquido

Por acreditar que são medições não contábeis amplamente utilizadas no mercado financeiro, a Companhia utiliza o Endividamento Bruto e o Endividamento Líquido como medidas para monitorar o cumprimento de suas obrigações contratadas com instituições financeiras e as utiliza para realizar sua avaliação financeira, compondo inclusive os *covenants* financeiros apurados a cada período pela Companhia, conforme o caso.

2.5 Medições não contábeis

Não existe uma definição padrão para medição não contábil de endividamento líquido (ou de endividamento bruto) e a definição utilizada pela Companhia pode ser diferente daquela usada por outras companhias. Endividamento bruto e endividamento líquido não são medidas de endividamento segundo as BR GAAP e IFRS, como também não são medições do fluxo de caixa, liquidez ou recursos disponíveis para o serviço da dívida da Companhia.

O Endividamento Bruto e o Endividamento Líquido apresentam limitações que podem prejudicar a sua utilização como medida de liquidez, e não devem ser considerados isoladamente ou como substituto do indicador de liquidez ou desempenho.

2.6 Eventos subsequentes as DFs

2.6. EVENTOS SUBSEQUENTES AS DFs

As demonstrações financeiras consolidadas da Companhia relativas ao exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2025 foram aprovadas pelo Conselho de Administração da Companhia e divulgadas em 05 de março de 2026.

Foram verificados os seguintes eventos subsequentes às demonstrações financeiras relativas ao exercício social de 2025, nos termos das regras previstas no Pronunciamento Técnico CPC 24 – Eventos Subsequentes, aprovado pela Resolução CVM nº105/2022.

Aprovação da 14ª emissão de debêntures da Eneva S.A.

Em 22 de janeiro de 2026, a Companhia aprovou a 14ª emissão de debêntures simples, não conversíveis em ações, de espécie quirografária, em duas séries, no montante de R\$ 2.400.000,00.

A totalidade dos recursos líquidos obtidos será utilizada para reembolso de gastos e despesas relacionadas a investimentos no Projeto UTE Azulão II, parte do Projeto Azulão 950.

Acordo Consensual

Em 11 de fevereiro de 2026, a Companhia recebeu o valor de R\$ 293.052.562,47 como resultado de instrumento de transação terminativa celebrado nesta mesma data com fornecedores de serviços de construção e montagem de usinas termelétricas, conforme nota explicativa 6.4 – Provisão, ativos e passivos contingentes.

Os valores pleiteados contra a Companhia pelas requerentes, relacionados às disputas arbitrais, não compunham o saldo de provisão para contingências em 30 de setembro de 2025, última data da demonstração financeira divulgada até então.

Leilão ANEEL Nº2/2026 (“LRCAP 2026”)

A ANEEL publicou o Edital do LRCAP 2026, cujo objetivo é a contratação de reserva de capacidade na forma de potência, proveniente de usinas termelétricas a gás natural e a carvão mineral. O início de suprimento previsto para os empreendimentos selecionados ocorre entre 2026 e 2031, conforme diretrizes do certame.

Os contratos decorrentes do leilão serão firmados na modalidade Contrato de Reserva de Capacidade para Potência (“CRCAP”), celebrados com a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (“CCEE”), com prazos contratuais longos, conforme previsto no Edital.

O leilão ocorreu em 18 de março de 2026, conforme calendário oficial divulgado pela ANEEL, no qual a Companhia sagrou-se vitoriosa, com a venda total de 5,4 GW entre ativos novos e a recontração de ativos já existentes por prazos de 10 a 15 anos, garantindo faturamento fixo bruto total de R\$ 161,1 bilhões, a valores de setembro/2025. Adicionalmente, o Leilão também possibilita a captura de valor adicional por meio das receitas variáveis de geração de energia associados aos despachos termelétricos.

Além das contratações de capacidade, a Companhia também celebrou contratos de fornecimento de gás natural na modalidade flexível para terceiros cujos projetos termelétricos também participaram e sagraram-se vencedores no Leilão, sendo: 4,2 MM m³/dia pelo prazo de 15 anos a partir de 01 de outubro de 2028 e de 1,3 MM m³/dia pelo prazo de 10 anos a partir de 01 de agosto de 2031.

Certificação de reservas de gás natural na Bacia do Parnaíba

Em 05 de março de 2026, a consultoria independente *Gaffney, Cline & Associates, Inc.* emitiu o Relatório de Auditoria das reservas de gás natural dos campos da Bacia do Parnaíba referente a 31 de dezembro de 2025. O relatório apontou uma incorporação total de 3,5 bilhões de metros cúbicos (“Bm³”) de gás natural, quando

2.6 Eventos subsequentes as DFs

comparado ao volume das reservas certificadas em 31 de dezembro de 2023, sendo esse o último relatório auditado.

Considerando a produção acumulada nos campos da Bacia nos anos de 2024 e 2025, de 3,2 Bm³ de gás natural, o volume total de reservas 2P na Bacia do Parnaíba totalizou 37,93 Bm³ em 31 de dezembro de 2025 (sendo 34,4 em 31 de dezembro de 2024). Adicionalmente, foram certificadas reservas 2P de 1,56 milhão de barris de condensado.

Com o resultado, o índice de reposição das reservas de gás natural atingiu 111% na Bacia do Parnaíba.

Contrato de compra e venda Pecém II Geração de Energia S.A. (“Pecém II”)

Em 26 de março de 2026, a Companhia celebrou contrato de compra e venda de ações com a Diamante Geração de Energia Ltda (“Diamante”), tendo por objetivo a aquisição de ações representativas de 100% do capital social de Pecém II pela Diamante.

O contrato prevê uma parcela adicional e contingente de preço em valor que pode chegar até R\$ 149.000, condicionada ao êxito na antecipação do início dos contratos de reserva de capacidade da UTE Porto do Pecém II referentes ao LRCAP 2026. Adicionalmente, a conclusão da operação de venda de Pecém II está sujeita a determinadas condições precedentes usuais a este tipo de transação.

Com o acordo assinado e a intenção da Administração em concretizar a venda em até 12 meses, a Companhia reclassificou sua participação integral na sua controlada direta Pecém II para ativos mantidos para vendas.

O saldo registrado no grupo de ativos mantidos para venda em 31 de março de 2026 de R\$ 862.267 refere-se exclusivamente a Pecém II.

2.7 Destinação de resultados

2.7. DESTINAÇÃO DE RESULTADOS

	2025
a. regras sobre retenção de lucros	O Estatuto Social da Companhia prevê, em linha com o disposto na Lei nº 6.404, de 15 de dezembro de 1976 (“<u>Lei das S.A.</u>”), que, após a dedução dos prejuízos acumulados (se houver) e da provisão para o imposto sobre a renda e contribuição social sobre o resultado do exercício, o lucro líquido do exercício, terá a seguinte destinação: (i) 5% (cinco por cento) para a constituição da reserva legal, até o limite previsto em lei; (ii) uma parcela, por proposta do Conselho de Administração, poderá ser destinada à formação de reserva para contingências e reversão das mesmas reservas formadas em exercícios anteriores; (iii) uma parcela será destinada ao pagamento do dividendo anual mínimo obrigatório aos acionistas; (iv) o excedente da parcela realizada do lucro líquido do exercício poderá ser destinado à formação de reserva de lucros a realizar, por proposta do Conselho de Administração, caso o montante correspondente ao dividendo obrigatório ultrapasse a parcela realizada do lucro líquido do exercício; (v) uma parcela poderá ser retida com base em orçamento de capital previamente aprovado, por proposta do Conselho de Administração; e (vi) uma parcela poderá ser destinada à formação de reserva estatutária, denominada “Reserva de Investimentos”, com a finalidade de financiar a expansão das atividades da Companhia e/ou de suas empresas controladas e coligadas, inclusive por meio da subscrição de aumentos de capital ou criação de novos empreendimentos, a qual poderá ser formada com até 100% do lucro líquido remanescente após as deduções legais e estatutárias, e cujo saldo, somado ao saldo das demais reservas de lucro (excetuadas a reserva de lucros a realizar, a reserva para contingências e a reserva de incentivos fiscais), não poderá ultrapassar 100% do capital social da Companhia.
a.i. valores das Retenções de Lucros	No exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2025 foi apurado lucro no montante de R\$ 1.157.574.649,50, destinado da seguinte forma, atendendo ao definido no Estatuto Social da Companhia: (i) R\$ 677.235.633,41 para a compensação dos prejuízos acumulados, de forma que o lucro líquido apurado totalizou R\$ 480.339.016,09; (ii) R\$ 24.016.950,80 para a

2.7 Destinação de resultados

	constituição de reserva legal; e (iii) R\$ 456.322.065,39 para a constituição de reserva de incentivos fiscais.
a.ii percentuais em relação aos lucros totais declarados	A totalidade (100%) do lucro apurado no exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2025 foi destinada à absorção de prejuízos acumulados da Companhia e à constituição de reservas previstas em lei, incluindo a constituição formal da reserva de incentivos fiscais, nos termos do artigo 195-A da Lei das S.A..
b. regras sobre distribuição de dividendos	O Estatuto Social da Companhia assegura aos acionistas o direito ao recebimento de um dividendo obrigatório anual, não inferior a 25% do lucro líquido do exercício, diminuído ou acrescido dos seguintes valores: (i) importância destinada à constituição da reserva legal; e(ii) importância destinada à formação de reserva para contingências e reversão das mesmas reservas formadas em exercícios anteriores. Importa observar que a Lei das S.A. também prevê a dedução do montante eventualmente outorgado à reserva de incentivos fiscais previamente à determinação da base do dividendo mínimo obrigatório. Os dividendos não recebidos ou reclamados prescreverão no prazo de 3 (três) anos contados da data em que tenham sido postos à disposição do acionista, revertendo, neste caso, em favor da Companhia. O pagamento do dividendo obrigatório pode ser limitado ao montante do lucro líquido realizado, nos termos da Lei das S.A.. No exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2025, foi apurado resultado positivo. No entanto, considerando o saldo de prejuízos acumulados em exercícios anteriores e as destinações legais previstas nos termos da Lei das S.A., não houve saldo de lucro líquido a ser objeto de distribuição de dividendos.
c. periodicidade das distribuições de dividendos	A periodicidade da distribuição de dividendos pela Companhia observa o disposto na Lei das S.A., ou seja, a distribuição, se for o caso, é realizada em periodicidade anual, exceto nas situações previstas expressamente na Lei das S.A., podendo também a Companhia, por deliberação do Conselho de Administração, levantar balanços semestrais, trimestrais ou de períodos menores, e declarar dividendos à conta de lucro apurado nesses balanços. Ainda, o Conselho de Administração poderá declarar dividendos intermediários, à conta de lucros acumulados ou de reservas de lucros existentes no último balanço anual.

2.7 Destinação de resultados

d. eventuais restrições à distribuição de dividendos impostas por legislação ou regulamentação especial aplicável ao emissor, assim como contratos, decisões judiciais, administrativas ou arbitrais	Nos termos da Lei das S.A., diante da destinação do lucro do exercício à absorção de prejuízos acumulados e/ou às destinações às reservas previstas por lei (como é o caso da reserva legal, da reserva de contingências e da reserva de incentivos fiscais), é possível que não haja saldo de lucro líquido ajustado a ser distribuído na forma de dividendos. Além de tais hipóteses, a Lei das S.A. permite que a Companhia suspenda a distribuição do dividendo obrigatório caso o Conselho de Administração informe à Assembleia Geral que a distribuição é incompatível com sua situação financeira. O Conselho Fiscal, se instalado, deve emitir seu parecer sobre essa informação. Ademais, o Conselho de Administração deverá apresentar à Comissão de Valores Mobiliários (“CVM”) justificativa para suspensão da distribuição dos dividendos, dentro de 5 (cinco) dias da realização da Assembleia Geral. Os lucros não distribuídos em razão da suspensão, na forma acima mencionada, serão destinados a uma reserva especial e, caso não sejam absorvidos por prejuízos subsequentes, deverão ser pagos, a título de dividendos, tão logo a condição financeira da Companhia o permita. Além disso, o pagamento do dividendo obrigatório pode ser limitado ao montante do lucro líquido realizado, nos termos da lei, para destinar o excesso para a reserva de lucros a realizar. A Companhia e/ou suas controladas, conforme aplicável, são partes em financiamentos de projetos que contém cláusulas que restringem a distribuição de dividendos em valor superior ao mínimo obrigatório conforme previsto nos respectivos estatutos sociais, exceto para os casos de anuência prévia. Para mais informações, ver os itens 2.1 e 12.9 do Formulário de Referência.
e. política de destinação de resultados	A destinação de resultados da Companhia segue os critérios estabelecidos em seu Estatuto Social, aprovado pelos acionistas e disponível no website de RI da Eneva (https://ri.eneva.com.br/) e no website da CVM (https://www.gov.br/cvm/pt-br) não havendo uma política de destinação de resultados específica formalmente aprovada.

2.8 Itens relevantes não evidenciados nas DFs

2.8. ITENS RELEVANTES NÃO EVIDENCIADOS NAS DFs

(a) os ativos e passivos detidos pela Companhia, direta ou indiretamente, que não aparecem no seu balanço patrimonial (*off-balance sheet items*)

(i) carteiras de recebíveis baixadas sobre as quais a entidade mantenha riscos e responsabilidades, indicando respectivos passivos

A Diretoria comunica que não há carteiras de recebíveis baixadas sobre as quais a entidade não tenha retido nem transferido substancialmente os riscos e benefícios da propriedade do ativo transferido em suas demonstrações financeiras referente ao exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2025.

(ii) contratos de futura compra e venda de produtos ou serviços

A Diretoria comunica que não há contratos de futura compra e venda de produtos ou serviços não evidenciados em suas demonstrações financeiras referente ao exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2025.

(iii) contratos de construção não terminada

A Diretoria comunica que não há construção não terminada não evidenciada em suas demonstrações financeiras referente ao exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2025.

(iv) contratos de recebimentos futuros de financiamentos

A Diretoria comunica que não há contratos de recebimentos futuros de financiamentos não evidenciados em suas demonstrações financeiras referente ao exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2025.

(b) outros itens não evidenciados nas demonstrações financeiras

Não há outros itens não evidenciados nas demonstrações financeiras da Companhia referentes ao exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2025.

2.9 Comentários sobre itens não evidenciados

2.9. COMENTÁRIOS SOBRE ITENS NÃO EVIDENCIADOS

(a) como tais itens alteram ou poderão vir a alterar as receitas, as despesas, o resultado operacional, as despesas financeiras ou outros itens das demonstrações financeiras da Companhia

Não aplicável, tendo em vista que não existem itens relevantes dessa natureza não evidenciados nas demonstrações financeiras da Companhia referente ao exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2025.

(b) natureza e o propósito da operação

Não aplicável, tendo em vista que não existem itens relevantes dessa natureza não evidenciados nas demonstrações financeiras da Companhia referente ao exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2025.

(c) natureza e o montante das obrigações assumidas e dos direitos gerados em favor da Companhia em decorrência da operação

Não aplicável, tendo em vista que não existem itens relevantes dessa natureza não evidenciados nas demonstrações financeiras da Companhia referente ao exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2025.

2.10 Planos de negócios

2.10. PLANOS DE NEGÓCIOS

(a) investimentos

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

Os Diretores da Companhia informam que a Companhia possui atualmente em seu portfólio projetos relevantes em construção, conforme descritos abaixo:

Projeto Azulão 950 MW:

O Projeto Azulão 950MW, localizado no Estado do Amazonas, nas proximidades do Campo do Azulão, é um novo complexo termelétrico em implementação pela Eneva, que será formado pelas usinas UTE Azulão ("UTE Azulão I") e UTE Azulão II e UTE Azulão IV (em conjunto "UTE Azulão II"), supridas pelo gás natural do Campo de Azulão, replicando o modelo R2W (*Reservoir-to-Wire*) para a Bacia do Amazonas.

A UTE Azulão I, uma usina em ciclo simples a ser construída com 1 turbina a gás de 360 MW de capacidade, sagrou-se vencedora no 1º Leilão de Capacidade da ANEEL realizado em dezembro de 2021, com a venda de potência a partir de agosto de 2026, pelo período de 15 anos. A UTE Azulão II, uma usina em ciclo combinado que terá 1 turbina a gás natural de 360 MW de capacidade e 1 turbina a vapor de 230 MW de capacidade, sagrou-se vencedora no 2º Leilão de Reserva de Capacidade na forma de energia da ANEEL, com a venda de potência com inflexibilidade contratual de 70%, pelo prazo de 15 anos, a partir de julho de 2027.

Em 2025, o total investido foi de R\$ 2,7 bilhões no ano, dentre investimentos no desenvolvimento da infraestrutura de E&P e na construção da usina, com o cumprimento de diversos marcos contratuais com fornecedores ao longo do período, registrando progressos relevantes nas obras de construção e montagem da usina termelétrica, da unidade de tratamento de gás e da subestação para viabilizar a conclusão do projeto no prazo definido.

UTE Parnaíba VI:

Em 18 de outubro de 2019, a expansão da usina termelétrica UTE MC2 Nova Venécia 2 ("Parnaíba III"), com capacidade instalada adicional de 92 MW ("UTE Parnaíba VI"), sagrou-se vitoriosa no leilão de energia nova A-6 de 2019 da ANEEL, assegurando um Contrato de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado ("CCEAR"), pelo prazo de 25 anos, a partir de janeiro de 2025.

A construção do projeto UTE Parnaíba VI foi iniciada em 2022, e a usina entrou em operação comercial em março de 2025, após autorização da ANEEL, com potência limitada de 87 MW.

No ano de 2025, os investimentos remanescentes na construção da usina foram de R\$ 50,2 milhões.

Plantas de Liquefação de Gás Natural no Maranhão:

Em 2022, a Eneva tomou a decisão de investimento de construção de uma Planta de Liquefação de Gás Natural no Maranhão, no Complexo Parnaíba, composto por dois trens de liquefação, com capacidade instalada de 300.000m³/dia cada, totalizando capacidade de liquefação total de 600.000m³/dia. No mesmo período, celebrou os dois primeiros contratos de venda de gás natural liquefeito ("GNL") com dois clientes, para atendimento às suas respectivas instalações industriais. Em 2024, a Companhia assinou um terceiro contrato com uma distribuidora de gás natural e, em 2025, celebrou com uma quarta contraparte para a capacidade remanescente da planta. O suprimento de GNL é a partir de suas concessões na Bacia do Parnaíba. O primeiro contrato firmado possui vigência de 10 anos, enquanto a vigência do segundo contrato é de 5 anos, a partir do início do fornecimento comercial, ao longo do exercício social de 2024 para ambos os clientes. A vigência do terceiro contrato, por sua vez, é de 3 anos, também a partir do início do fornecimento comercial, ao final de agosto de 2024 e, do quarto contrato, se encerra em dezembro de 2034.

2.10 Planos de negócios

A operação comercial do 1º Trem da Planta de Liquefação de Gás Natural foi iniciada em dezembro de 2024, enquanto a operação comercial do 2º Trem se deu em fevereiro de 2025, concluindo a entrada da operação comercial de 100% da Planta de Liquefação. Com isso, a Eneva consolidou o modelo de negócios de comercialização de gás natural e GNL fora da malha.

Adicionalmente, em março de 2025, a Eneva tomou a decisão de investimento de construção do 3º Trem da Planta, que também terá 300.000m³/d de capacidade de liquefação de gás natural, expandindo a capacidade total de liquefação da planta em 50%, para 900.000 m³/dia. A expectativa de entrada em operação do 3º Trem é ao longo do segundo semestre de 2027.

Em 2025, a Eneva realizou ainda investimentos remanescentes relacionados à implementação dos dois primeiros trens de liquefação, além do início dos investimentos referentes à construção da terceira planta. Com isso, no ano de 2025, R\$ 154,7 milhões foram ainda referentes aos 2 primeiros trens, e R\$ 185,6 milhões foram já referentes a pagamentos de fornecedores para a construção do 3º Trem.

Projetos Operacionais e Outros:

Adicionalmente, a Companhia possui empreendimentos operacionais que demandam investimentos periódicos.

No ano de 2025, os investimentos mais relevantes foram:

1. Os investimentos de *Upstream*, relativos às atividades de desenvolvimento e exploração (ex-Azulão 950) totalizaram R\$ 706,6 milhões, dos quais boa parte foi destinada, principalmente, ao desenvolvimento dos campos de Gavião Belo e Gavião Mateiro, à perfuração de poços na Bacia do Maranhão, à campanha sísmica na Bacia do Amazonas e à aquisição da nova sonda de perfuração da Eneva.
2. Nos ativos operacionais, os principais investimentos de *Sustaining* (operações existentes) foram direcionados ao Hub Sergipe e ao Sistema Integrado Azulão-Jaguatirica. No Hub Sergipe, foram capitalizados R\$ 165,0 milhões, sendo principalmente referentes à aquisição de equipamentos, à substituição do trafo, à primeira parcela para aquisição de novos *risers* sobressalentes e a gastos com sobressalentes diversos e a melhorias diversas realizadas na planta. Já no Sistema Integrado Azulão-Jaguatirica, os investimentos somaram R\$ 115,6 milhões, para fazer frente, principalmente, ao contrato com o fornecedor responsável pela manutenção das turbinas, para a aquisição de sobressalentes para manutenção preventiva da UGNL, para a compra de materiais diversos, para a manutenção dos equipamentos de criogenia e aos demais serviços de terceiros e atividades de suporte realizadas no período.
3. Os valores investidos em *Holding* e Outros somaram R\$ 1.727,1 milhões, destinados, principalmente, à aquisição de equipamentos críticos de geração de longo prazo, voltados para o desenvolvimento de projetos termelétricos do pipeline da Eneva. Esses investimentos tinham como foco a participação no LRCAP em 2026, considerado um evento estratégico e relevante para a potencial geração de valor de longo prazo para a Companhia.
4. Os demais valores foram referentes a *Sustaining* e manutenções, principalmente nas usinas térmicas em operação da Companhia no Complexo Parnaíba (UTES Parnaíba I, II, III, IV e V), nas usinas a carvão e nas demais usinas que usam combustíveis de terceiros, movidas a GNL ou óleo.

Projetos em Estudo e Desenvolvimento para Expansão do Parque de Geração

As subsidiárias da Companhia detêm licenças ambientais para adicionar 3,4 MW (sendo que 1,1 GW já foram contratados no LRCAP 2026) no Complexo do Hub Sergipe, os quais poderão ser comercializados na hipótese da Companhia sagrar-se vencedora em futuros leilões do governo.

(ii) fontes de financiamento dos investidores

A Companhia utilizou como fonte de financiamento principalmente: (i) os recursos provenientes de empréstimos e financiamentos; (ii) recursos obtidos via captação de Oferta Pública de Distribuição de Debêntures e/ou Ações de

2.10 Planos de negócios

emissão da Companhia. Para os investimentos a serem realizados, a Companhia buscará, em ocasião oportuna, a melhor estrutura de capital para financiamento dos projetos futuros.

(iii) desinvestimentos relevantes em andamento e desinvestimentos previstos

Os ativos não circulantes ou grupos (contendo ativos e passivos) mantidos para venda ou distribuição são classificados como mantidos para venda se forem altamente provável que serão recuperados primariamente por meio de venda ao invés do seu uso contínuo.

A Companhia informa que não houve desinvestimento relevante no exercício social findo em 31 de dezembro de 2025. Não obstante, a Companhia está constantemente avaliando as oportunidades de mercado para a realização de investimentos ou desinvestimentos oportunistas que possam otimizar o seu portfólio e gerar valor a seus acionistas.

(b) desde que já divulgada, indicar a aquisição de plantas, equipamentos, patentes ou outros ativos que devam influenciar materialmente a capacidade produtiva da Companhia

As principais aquisições realizadas pela Companhia para o avanço de projetos em desenvolvimento estão indicadas no item 2.10. a. i.

(c) novos produtos e serviços

Comercialização de Gás Natural Fora da Malha ("Off-Grid")

Com o crescimento das reservas da Bacia do Parnaíba e a experiência adquirida com o GNL em pequena escala ("SSLNG") e com a implementação do projeto Azulão-Jaguatirica, a Companhia desenvolveu uma nova linha de negócios no estado do Maranhão para oferecer soluções para clientes que buscam GNL para suprir seus processos produtivos, ou para outros players do mercado, como distribuidores. A solução oferecida permite a substituição de um combustível mais carbono-intensivo pelo gás natural, uma alternativa mais limpa e com custo mais competitivo aos clientes, em um estado que não está conectado aos gasodutos nacionais de transporte de gás e que conta com uma matriz energética altamente dependente de produtos de petróleo. Até o final de 2025, a Eneva celebrou quatro contratos de venda de GNL, para clientes industriais e para um distribuidor, com vigências de 3 a 10 anos a partir do início do fornecimento comercial, em 2024.

Para administrar a logística, a Eneva formou uma *joint-venture* com a Virtu GNL (51% e 49%, respectivamente), uma empresa de logística com experiência no transporte de fluidos criogênicos no norte do Brasil. A *joint-venture*, denominada GNL Brasil, investe em sua frota própria de caminhões e carretas criogênicas, possibilitando à Eneva verticalizar toda a cadeia de valor do SSLNG, agregando o conhecimento de logística de fluidos criogênicos às nossas competências e mitigando a dependência de fornecedores em uma atividade altamente especializada.

Em 2025, a Eneva obteve receitas de venda de gás *off-grid* referente aos contratos de gás celebrados anteriormente.

Comercialização de Gás Natural na Malha ("On-Grid")

Ao final do ano de 2024, foi concluído a conexão do Hub Sergipe, composto pela UTE Porto do Sergipe I e pelo terminal de GNL ("navio FSRU"), à malha de gasodutos nacional, concedendo acesso a um mercado carente de soluções flexíveis de abastecimento.

Em 2024 a Companhia também lançou a sua mesa de trading de gás, óleo e condensado ("Mesa de Gás"), buscando aproveitar as oportunidades provenientes da abertura do mercado livre de gás e oferecer produtos customizados e diversificados ao mercado, incluindo soluções de suprimento firmes ou flexíveis aos clientes. O foco de operação da Mesa de Gás contempla, além da busca por novos clientes para escalonar o negócio de Comercialização *Off-grid*, a compra e venda de gás natural na malha (Comercialização de Gás *On-grid*) com a estruturação de operações a partir do Hub Sergipe, buscando adicionar novas fontes de receitas a partir da

2.10 Planos de negócios

monetização da capacidade ociosa do navio FSRU, aproveitar as sinergias entre os ativos e operações da Eneva e capturar ganhos oportunistas de compra e venda de gás natural no mercado *spot*.

Com isso, a Eneva celebrou seus primeiros contratos de venda de gás flexíveis na malha em 2024, ultrapassando 3,0 MM m³/dia em diferentes anos, adicionando receita fixa sem custos adicionais e possibilidade de receita variável e ainda com capacidade disponível para novos contratos. Dentre os contratos, vale destaque:

1. Em junho de 2024, a Companhia celebrou seu primeiro contrato de suprimento de gás natural flexível com a Linhares Geração S.A, detentora da UTE Luiz Oscar Rodrigues de Melo, usina que comercializou 204 MW no produto potência no Leilão de Reserva de Capacidade realizado em 21 de dezembro de 2021 (Leilão N° 11/2021-ANEEL), firmando Contrato de Reserva de Capacidade para Potência ("CRCAP") pelo prazo de 15 anos, com entrega a partir de 1° de julho de 2026, quando se inicia o compromisso de suprimento de gás natural pela Eneva. O suprimento do gás natural será realizado a partir de GNL importado no Hub Sergipe e utilizará cerca de 1,07 milhões de m³/dia dos 21 milhões de m³/dia de capacidade total de regaseificação do ativo. Vale ressaltar que, posteriormente, conforme anteriormente descrito, em outubro de 2024 a Eneva concluiu a aquisição desta empresa por meio de operação de aquisição.
2. Em agosto de 2024, a Companhia celebrou Contrato de Compra e Venda de Gás Natural com a Termopernambuco S.A. ("Termopernambuco"), sociedade controlada pela Neoenergia S.A., para fornecimento de gás natural em modalidade 100% (cem por cento) flexível para a Usina Termoeletrica Termopernambuco ("UTE Termopernambuco"). O referido contrato celebrado pela Eneva será para o suprimento de combustível para o período de antecipação do CRCAP, que tem seu início previsto para 1° de outubro de 2024 e término em 30 de junho de 2026. No âmbito do contrato, a Termopernambuco poderá solicitar à Eneva uma quantidade de até 2.400.000 m³/dia de gás natural, em modalidade 100% flexível, para geração termelétrica no contexto do CRCAP, tendo a Companhia exclusividade no fornecimento do gás necessário para atendimento aos despachos da usina pelo ONS durante o período do contrato.
3. Em janeiro de 2025, a Eneva celebrou contratos com a TAG para os serviços de "GSA Flexibilidade Injeção" e "GSA Flexibilidade Retirada", após sagrar-se vencedora em processo concorrencial conduzido em 2024, que ficaram vigentes ao longo de todo o ano de 2025 e contribuíram com parcela de receita fixa para a disponibilidade de retirada ou injeção de gás na malha da TAG, conforme contrato, e parcela variável de receita na ocasião de injeção e consequente venda de gás, quando chamada pela transportadora.

Em 2025, a Eneva obteve receitas de venda de gás *on-grid* referente aos contratos de gás celebrados anteriormente e aos demais contratos de venda de gás celebrados ao longo do ano de 2025, de venda de gás firme ou operações *spot* realizadas.

(i) descrição das pesquisas em andamento já divulgadas

A Companhia busca desenvolver todos os seus projetos de forma sustentável, visando otimizar a eficiência energética e operacional a custos baixos, mantendo, em paralelo, proteção ao meio ambiente. Desse modo, a Companhia atua continuamente na pesquisa e desenvolvimento de soluções inovadoras, através de métodos e tecnologias e projetos ambientalmente sustentáveis. No ano de 2025, a Eneva continuou a utilizar o programa de PD&I regulado ANEEL/ANP como uma ferramenta "meio" para avançar em um tema extremamente estratégico: a descarbonização, pauta que tem trazido uma série de ideias e projetos potenciais. No exercício social de 2025, a Companhia continuou a sua parceria de investimento em projeto de pesquisa e desenvolvimento com a Universidade Federal do Pernambuco ("UFPE") e a Hytron, que tem como objetivo desenvolver uma planta piloto para produção de hidrogênio verde. A Companhia também avançou nos trabalhos no âmbito da parceria com a Universidade Federal do Ceará ("UFC") e a Associação Beneficente da Indústria Carbonífera de Santa Catarina (SATC) no desenvolvimento do projeto piloto de captura de CO₂ em laboratório para aplicação em termoeletricas além da parceria no desenvolvimento do projeto de Metalurgia e Cimentação de Poços que visa estudar a resistência à corrosão de materiais para poços de Armazenamento de CO₂ e delinear condições limite de operação além de desenvolver sistemas que garantam a integridade da interface cimento/revestimento de poços com a Universidade Federal do Rio de Janeiro ("UFRJ") e Universidade Federal do Rio Grande do Norte ("UFRN"). No exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2025, a Companhia realizou investimentos em projetos de pesquisa e desenvolvimento com instituições de ensino como a Universidade Federal do Pernambuco ("UFPE"),

2.10 Planos de negócios

Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro (PUC-RJ), Universidade Federal do Ceará ("UFC"), Universidade Federal do Rio Grande do Norte ("UFRN"), Universidade Federal do Rio de Janeiro ("UFRJ"), Instituto Tecnológico da Aeronáutica ("ITA") e com outros parceiros como Fundação para o Desenvolvimento de Bauru – FunDeB, Jordão Consultoria e Projetos LTDA., UCB Indústria De Componentes Eletrônicos E Informática S.A., Servtec Energia LTDA., Optimatech, Flowtest Engenharia E Pesquisa LTDA., Radix Engenharia, Firjan SENAI, IDEN, DUX e Jordão Energia. Essas pesquisas englobam temas de diferentes áreas, tais como: Captura e Armazenamento de Carbono, Hidrogênio, Armazenamento de Energia, Eficiência Energética e Inteligência Artificial.

(ii) montantes totais gastos em pesquisas para desenvolvimento de novos produtos ou serviços

Conforme Procedimentos do Programa de Pesquisa, Desenvolvimento e Inovação - PROPDI da ANEEL (Resolução Normativa ANEEL N° 1074 de 19 de Setembro de 2023) e da Lei 9.991/2000, e programa de Pesquisa e Desenvolvimento da ANP (Resolução ANP N° 918 de 10 de março de 2023) e da lei n° 9.478/1997, durante o ano de 2025 findo em 31 de dezembro de 2025 a Companhia investiu R\$ 56.423.183,54 milhões em projetos de Pesquisa e Desenvolvimento.

(iii) projetos em desenvolvimento já divulgados

Seguem abaixo os projetos em desenvolvimento no ano de 2025:

- **Projeto intitulado "Otimização do processo de captura de CO2 MBTSA em escala piloto visando a aplicação em usinas termelétricas":** Este projeto é a continuação (2ª fase) do Projeto de Pesquisa, Desenvolvimento e Inovação (PD&I) intitulado "Captura de CO2 Pós-Combustão de Carvão Mineral – Síntese de Zeólitas e Testes em Planta-Piloto". Essa foi a primeira fase do desenvolvimento da tecnologia de captura de CO2, sendo instalada uma planta-piloto capaz de remover cerca de 50 % de CO2 de uma corrente de gás exausto. O produto principal do atual projeto é uma planta-piloto na fase cabeça de série com a tecnologia de adsorção de CO2 em leito movente com oscilação de temperatura (MBTSA), a ser instalada futuramente em usinas termelétricas a gás e carvão mineral. Além disso, outro produto importante é a avaliação econômica do processo na forma de modelo de negócios para a companhia. O projeto teve seu início em 07 de dezembro de 2022, com prazo de duração estimado de 36 meses, em parceria com as executoras SATC e UFC, desembolsando R\$ 1.215 milhões em 2025;
- **Projeto intitulado "GImpSI - Gestão dos Impactos da Salinidade em Isolamentos":** O projeto GImpSI tem como objetivo o desenvolvimento experimental de um sistema que, partindo do monitoramento das correntes de fuga na subestação e condições climáticas na região, identificará correlações (por meio de modelos matemáticos) e identificará momentos ótimos para as lavagens. A otimização do agendamento reduzirá os custos e riscos operacionais dos ativos, prevenindo as consequências dos desligamentos não programados, além de apontar comportamentos não conformes de equipamentos. Foi iniciado em 22 de novembro de 2021, com prazo de duração estimado de 40 meses, em parceria com a INESC (Instituto de Estudos Socioeconômicos) e foi desembolsado o valor de R\$ 390 mil em 2025;
- **Projeto intitulado "GNL OPT - modelagem para otimização de despacho e controle de inventário de GNL":** O produto principal do projeto é o desenvolvimento experimental de um sistema integrado usando modelos de Inteligência Artificial e fenomenológicos para apoio à tomada de decisão, contemplando as seguintes atividades: planejamento do inventário, tendência de consumo, estimação e análise do envelhecimento do GNL; emissão de alertas e sugestões e simulação do despacho. O desenvolvimento do sistema proposto permitirá o proponente difundir o uso dessa tecnologia na gerência e inspeção em suas estações de armazenamento, bem como contribuir para difusão de forma direta em todo setor de geração, contribuindo para melhoria nas tomadas de decisão na área no qual atende ao desafio tecnológico de previsão de despacho para apoio a logística de gás natural. O projeto teve seu início em 09 de fevereiro de 2022, com prazo de duração estimado 48 meses, em parceria com a Radix, com desembolso de R\$ 1.024 milhões no ano de 2025;
- **Projeto intitulado "H2GREEN - análise da viabilidade da produção de hidrogênio verde e sua aplicação na geração de energia limpa em usinas termoeletrônicas":** Este projeto tem como objetivo principal instalar e demonstrar a operação de um eletrolisador com tecnologia nacional, cuja principal

2.10 Planos de negócios

inovação neste projeto será o desenvolvimento de sistema com capacidade de controlar automaticamente a demanda de potência instantânea do equipamento e operar segundo modos pré-definidos, garantindo assim a geração de hidrogênio verde. O hidrogênio verde gerado poderá ser utilizado em diversos processos, como por exemplo, na refrigeração da UTE Parnaíba II e, também, serão identificadas e apresentadas novas oportunidades de negócios na cadeia de valor do hidrogênio, quer seja em instalações já existentes do grupo ENEVA quer seja em site específico para produção e comercialização de hidrogênio. O projeto teve seu início em 16 de dezembro de 2022, com prazo de duração estimado de 47 meses, em parceria com a UFPE e Hytron, com desembolso de R\$ 17.012 milhões em 2025;

- **Projeto intitulado "Sistema computacional inteligente para predição de vida residual, *trips* e suporte na otimização de manutenção de ativos de sistemas de geração termoeletrétrica":** A estimativa do tempo restante de vida útil dos ativos é crucial para essa análise de confiabilidade, porém, devido às diversas variações provocadas pelas complexidades dos sistemas, cargas de operação e atividades humanas, torna-se um desafio científico significativo. Neste prisma, o produto deste projeto é o desenvolvimento de um software de predição e análise estatística de defeitos em ativos que compõem uma termelétrica, o qual permitirá utilizar os dados gerados por sensores para dar analisar: em quais ativos e quando realizar preventivas; em quais ativos e onde aplicar políticas de corretivas; estimativa dos níveis críticos ótimos de alerta e alarme; previsão de *trips* e sua redução. Estes *outputs* permitirão na prática uma gestão ótima de ativos físicos para cumprimento das metas de disponibilidade da usina. E, guardadas as devidas especificidades, o produto poderá ser aplicado a outras termoelétricas desde que sejam semelhantes os equipamentos e suas condições operacionais. O projeto iniciou em 30 de junho de 2023, com prazo de duração estimado de 36 meses, em parceria com as executoras Fundação para o Desenvolvimento de Bauru – FunDeB e Jordão Consultoria e Projetos LTDA. desembolsando R\$ 1.343 milhões em 2025;
- **Projeto intitulado "Estudo numérico e experimental da estocagem permanente de CO2 no sistema integrado termelétrica-reservatório":** Identificado também por Injeção de CO2, o projeto visa o desenvolvimento e internalização de conhecimento referente a modelagem e implementação do armazenamento de CO2 em reservatório depletado através de simulações numéricas e experimentos laboratoriais. O estudo vai focar no reservatório principal do Campo de Gavião Real estabelecendo metodologia e protocolos para o armazenamento seguro de CO2 em subsuperfície. O projeto visa reduzir o impacto ambiental referente à emissão de gases de efeito estufa e garantir o fornecimento de energia elétrica com menor pegada de carbono. O projeto teve seu início em 31 de maio de 2023, com prazo de duração estimado de 24 meses, sendo desembolsado o valor de R\$ 89 mil no ano de 2025;
- **Projeto intitulado "*Machine Learning* na sismica 3.0 - Métodos para detecção de potenciais acumulações de gás empregando aquisições sísmicas *post-stack* sistema ALINE":** também conhecido como *Machine Learning* 3.0, o projeto foca no aprimoramento das técnicas de Aprendizado de Máquina presentes no sistema ALINE para detecção de gás natural em diferentes bacias sedimentares. Para atingir esse objetivo, os algoritmos vigentes desenvolvidos para leitura, preparação e treinamento das redes serão estendidos considerando os novos levantamentos sísmicos realizados pela equipe de Exploração da Eneva. Outro importante destaque deste projeto é a integração dos algoritmos de inferência com o software GEOPOST. Foi iniciado em 02 de janeiro de 2023, com prazo de duração estimado de 24 meses, com desembolso de R\$ 652 mil em 2025;
- **Projeto intitulado "Estudo de Materiais Resistentes à Corrosão e Desenvolvimento de Pastas Cimentícias Adequadas para Construção de Poços de Armazenamento e Captura de Carbono (CCS)":** Os processos de Captura e Armazenamento de CO2 (CCS) apresentam-se como uma solução atrativa a fim de alcançar zero emissões de dióxido de carbono em processos industriais. Por outro lado, os poços de injeção do CO2 necessitarão de materiais resistentes, desde a composição da metalurgia dos revestimentos, bem como o cimento Portland, estando no espaço anular ou no interior de um poço de injeção de CO2, evitando a perda do selo hidráulico devido à corrosão causada por esse fluido, especialmente em condições de alta temperatura e alta pressão (HTHP). O presente projeto de Pesquisa, Desenvolvimento e Inovação (PD&I) visa avaliar o desempenho e determinar os limites de aplicação de aços inoxidáveis empregados na construção dos equipamentos utilizados nos poços de armazenamento e captura de carbono (CCS), bem como desenvolver uma pasta cimentícia adequada à condição dos poços

2.10 Planos de negócios

utilizados nesses sistemas de CCS. Foi iniciado em 22 de dezembro de 2023, com prazo de duração estimado de 24 meses,, com desembolso de R\$ 1.797 milhões em 2025;

- **Projeto de Gestão GPPDI 2023 - 2028:** tem por finalidade a administração técnica e financeira dos projetos em andamento, planejamento estratégico, prospecção tecnológica e avaliação de oportunidades de investimento, liderado por colaboradores internos. Foi iniciado em 1º de outubro de 2023 com duração de 5 anos, sendo desembolsado o valor de R\$ 1.283 milhões no ano de 2025;
- **Projeto intitulado "Dessalinização de Água Salobra Através de Energia Heliotérmica para Otimização da Operação de UFV":** O projeto busca otimizar a operação do Complexo Solar Futura (837 MWp), em Juazeiro-BA, reduzindo os impactos ambientais associados à limpeza de mais de 1,4 milhão de painéis solares, atualmente dependente de água tratada transportada por caminhões. Para isso, será desenvolvido um sistema de dessalinização térmica que utiliza energia heliotérmica para tratar a água salobra de poços artesianos existentes no empreendimento, tornando-a adequada para a limpeza dos painéis. O produto principal é um sistema capaz de produzir 210 m³/mês de água desmineralizada, composto por uma planta heliotérmica com espelhos cilindro-parabólicos, um reator térmico de dessalinização e um sistema de reserva de água, garantindo o suprimento hídrico do complexo de forma sustentável. . O projeto foi iniciado em 20 de agosto de 2024, com prazo de duração estimado de 24 meses, implantado com a parceria com a empresa IDEN, com desembolso de R\$ 1.124 milhões no ano de 2025;
- **Projeto intitulado "Estudo metodológico para otimização do processo de reforma a vapor do metano e produção de hidrogênio azul (H2A) a ser aplicado na descarbonização de termoeletrônica":** Aproveitando-se de grande parte da estrutura já presente em termelétricas tradicionais a gás natural, existe a possibilidade de produzir H2 via reforma a vapor de gás natural. Esse combustível não emite carbono quando queimado e pode ser produzido com uma baixa emissão de carbono quando associado a captura e estocagem do CO2. O projeto visa estudar como o uso de catalisadores numa etapa pré-reforma a possibilidade de melhorar o rendimento da produção de hidrogênio na reforma a vapor de metano. Esse processo, quando associado com uma tecnologia de captura de CO2, contribui para a descarbonização de uma termelétrica que passará a produzir energia em um ciclo combinado de hidrogênio e não mais de gás natural. O CO2 capturado poderá ser estocado em um poço depletado de gás natural de forma a gerar uma produção elétrica carbono neutra. O projeto tem por objetivo avaliar também a viabilidade técnica, econômica e financeira da produção de eletricidade utilizando hidrogênio azul (H2A) a partir da reforma de gás natural, com pré-reforma de frações pesadas, em escala comercial. O projeto foi iniciado em 20 de agosto de 2024, com prazo de duração estimado de 18 meses, implantado com a Firjan SENAIT e empresa Hytron, com desembolso de R\$ 1.495 milhões no ano de 2025;
- **Projeto intitulado "Imageamento em profundidade de dados sísmicos terrestres para a exploração de campos de gás natural e geração de energia termelétrica":** Os principais resultados/produtos deste projeto serão quatro (04) algoritmos e softwares de imageamento sísmico em profundidade para o processamento de dados sísmicos terrestres. Os produtos deste projeto (softwares) poderão ser utilizados em atividades de exploração, delimitação e caracterização de campos de gás natural em bacias terrestres brasileiras. Em outras palavras, os softwares desenvolvidos neste projeto produzirão imagens mais confiáveis das estruturas geológicas e dessa forma contribuirão de forma mais eficiente para a descoberta de novos campos de gás natural para a geração de energia termelétrica.. O projeto foi iniciado em 05 de Novembro de 2024, com prazo de duração estimado de 24 meses, implantado com a parceria com a universidade UFRN, com desembolso de R\$ 718 mil no ano de 2025;
- **Projeto intitulado "Desenvolvimento de Sistema Protótipo Baseado em Plasma Térmico para Produção de Hidrogênio Turquesa Através da Pirólise do Gás Natural":** Neste projeto é proposto um estudo do emprego de plasmas termoeletrônicos para reforma do gás natural em hidrogênio turquesa, avaliando sua eficiência e viabilidade e, grande escala. Utilizando todo o conjunto dos dados obtidos devem ser desenvolvidos diagramas cinéticos de comparando a conversão do metano em hidrogênio e diversos gases, através da pirólise com a reforma a vapor de água, e a reforma a seco com CO2. Dessa forma, o presente projeto técnico-científico visa o desenvolvimento de sistema protótipo completo em laboratório para produção do conhecimento envolvido para o escalonamento de processos industriais, visando a produção de hidrogênio turquesa para mistura em gás natural, objetivando a redução de emissões de dióxido de carbono na geração termelétrica. Os produtos do presente projeto são (i) protótipo de sistema de produção de hidrogênio turquesa em laboratório baseado em plasma térmico e (ii) projeto básico de planta-piloto de

2.10 Planos de negócios

demonstração para produção de hidrogênio turquesa em ambiente real. O projeto foi iniciado em 29 de Novembro de 2024, com prazo de duração estimado de 24 meses, implantado com a parceria com as empresas DUX e ITA, com desembolso de R\$ 2.488 milhões no ano de 2025.

- **Projeto intitulado "Estudo e Implementação de Estratégias de BECCS para Complexo Energético de Baixo Carbono":** O projeto visa desenvolver alternativas para a geração de energia elétrica a partir da biomassa da cana-de-açúcar, com baixa pegada de carbono, por meio da tecnologia BECCS, que integra a captura de CO₂ durante a fermentação do mosto e a queima do bagaço nas caldeiras de cogeração, evitando sua emissão para a atmosfera e contribuindo para a redução dos gases de efeito estufa. A iniciativa também contempla o estudo do armazenamento geológico do CO₂ em reservatórios salinos, incluindo a definição de procedimentos técnicos de injeção, monitoramento, medição e verificação, além da criação de um banco de dados para acompanhamento seguro e transparente dos resultados, com o objetivo de tornar o processo energético mais sustentável, eficiente e alinhado às metas ambientais e ao fortalecimento da matriz energética brasileira. O projeto foi iniciado em 18 de Junho de 2025, com prazo de duração estimado de 24 meses, implantado com a parceria com Universidade PUC-RS, com desembolso de R\$ 2.242 milhões no ano de 2025.
- **Projeto intitulado "Aproveitamento Energético de Plantas Oleaginosas na Região Amazônica: geração de valor e desenvolvimento regional":** O projeto tem como objetivo desenvolver soluções técnicas e comerciais que aproveitem o potencial da biomassa oleaginosa na Região Amazônica para gerar energia renovável e estimular o desenvolvimento socioeconômico local. O foco é a produção de HVO (diesel verde), um combustível sustentável que pode substituir diretamente o diesel comum sem necessidade de novas infraestruturas. Para isso, será criado um processo inovador de hidrogenação de óleos vegetais usando sistemas micro fluídicos modulares e escaláveis. Além de fornecer energia limpa para comunidades isoladas, embarcações e indústrias locais, o projeto busca contribuir para a descarbonização da matriz energética nacional e transformar a biodiversidade regional em um vetor de crescimento econômico. Ao estudar a aplicação de catalisadores e tintas catalíticas, a iniciativa propõe um modelo energético mais sustentável e adaptado às condições e necessidades da Amazônia. O projeto foi iniciado em 08 de Maio de 2025, com prazo de duração estimado de 30 meses, implantado com a parceria com as empresas Essenz, UEA e SENAI-RJ, com desembolso de R\$ 5.719 milhões no ano de 2025.
- **Projeto intitulado "Avaliação da utilização do Lodo de Itaqui como fonte de energia e seu potencial para emprego como carga em materiais cerâmicos e biofertilizantes visando a ampliação da captura de carbono pela ENEVA":** O projeto da usina de Itaqui busca solucionar o problema ambiental do acúmulo de lodo proveniente do tratamento dos mananciais utilizados pela termelétrica, transformando esse resíduo inorgânico em oportunidades sustentáveis. A pesquisa foca na análise técnica e econômica do reaproveitamento do lodo em três aplicações principais: geração de energia, produção cerâmica e uso como biofertilizante. Além de contribuir para a redução da pegada de carbono da ENEVA, o estudo também visa benefícios ambientais e sociais, promovendo inovação, desenvolvimento e novas oportunidades para a comunidade. O projeto foi iniciado em 08 de Abril de 2025, com prazo de duração estimado de 30 meses, implantado com a parceria com as empresas B&S, Fundação FECD, Fundação FSADU, LOGS, com desembolso de R\$ 1.699 milhões no ano de 2025.
- **Projeto intitulado "Sistema para desumidificação do lodo oriundo de usinas termelétricas a gás com maximização econômica e benéfica através do uso de geobags":** A qualidade da água é essencial para o funcionamento seguro e eficiente de uma usina termelétrica a gás, já que altos níveis de sedimentos podem provocar danos em equipamentos e comprometer a geração de energia. No Brasil, o tratamento dessa água geralmente envolve processos físico-químicos, mas o lodo resultante ainda representa um desafio logístico e ambiental. Para enfrentar esse problema, foi proposto um projeto de pesquisa e desenvolvimento que busca soluções inovadoras para o ressecamento e descarte do lodo, com menor impacto ambiental e custos reduzidos. O projeto pretende usar materiais avançados, como geotêxteis e polímeros, para otimizar os processos de filtração, secagem e transporte dos resíduos. Além disso, serão testadas e validadas alternativas economicamente viáveis e ambientalmente corretas, tanto para o lodo gerado diariamente quanto para aquele já armazenado, visando aprimorar toda a cadeia de tratamento e descarte. O projeto foi iniciado em 18 de Junho de 2025, com prazo de duração estimado de 18 meses, implantado com a parceria com as empresas UFRJ e Innovatec, com desembolso de R\$ 479 mil no ano de 2025.

2.10 Planos de negócios

- **Projeto intitulado "*NormaTrack* - Sistema Inteligente para Monitoramento, Interpretação e Gestão de Normas no Setor Energético":** Diante do elevado volume de normas técnicas e de suas constantes atualizações, surgiu o *NormaTrack* — um sistema inteligente voltado para o monitoramento e a gestão de normas no setor energético. O projeto tem como objetivo desenvolver uma solução baseada em Inteligência Artificial Generativa, capaz de automatizar a identificação, o rastreamento e a atualização de normas técnicas em documentos de engenharia. A ferramenta permitirá a comparação entre diferentes versões de normas, a identificação de impactos em documentos técnicos e a garantia de conformidade regulatória com mais agilidade e segurança. Sua validação será realizada por meio de uma Prova de Conceito em um ativo a ser selecionado por ambas as partes, com benefícios diretos em termos de eficiência operacional, mitigação de riscos e avanço tecnológico. O *NormaTrack* se destaca pela originalidade ao propor uma abordagem inovadora para um desafio recorrente e de alta complexidade na engenharia: a rastreabilidade e a atualização de normas técnicas ao longo do ciclo de vida dos projetos. O projeto foi iniciado em 24 de Janeiro de 2025, com prazo de duração estimado de 08 meses, implantado com a parceria com a empresa Radix, com desembolso de R\$ 480 mil no ano de 2025.
- **Projeto intitulado "*Operação Digital de uma Unidade de Produção de Gás Natural Liquefeito*":** O projeto visa implementar uma solução de Inteligência Artificial para otimização e monitoramento em tempo real da unidade de GNL do campo de Azulão, operada pela Eneva. A ferramenta, com maturidade tecnológica TRL 7, terá um modelo matemático desenvolvido especificamente para modelar a unidade, utilizando informações coletadas em campo, assim como os dados históricos e atuais dos equipamentos. A solução permitirá identificar perdas de processo, como vazamentos de metano, melhorar a eficiência operacional e apoiar decisões via dashboards inteligentes. Também serão propostas melhorias na instrumentação da planta. Além dos ganhos operacionais, financeiros e ambientais, o projeto contribui para a digitalização do setor de óleo e gás, com potencial de aplicação em outras unidades industriais.. O projeto foi iniciado em 02 de Outubro de 2025, com prazo de duração estimado de 30 meses, implantado com a parceria com a empresa Optimatech, com desembolso de R\$ 834 mil no ano de 2025.
- **Projeto intitulado "*Automated Learning Intelligence for Exploration*, Potencializando a Detecção de Acumulações de Gás com Generative AI em Dados Sísmicos e Evolução de Usabilidade do Sistema:** O projeto ALINE (*Automated Learning Intelligence for Exploration*) chega à sua quarta fase aplicando Inteligência Artificial à identificação de acumulações de gás a partir de dados sísmicos, estando integrado ao processo exploratório da companhia e sendo utilizado em todas as locações de poços, com taxa de sucesso em torno de 70% na Bacia do Parnaíba. Finalista do Prêmio ANP de Inovação Tecnológica 2024, o ALINE 4.0 incorpora modelos avançados e aprendizado auto-supervisionado, aumentando a precisão na detecção de hidrocarbonetos e priorizando a adoção em escala por meio de uma nova versão web em arquitetura de nuvem, consolidando-se como plataforma estratégica para a exploração de gás natural com IA.. O projeto foi iniciado em 10 de Abril de 2025, com prazo de duração estimado de 24 meses, implantado com a parceria da PUC-Rio, com desembolso de R\$ 2.657 milhões no ano de 2025.
- **Projeto intitulado "*Sistema de conversão de moto geradores de grande porte a óleo combustível pesado (HFO) para uso de metano e hidrogênio*":** O produto deste projeto consiste num sistema de conversão aplicável a um moto gerador de grande porte que opera com óleo combustível ("HFO") de forma a empregar misturas de gás natural (metano como principal componente) e hidrogênio. Pretende-se desenvolver novos processos, itens e software que permitam adquirir conhecimento tecnológico, economicidade na manutenção e eficiência energética em motores de grande porte. Adicionalmente, o emprego de hidrogênio no processo de combustão visa a priorização da descarbonização e aumento de eficiência do setor termelétrico brasileiro. O projeto foi iniciado em 26 de Junho de 2023, com prazo de duração estimado de 33 meses, implantado com a parceria com as empresas Instituto Mauá e CAAR Engenharia com desembolso de R\$ 2.302 milhões no ano de 2025.
- **Projeto intitulado "*Otimização de um sistema híbrido para aquecimento de motor de combustão e tanque de óleo combustível em usina termelétrica*":** O projeto propõe uma solução nacional para otimizar o aquecimento contínuo de moto-geradores em usinas termelétricas, visando maior redução de custos, eficiência energética, prontidão para operação, economia, segurança operacional e menor impacto ambiental. A iniciativa inclui geração de calor de forma híbrida: unidade termo-solar (água quente) e implantação de aquecimento elétrico (vapor superaquecido), de forma integrada, visando atender às necessidades de pré-aquecimento contínuo de motogeradores e circuitos integrados dos processos. O

2.10 Planos de negócios

sistema final permitirá o fornecimento de energia adicional de baixo custo para a usina, além da validação da operação híbrida (termossolar e caldeira elétrica) e da eficiência do processo, com a respectiva redução de custos operacionais. O projeto foi iniciado em 26 de Dezembro de 2023, com prazo de duração estimado de 25 meses, implantado com a parceria da Apolo, com desembolso de R\$ 2.276 milhões no ano de 2025.

- **Projeto intitulado "Desenvolvimento De Revestimento Anticorrosivo, Adequado Ao Microclima Da Ute Hub Sergipe, Objetivando A Proteção De Equipamentos Elétricos":** O projeto tem como objetivo desenvolver um revestimento inovador para proteger equipamentos elétricos de alta tensão da UTE HUB SERGIPE contra a corrosão, causada principalmente pela alta salinidade e pela proximidade com o mar. A solução será baseada em polímeros à base de água, como epóxi, poliuretano ou silicatos, combinados com nanomateriais para aumentar a resistência corrosiva, além da possível aplicação de um *primer* para melhorar a aderência. A principal inovação está na aplicação dessa tecnologia em partes externas dos equipamentos, criando uma barreira física capaz de reagir com o metal da superfície protegida, ampliando a durabilidade, a eficiência e a segurança dos equipamentos em ambientes industriais agressivos. O projeto foi iniciado em 17 de Abril de 2025, com prazo de duração estimado de 24 meses, implantado com a parceria com as empresas Flowtest e Jordão, com desembolso de R\$ 1.432 milhões no ano de 2025.
- **Projeto intitulado "Danos Por Fadiga E Estimativa Da Vida Útil De Componentes De Unidade Geradora – Caso Jaguatirica II":** Diante da crescente relevância da geração termoeletrica e da necessidade de ampliar a vida útil dos equipamentos, o projeto tem como objetivo desenvolver e disponibilizar à equipe técnica da planta de Jaguatirica II um software robusto e diferenciado para o monitoramento e a avaliação da integridade estrutural. A ferramenta será aplicada à análise de bombas de GNL, ventiladores do *air cooled condenser* ("ACC") e compressores de gás *boil off* instalados na ilha de potência da usina, permitindo a avaliação dos riscos de falhas por fadiga em operação e a estimativa da vida residual desses equipamentos. O projeto foi iniciado em 12 de dezembro de 2025, com prazo de duração estimado de 24 meses, implantado com a parceria com a instituição Pontifícia Universidade Católica Do Rio De Janeiro (PUC-RJ). Como o projeto se iniciou em dezembro, os desembolsos serão contabilizados a partir de 2026.
- **Projeto intitulado "Sistema de armazenamento e gerenciamento de energia associado a uma UFV para estabelecimento de estratégia de geração maximizada no curtíssimo prazo":** O objetivo é implementar um sistema de armazenamento de energia em baterias ("BESS"), associado a uma usina fotovoltaica (UFV), visando otimizar o gerenciamento energético do conjunto BESS–UFV. O novo sistema de gerenciamento de energia (EMS) utiliza interface própria e é desenvolvido para incorporar os dados do PLD no planejamento da operação em curtíssimo prazo, em base horária, permitindo a definição da estratégia de geração mais adequada para maximizar o retorno econômico do agente, inclusive possibilitando o armazenamento de energia da rede em cenários de baixa geração e de PLD horário reduzido. O projeto foi iniciado em 07 de novembro de 2023, com prazo de duração estimado de 26 meses, em parceria com as empresas Jordão Consultoria e Projetos, UCB e Servtec Energia, com desembolso de R\$ 9.190 mil no ano de 2025.
- **Projeto intitulado "CITEENEL 2025 - Congresso de Inovação Tecnológica e Eficiência Energética do Setor Elétrico":** O Citeenel é um evento bienal, organizado por uma empresa proponente do setor elétrico, sob orientação técnica da ANEEL. O congresso é a principal oportunidade de troca de experiências dos profissionais envolvidos nos Programas de Pesquisa, Desenvolvimento e Inovação - PDI e de Eficiência Energética - EE regulados pela Agência e implementados pelas empresas geradoras, transmissoras e distribuidoras de energia elétrica do Brasil. O evento representa ainda uma oportunidade de apresentação dos resultados alcançados nos Programas e discussão com os agentes sobre a regulamentação vigente, coletando subsídios para futuros aperfeiçoamentos dos Programas. O Citeenel 2025 foi realizado pela empresa ENEVA, na cidade de Manaus–AM. O evento ocorreu nas datas de 17 a 18 de setembro de 2025, no Centro de Convenções Vasco Vasques, com desembolso de R\$ 5.655 milhões.

(iv) montantes totais gastos no desenvolvimento de novos produtos ou serviços

A Companhia ainda não incorreu em gastos relativos ao desenvolvimento de novos produtos ou serviços, além daqueles já descritos neste item 2.10(c) (ii) do Formulário de Referência

2.10 Planos de negócios

(d) oportunidades inseridas no plano de negócios da Companhia relacionadas a questões ASG

O debate sobre a transição energética está centrado na viabilização do fornecimento de energia com o menor índice possível de emissões de gases de efeito estufa, a preços acessíveis e segura. A necessidade de equilibrar esses objetivos representa um grande desafio para a indústria energética mundial. Enquanto se avança na melhoria das alternativas renováveis, é crucial garantir a segurança e o acesso à energia.

A Eneva desempenha um papel socioeconômico essencial ao contribuir para a segurança energética através da geração termoeletrica firme e flexível que permite o crescimento da geração renovável intermitente. Investe também no uso sustentável dos recursos naturais e em soluções que melhoram a eficiência de suas operações e reduzem as emissões de gases de efeito estufa na cadeia de valor. Além disso, a Companhia gera oportunidades socioeconômicas para as comunidades locais, vizinhas as suas operações, através de iniciativas de educação, inserção no mercado de trabalho, empoderamento feminino e fortalecimento de cadeias produtivas sustentáveis por meio da bioeconomia. Nesse contexto, a estratégia de sustentabilidade da Companhia está pautada em três pilares principais, alinhados ao seu modelo de negócios, oportunidades, riscos e desafios socioambientais inerentes às suas operações:

- **Transição e Segurança Energética:** Contribuindo para a estabilidade do sistema elétrico brasileiro, investindo em tecnologias de baixo carbono e reduzindo de emissões de GEE.
- **Oportunidades Socioeconômicas:** Ampliando o acesso a oportunidades econômicas e educacionais para melhorar a qualidade de vida da população.
- **Conservação Ambiental e Bioeconomia:** Conservando a biodiversidade através de cadeias produtivas sustentáveis, promovendo o uso eficiente de recursos naturais

A Transição e Segurança Energética é considerada o principal pilar pela Companhia ao avaliar as oportunidades incluídas em seu plano de negócios.

Transição Energética

O Brasil possui uma das matrizes elétricas mais renováveis do mundo^[1], com mais de 88% da capacidade de geração elétrica advinda de fontes como hidrelétricas, eólicas, solares e biomassa. Dessas fontes, uma parte crescente provém de fontes intermitentes, ou seja, que não estão disponíveis de forma constante, pois dependem, por exemplo, de ventos e radiação solar para gerarem eletricidade.

Nesse cenário, através de usinas termelétricas complementares ao sistema, a Eneva garante segurança energética com geração de energia de base, especialmente durante períodos de baixa produção das fontes renováveis, momentos de pico de demanda ou de corte de carga renovável para preservação do sistema de transmissão.

Assim, em uma matriz elétrica majoritariamente renovável, a Eneva garante o atributo de confiabilidade da geração para a sociedade brasileira. Diante desse cenário, a missão da Eneva de "Oferecer as melhores soluções de energia para uma transição energética responsável e segura" reflete a preocupação da Companhia com a segurança do sistema e o acesso à energia por todos, justificando seu portfólio de ativos para responder ao desafio de um sistema elétrico confiável.

Outro aspecto importante é a ampliação dos investimentos em eficiência energética nos ativos a gás natural da Companhia, realizados nos últimos anos. Medidas como o fechamento de ciclo das usinas do complexo termelétrico de Parnaíba, principal complexo de geração elétrica da Companhia, têm o potencial de reduzir a intensidade de emissões de carbono na geração de energia em cerca de 28%. Com os projetos de fechamento de ciclo denominados UTE Parnaíba V, em operação desde 2022 (fechamento de ciclo da UTE Parnaíba I) e UTE Parnaíba VI, em operação desde 2025 (fechamento de ciclo da UTE Parnaíba III), a Eneva acrescenta mais de 450 MW ao seu portfólio de geração, com um investimento de cerca de R\$ 2,1 bilhões, praticamente dobrando a geração de energia das UTEs Parnaíba I e III, sem consumo adicional de moléculas de gás. Ao longo de 2025, a

2.10 Planos de negócios

operação da UTE Parnaíba V contribuiu para evitar mais de 345 mil tCO₂ quando comparada à operação de uma usina de ciclo fechado.

Para aprofundar a discussão sobre a transição energética associada à estratégia corporativa, a Companhia realizou estudos de viabilidade técnica e econômica para a conversão de suas usinas termelétricas a carvão, UTEs Itaqui e Pecém, para o uso de gás natural. Os resultados desses estudos foram favoráveis, indicando a viabilidade técnica e econômica da conversão. No entanto, há desafios locais para o suprimento do gás natural para essas novas usinas e questões regulatórias para viabilizar eventual reconstrução. Ainda, a previsão de despacho das usinas a carvão da Companhia deve se manter baixa, impactando de forma pouco relevante, frente a todo o portfólio de geração da Eneva, na intensidade de emissões da companhia. Em 2025, a geração de energia a carvão representou cerca de 8% da energia bruta gerada pela Eneva.

Para garantir a complementaridade de seu portfólio, a Eneva mantém na sua carteira o Parque Solar Futura I com 692 MWac de capacidade. O ativo entrou em operação comercial em 2023 e é um dos maiores parques solares da América Latina. Ao final de 2025, o portfólio de geração renovável da Companhia representava 11% da sua capacidade instalada e gerou 1.321 GWh, representando o equivalente a 10% da energia bruta gerada pela Companhia. Os investimentos para a construção do Parque Solar Futura I totalizaram cerca de R\$ 3,0 bilhões.

Dentro de suas iniciativas estratégicas, a Companhia vem desenvolvendo sua atuação no setor de suprimento de Gás Natural Liquefeito em Pequena Escala ("SSLNG"), como opção com menores índices de emissão de Gases de Efeito Estufa do que o diesel no transporte rodoviário de longa distância. Para os clientes industriais, o GNL passa a ser uma alternativa ao uso do óleo combustível.

Em 2025, o 2º Trem de liquefação da planta de SSLNG, localizada no Complexo Parnaíba, em Santo Antônio dos Lopes (MA), entrou em operação, permitindo que a companhia atingisse 100% da capacidade operacional e contratada da planta. Paralelamente, a empresa já deu início às obras do 3º Trem, que adicionará 300 mil m³/dia de GNL à capacidade de produção do Complexo de Parnaíba.

Desta forma, a Companhia consolidou o seu novo modelo de negócios de comercialização de gás natural liquefeito, ampliando as oportunidades de monetização do gás natural e fortalecendo a sua posição no mercado. Só em 2025, a Eneva investiu R\$ 340,3 milhões nas plantas de SSLNG (1º, 2º e 3º Trem) e contribuiu para a redução de quase 50 mil tCO₂/ano de seus clientes. Nesse contexto, Vale, Suzano, Copergás e VirtuGNL são exemplos de clientes atendidos pela empresa. Os contratos celebraram o primeiro movimento para criação de um novo mercado no país com o uso de GNL como combustível para o transporte rodoviário pesado de longa distância em substituição ao óleo diesel, estabelecendo "corredores azuis". Além do potencial de redução de emissões de gases de efeito estufa, a substituição contribui para a redução das emissões de NOx e de material particulado pelos veículos.

Ainda, a Eneva vem estruturando de forma contínua seu programa de transição energética com o objetivo de buscar iniciativas inovadoras e oportunidades de redução das emissões da Companhia e da sua cadeia de valor. Ao longo de 2025, a Eneva acompanhou as novas regulamentações que podem afetar os setores de geração de energia e de óleo e gás, a fim de observar riscos e oportunidades para o crescimento das suas operações. Na frente de tecnologias de baixo carbono, a Companhia deu continuidade aos investimentos em Pesquisa & Desenvolvimento e outras ações relacionadas a tecnologias de baixo carbono. Entre outros, busca avaliar o potencial de armazenamento de carbono na Bacia do Paraná e concluir o projeto de P&D para metalurgia em poços de injeção de CO₂.

[1] Fonte: EPE, 2025, disponível em <https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/balanco-energetico-nacional-2025>

2.11 Outros fatores que influenciaram de maneira relevantes o desempenho operacional**2.11. OUTROS FATORES QUE INFLUENCIARAM DE MANEIRA RELEVANTES O DESEMPENHO OPERACIONAL**

A Companhia informa que não possui outros fatores que influenciaram de maneira relevante o desempenho operacional e que não tenham sido identificados ou comentados nos demais itens desta seção.

3.1 Projeções divulgadas e premissas

3.1. PROJEÇÕES DIVULGADAS E PREMISSAS

A Companhia não fornece projeções quantitativas a respeito de seu desempenho financeiro futuro (*earnings guidance*), conforme lhe é facultado pelo artigo 21 da Resolução da CVM nº 80/22, conforme alterada.

(a) objeto da projeção

Não aplicável.

(b) período projetado e o prazo de validade da projeção

Não aplicável.

(c) premissas da projeção, com a indicação de quais podem ser influenciadas pela administração da Companhia e quais escapam ao seu controle

Não aplicável.

(d) valores dos indicadores que são objeto da previsão

Não aplicável.

3.2 Acompanhamento das projeções

3.2. ACOMPANHAMENTO DAS PROJEÇÕES

A Companhia não fornece projeções quantitativas a respeito de seu desempenho financeiro futuro (*earnings guidance*), conforme lhe é facultado pelo artigo 21 da Resolução da CVM nº 80/22, conforme alterada.

(a) informar quais estão sendo substituídas por novas projeções incluídas neste Formulário de Referência e quais delas estão sendo repetidas neste Formulário de Referência

Não aplicável.

(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

Não aplicável.

(c) quanto às projeções relativas a períodos ainda em curso, informar se as projeções permanecem válidas na data de entrega deste Formulário de Referência e, quando for o caso, explicar por que elas foram abandonadas ou substituídas

Não aplicável.

4.1 Descrição dos fatores de risco

4.1. DESCRIÇÃO DOS FATORES DE RISCO

O investimento nos valores mobiliários de emissão da Eneva S.A. ("Eneva" ou "Companhia") envolve a exposição a determinados riscos. Antes de tomar qualquer decisão de investimento referente a qualquer valor mobiliário de emissão da Companhia, os potenciais investidores devem analisar cuidadosamente todas as informações contidas neste Formulário de Referência, os riscos mencionados abaixo e as demonstrações financeiras da Companhia. As atividades, situação financeira, resultados operacionais, fluxo de caixa, liquidez, reputação, participação de mercado, margens, perspectivas, condição societária e/ou negócios da Companhia poderão ser afetados de maneira adversa, seja por qualquer dos fatores de risco descritos a seguir, seja pelas informações contidas nos documentos acima mencionados e/ou por outros fatores de risco internos e/ou externos. O preço de mercado dos valores mobiliários de emissão da Companhia poderá diminuir em razão de qualquer desses ou de outros fatores de risco, hipóteses em que os potenciais investidores poderão perder parte ou a totalidade de seu investimento nos valores mobiliários de emissão da Companhia.

Os riscos descritos abaixo são aqueles que a Companhia conhece e acredita que, na data deste Formulário de Referência, podem afetá-la adversamente e de forma relevante. Além disso, riscos adicionais não conhecidos atualmente pela Companhia ou que ela considere irrelevantes na data deste Formulário de Referência, também poderão afetá-la adversamente.

Para fins desta seção "4. Fatores de Risco", exceto se expressamente indicado de maneira diversa ou se o contexto assim o exigir, a menção ao fator de que um risco, incerteza ou problema poderá causar ou ter, ou causará ou terá "efeito adverso" ou "efeito negativo" para a Companhia, ou expressões similares, significam que tal risco, incerteza ou problema poderá ou poderia causar efeito adverso relevante nas atividades, situação financeira, resultados operacionais, fluxo de caixa, liquidez, negócios futuros e/ou reputação da Companhia, bem como no preço de mercado dos valores mobiliários de emissão da Companhia. Expressões similares incluídas nesta seção "4. Fatores de Risco" devem ser compreendidas nesse contexto. Não obstante a subdivisão deste item "4.1. Fatores de Risco" e do item "4.3. Riscos de Mercado", determinados fatores de risco que estejam em um item podem também se aplicar a outros itens deste item "4.1. Fatores de Risco" e do item "4.3. Riscos de Mercado".

(a) à Companhia

A Companhia e suas subsidiárias possuem passivos significativos e podem não ser capazes de alongar o prazo de vencimento das dívidas, refinarciat a sua dívida atual e/ou obter novos empréstimos e financiamentos a custos atrativos.

A Companhia e suas subsidiárias possuem empréstimos e financiamentos em valores significativos com vencimentos diversificados e majoritariamente concentrados no longo prazo, de forma que eventual insuficiência do fluxo de caixa operacional da Companhia para arcar com as obrigações de principal e juros das suas dívidas nos termos acordados poderá impactar seus resultados e o cumprimento de seu plano de negócios e gestão. Para informações sobre os empréstimos e financiamentos da Companhia, vide item 2.1 (f) deste Formulário de Referência.

Adicionalmente, a Companhia poderá necessitar acessar o mercado financeiro e de capitais para refinarciar dívidas vincendas, alongar o perfil do seu endividamento e/ou obter novos empréstimos e financiamentos, não havendo garantia de que tais recursos estarão disponíveis em condições favoráveis, ou mesmo disponíveis.

Em vista do acima exposto, caso a Companhia não seja capaz de arcar com o pagamento de principal ou juros do seu endividamento, de renegociar os termos e condições acordados ou obter novos empréstimos e financiamentos em condições adequadas, os negócios da Companhia e sua situação financeira poderão ser afetados de modo adverso.

As estimativas de reservas e de recursos contingentes de gás natural e óleo da Companhia envolvem um grau significativo de incertezas e estão baseadas em premissas que podem não ser precisas.

4.1 Descrição dos fatores de risco

Periodicamente, a Companhia realiza uma certificação de recursos e reservas através de uma empresa independente. A atualização dos dados geológicos e de engenharia oriundos do desenvolvimento ou produção dos campos podem levar a uma variação das reservas e dos recursos para mais ou para menos. O processo de certificação captura esse *range* de variação quando classifica as reservas, por exemplo, em 1P (provada), 2P (provada + provável) e 3P (provada + provável + possível).

Desde 2016 a Companhia contrata a *Gaffney, Cline & Associates* (“GCA”) para avaliação e certificação das reservas e recursos contingentes dos campos e áreas nos quais a Eneva detém participação. Em 2023, a Companhia contratou a GCA para atualizar os “Relatórios Executivos de Auditoria das Reservas e Recursos Contingentes nas Bacias do Parnaíba, do Amazonas e do Solimões”, onde a Eneva opera campos de gás e óleo. Vale ressaltar que, em 2024, com a declaração de comercialidade da descoberta de Anebá (Bloco Exploratório AM-T-84 e AM-T-85), esta área passou a ser denominada Tambaqui. Estes Relatórios da GCA foram divulgados em 15 de fevereiro de 2024, com data-base de 31 de dezembro de 2023.

Em 2025, a Companhia contratou a GCA para uma nova atualização do trabalho de certificação das reservas apenas para os campos da Bacia do Parnaíba. O “Relatório Executivo de Auditoria das Reservas de Gás Natural para o Interesse da Eneva em Campos Localizados na Bacia do Parnaíba, Brasil, referente a 31 de dezembro de 2025”, foi divulgado em 05 de março de 2026. Esta nova atualização não foi realizada para as demais bacias, por não terem ocorrido alterações neste período que a justificasse.

Os Relatórios da GCA contêm informações que são baseadas em premissas e expectativas de eventos futuros e tendências financeiras, não sendo possível à Companhia assegurar se essas premissas serão observadas e se essas expectativas e tendências se concretizarão. Caso as premissas e expectativas em que se baseiam os Relatórios da GCA não sejam observadas ou não venham a se concretizar, poderá haver reduções das reservas e/ou dos recursos, o que pode causar um efeito adverso sobre os resultados operacionais e condição financeira da Companhia.

A imprevisibilidade dos acionamentos de determinada usina na forma de despacho, do Operador Nacional do Sistema Elétrico (“ONS”), pode afetar negativamente tanto a geração de caixa por receita variável das usinas movidas a gás natural, quanto o nível de consumo das reservas dos campos de gás natural da Companhia, podendo afetar adversamente os resultados financeiros e operacionais da Companhia.

A Companhia é acionista controladora indireta de determinadas usinas a gás natural que utilizam gás próprio da Companhia para geração de energia e operam no Sistema Interligado Nacional (“SIN”), sendo despachadas centralizadamente pelo ONS, a saber: o Complexo Termelétrico Parnaíba (“Complexo Parnaíba”) e o Sistema Integrado Azulão-Jaguaririca.

Ambos os empreendimentos operam sob o modelo *reservoir-to-wire*, ou seja, de modo que a geração de energia pela usina termelétrica utiliza o gás natural produzido pelos campos da Companhia. Dessa forma, essas usinas dependem do fornecimento de gás natural pela Companhia.

O Complexo Parnaíba é composto por seis usinas termelétricas movidas a gás natural (“UTES Parnaíba”), integrado pelas controladas: (i) Parnaíba Geração e Comercialização de Energia S.A. (“PGC”), que detém as UTES Parnaíba I (composta pelas UTES Maranhão IV e Maranhão V) e Parnaíba V; e (ii) Parnaíba II Geração de Energia S.A. (“Parnaíba II”), que detém as UTES Parnaíba II (ou UTE Maranhão III), Parnaíba III (ou UTE MC2 Nova Venécia 2), Parnaíba IV e Parnaíba VI. Já o Sistema Integrado Azulão-Jaguaririca consiste em uma única usina termelétrica a gás, a UTE Jaguaririca II.

Adicionalmente, cabe ressaltar que determinadas usinas de propriedade da PGC e da Parnaíba II, subsidiárias da Eneva, celebraram Contratos de Comercialização de Energia Elétrica no Ambiente Regulado (“CCEARs”) por disponibilidade, ou seja, as usinas estão disponíveis para geração de energia elétrica sempre que acionadas pelo ONS. Nesse sentido, tais usinas são remuneradas mediante o recebimento de: (i) uma parcela fixa, denominada Receita Fixa, e (ii) uma parcela variável, denominada Receita Variável, que é proporcional à geração de energia e valorada ao seu Custo Variável Unitário (“CVU”), o qual remunera seus custos variáveis de operação. Por meio desses CCEARs e da regulamentação vigente, determinadas usinas detidas pela PGC e Parnaíba II estão

4.1 Descrição dos fatores de risco

obrigadas, caso sejam despachadas (ou seja, acionadas pelo ONS), gerar quantidade de energia determinada pelo ONS, que pode corresponder a até a potência instalada da usina para o SIN.

O ONS, semanalmente, analisa as condições do SIN, tais como: (i) demanda de energia; (ii) vazões hidrológicas e níveis dos reservatórios das hidrelétricas; (iii) entrada em operação de novas plantas, dentre outros fatores, a fim de determinar a geração de energia para cada submercado brasileiro. O resultado desse processo definirá o Custo Marginal de Operação (“CMO”), ou seja, o custo que o sistema incorre para acionar mais uma usina para fazer frente a uma unidade adicional de carga. Todas as usinas que possuam CVU abaixo do CMO definido podem ser, em regra, despachadas (acionadas) pelo ONS.

O despacho, ou seja, o acionamento de determinada usina por ordem do ONS, pode ocorrer basicamente por meio das seguintes modalidades: (i) despacho por ordem de mérito de custo, quando o CVU é menor que o CMO, conforme descrito acima; (ii) despacho fora da ordem de mérito por “garantia energética”, quando a usina é demandada a gerar energia independentemente de critérios econômicos e das condições estabelecidas no CCEARs, conforme autorização do Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico (“CMSE”) ao ONS; ou (iii) despacho fora da ordem de mérito por restrição elétrica, quando a usina é demandada a gerar energia elétrica mesmo que seu CVU esteja acima do CMO em razão de restrição operativa. Nesse último caso, a restrição operativa decorre de, entre outros motivos, questões de ordem elétrica na rede de transmissão ou distribuição elétrica.

Assim, em certos cenários, as UTEs Parnaíba e a UTE Jaguatirica II podem enfrentar despacho elevado durante períodos prolongados, como no caso de eventual interrupção ou paralisação de operações de usinas hidrelétricas relevantes para seu subsistema ou no caso de períodos de seca e estiagens prolongados. Nos casos de despacho elevado e por longos períodos, a produtividade dos campos de gás natural da Companhia pode ser afetada, ocorrendo um declínio acentuado de suas reservas face às projeções inicialmente realizadas pela Companhia. Nessas hipóteses, as referidas UTEs podem não ser capazes de gerar energia elétrica em montante suficiente para cumprir as obrigações assumidas em seus CCEARs, ficando sujeitas, neste caso às consequências especificadas na descrição do fator de risco “A Companhia pode não ser capaz de gerar toda a energia, o gás natural liquefeito (“GNL”) ou o gás natural que se obriga contratualmente a entregar, o que pode ter um efeito adverso sobre os seus negócios”.

Por outro lado, nos cenários de baixo despacho das UTEs, em função, por exemplo, de condições hidrológicas favoráveis e alto nível dos reservatórios das hidrelétricas, a receita variável e geração de caixa das usinas da Companhia pode ser adversamente impactada. A esse respeito, mais detalhes também podem ser consultados na descrição do fator de risco: “O setor elétrico brasileiro é vulnerável a fatores naturais, como excessos e escassez de chuvas, que afetam a capacidade geradora de energia, que impedem o maior aproveitamento do potencial de geração de energia brasileira”.

Todos os fatores expostos acima podem afetar de forma significativa e adversa a situação financeira e patrimonial do Complexo Parnaíba e do Sistema Integrado Azulão-Jaguatirica e, por conseguinte, da Companhia.

A construção, operação e ampliação das instalações e equipamentos de geração de energia elétrica e exploração, desenvolvimento e produção de gás natural da Companhia envolvem riscos significativos que podem ensejar perda de receita ou aumento de despesas.

A Companhia está sujeita a impactos adversos na construção, operação e ampliação das instalações e equipamentos de projetos no setor de geração de energia elétrica e de exploração, desenvolvimento e produção de gás natural, em razão de diversos riscos, incluindo, mas não se limitando a:

- aumentos nos custos de materiais, de capacidade técnica ou de mão-de-obra;
- problemas de engenharia dos projetos e disputas com empreiteiros e subempreiteiros;
- atrasos ou negativas na concessão de licenças, alvarás ou autorizações pelas autoridades competentes, assim como seus respectivos cancelamentos ou revogações;
- falhas técnicas e indisponibilidade de equipamentos;

4.1 Descrição dos fatores de risco

- indisponibilidade dos sistemas de distribuição e/ou transmissão que impossibilite a distribuição da energia gerada no sistema;
- condições climáticas adversas e desastres naturais;
- interrupção do fornecimento de combustível ou interferências hidrológicas e meteorológicas;
- riscos geológicos ou ambientais;
- variações nos volumes de reservas, ou nas estimativas referentes aos volumes de reserva, em razão de dados adicionais adquiridos ao longo da perfuração de poços de desenvolvimento ou durante a produção dos campos de gás;
- interrupções no trabalho, agitações sociais, greves e outras disputas trabalhistas, inclusive nos portos por meio dos quais a Companhia importa insumos (por exemplo, carvão) para certos projetos e operações;
- situações ou problemas de engenharia não antecipados na fase de projetos;
- atrasos na construção e operação, ou custos excedentes não previstos;
- volatilidade dos preços de insumos, incluindo carvão;
- aumentos nas taxas de juros e outros índices financeiros;
- inadimplementos de contratos de fornecimento relacionados a implantação de projetos ainda em construção;
- acidentes de trabalho e operacionais; e/ou
- indisponibilidade de financiamentos adequados.

Além disso, as operações das usinas termelétricas e o escoamento de gás natural dos campos em produção da Companhia dependem de complexa infraestrutura logística, tais como operações de desembarque portuário, esteiras mecânicas e gasodutos, dentre outros, os quais estão sujeitos a falhas, atrasos e interrupções que podem prejudicar tais operações.

A ocorrência de quaisquer das hipóteses mencionadas acima ou de outros problemas que impactem a logística da Companhia poderá afetar adversamente a capacidade da Companhia de gerar energia e/ou de produzir gás natural em quantidade compatível com suas obrigações e expectativas, o que pode ter um efeito negativo relevante sobre a sua situação financeira e resultados operacionais.

Ademais, a ocorrência de quaisquer das hipóteses mencionadas acima ou efeitos decorrentes destas poderá impactar adversamente no cronograma previsto de implantação dos projetos em construção e expansão, conforme mencionados no item 2.10 (a) (i) deste Formulário de Referência. O atraso na implantação de referidos projetos poderá implicar, conforme aplicável e sem limitação: (a) em relação aos projetos de geração de energia (a.i) na aplicação de multas pela autoridade concedente, conforme previstas no respectivo contrato de concessão; (a.ii) na necessidade da Companhia recorrer a contratação de volumes de energia no mercado de curto prazo ("MCP") para atender as demandas de energia dos respectivos contratos de compra e venda de energia celebrados; (b) na necessidade de aportes financeiros adicionais para cobrir custos não previstos em relação a tais atrasos (custos com armazenagem, logística, etc.); e (c) eventuais litígios judiciais e/ou arbitrais com empreiteiros, subempreiteiros e/ou fornecedores e a consequente realização de contingências.

Os contratos financeiros da Companhia possuem diversas obrigações (covenants), dentre as quais restrições à capacidade de endividamento, à distribuição de dividendos e juros sobre capital próprio e à aquisição do controle acionário da Companhia. Eventual inadimplemento dessas obrigações pode afetar adversamente e de forma relevante a Companhia e os seus acionistas.

A Companhia e suas subsidiárias estão sujeitas a certas cláusulas e condições das escrituras de emissão de debêntures, dos contratos de empréstimos e outros instrumentos de financiamento existentes que restringem sua autonomia e capacidade de contrair novos endividamentos. Na hipótese de descumprimento de qualquer disposição dos respectivos contratos, poderão tornar-se exigíveis os valores vincendos (principal, juros e multa) objeto dos referidos contratos, além de se desencadear o vencimento antecipado cruzado ou inadimplemento cruzado (*cross acceleration* e *cross default*) de outras obrigações da Companhia e de suas subsidiárias.

Além disso, a distribuição de dividendos e juros sobre o capital próprio pelas subsidiárias à Companhia é uma fonte de recebimento de recursos para a Companhia. Determinados contratos financeiros de que a Companhia e

4.1 Descrição dos fatores de risco

as sociedades controladas são parte impõem, entre outras restrições, a proibição de pagamento de dividendos e juros sobre capital próprio em valor superior ao mínimo obrigatório, em caso de inadimplemento. Tal restrição, quando imposta às suas sociedades controladas, pode reduzir uma fonte essencial de recursos da Companhia, impactando negativamente e de forma relevante os seus resultados, liquidez, condição financeira e capacidade de distribuir dividendos e/ou juros sobre capital próprio aos seus acionistas.

Adicionalmente, determinados instrumentos financeiros da Companhia e de suas subsidiárias preveem a aquisição do controle acionário da Companhia como hipótese de vencimento antecipado. Dessa forma, a eventual aquisição do controle acionário da Companhia, incluindo eventual entendimento por parte dos credores quanto ao surgimento de um acionista ou grupo de acionistas que passe a deter o controle acionário da Companhia e efetivamente utilizá-lo para dirigir as atividades sociais e orientar o funcionamento dos órgãos da Companhia com a nomeação da maioria da administração, nos termos da Lei das Sociedades por Ações, pode ensejar o vencimento antecipado (ou disputas relacionadas à caracterização de vencimento antecipado) dos referidos instrumentos financeiros. Para mais informações acerca dos riscos relacionados ao controle acionário da Companhia, veja o fator de risco “Como não há acionista ou grupo de acionistas titular de mais de 50% do capital votante da Companhia, na data deste Formulário de Referência, a Companhia está suscetível a alianças entre acionistas, conflitos entre acionistas e outros eventos decorrentes da ausência de um acionista controlador ou grupo de controle titular de mais de 50% do capital votante” abaixo.

Ainda, alguns desses contratos financeiros da Companhia e de suas subsidiárias possuem garantias reais outorgadas para garantir o pagamento da totalidade da obrigação financeira. Em alguns casos, há alienação fiduciária de ações de emissão das subsidiárias da Companhia e respectivos equipamentos de propriedade da Companhia ou de suas subsidiárias, além de cessão fiduciária de recebíveis e direitos emergentes relacionados aos principais contratos. Em caso de vencimento antecipado desses contratos ou se até a data final de seu vencimento, as respectivas obrigações garantidas não tenham sido devidamente quitadas/cumpridas, os credores poderão executar as garantias outorgadas. Caso tais garantias sejam executadas, os resultados operacionais e a condição financeira da Companhia serão adversamente afetados.

Ainda, determinadas emissões de debêntures da Companhia e de suas subsidiárias possuem cláusulas específicas que exigem a observância de determinados índices financeiros (*covenants* financeiros). Não há garantia de que a Companhia observará, no futuro, referidos índices financeiros ou conseguirá obter perdão temporário dos debenturistas. Caso a Companhia não obtenha perdão temporário, poderá resultar no vencimento antecipado da emissão de debêntures correspondente e, conforme o caso dos demais endividamentos.

Determinados contratos financeiros celebrados pela Companhia e/ou por suas subsidiárias preveem que efeitos adversos relevantes, como elevados sobrecustos nas obras, paralisação da operação das usinas por um período que não seja de paradas programadas, não renovação ou apresentação de licenças ambientais e/ou operacionais, atraso no cronograma de obras por um período elevado previsto em escritura ou contrato, entre outros eventos, podem acarretar vencimento antecipado ou não atendimento de obrigações assumidas pela Companhia ou suas subsidiárias.

No caso de descumprimento de obrigações contratuais pela Companhia ou por suas subsidiárias, ocorrência de tais cenários adversos ou, ainda, verificação de quaisquer hipóteses de vencimento antecipado previstas em seus contratos financeiros, a Companhia e/ou as suas subsidiárias poderão não ser capazes de liquidar o saldo devedor antecipadamente vencido, o que poderá resultar em um impacto adverso relevante nos negócios e situação econômico-financeira da Companhia e de suas subsidiárias, bem como na cotação dos valores mobiliários de emissão da Companhia.

Para mais informações a respeito dos referidos instrumentos financeiros, incluindo a descrição das garantias outorgadas em favor das obrigações neles assumidas e das principais restrições aplicáveis a Companhia e suas subsidiárias, veja os itens 2.1 (f), 12.3 e 12.9 deste Formulário de Referência.

As atividades de exploração, desenvolvimento e produção nas áreas sob concessão da Companhia poderão não produzir gás natural em quantidades ou qualidades viáveis de forma a atender ao suprimento das Usinas Termelétricas (“UTEs”) movidas a gás natural próprio da Companhia.

4.1 Descrição dos fatores de risco

A Companhia é fornecedora exclusiva de gás natural para o Complexo Parnaíba e para a UTE Jaguatirica II, sendo que o suprimento desse combustível é essencial para a geração de energia elétrica. Por este motivo, eventual intercorrência ou interrupção nesse suprimento poderá acarretar a aplicação de determinadas penalidades em face das UTEs.

No âmbito das atividades de exploração, desenvolvimento e produção ("E&P"), as decisões de adquirir, explorar e desenvolver uma área estão sujeitas a diversas informações e interpretações, como, aquisição e processamento de dados sísmicos, interpretações geofísicas, geoquímicas e geológicas, perfuração de poços, interpretações de perfis elétricos e realização de testes de produção. A precisão da interpretação das áreas de exploração está diretamente relacionada à quantidade e qualidade de dados existentes em tal área.

Antes da perfuração de um poço e da realização da perfilagem de certos testes específicos, existe uma probabilidade de sucesso calculada para que um determinado prospecto exploratório mapeado efetivamente contenha hidrocarbonetos. Essa probabilidade calculada pela exploração não assegura que esse poço, mesmo sendo um descobridor, produzirá em quantidade e/ou qualidade suficientes para recuperar os custos de sua exploração e de seu desenvolvimento. Essa eficiência de produção é determinada após a perfuração do poço e conhecimento das características do reservatório.

Após a perfuração de um poço descobridor, é necessário desenvolver um Plano de Avaliação de Descoberta ("PAD") para garantir a melhor avaliação da extensão da descoberta e as características geológicas do reservatório descoberto. Ainda que as condições avaliadas pela equipe de E&P apontem para uma economicidade dessa descoberta, fatores externos à geologia, tais como regulatório e de mercado, podem inviabilizar a monetização dessa descoberta.

Uma vez comprovadas as reservas, a Companhia ainda depende de sua habilidade de desenvolvê-las com sucesso. Por exemplo, os custos de perfuração de poços são incertos, e inúmeros fatores podem fazer com que as operações de desenvolvimento sejam dificultadas, atrasadas ou canceladas, o que pode afetar de forma negativa as operações da Companhia. Portanto, a descoberta de hidrocarbonetos não é suficiente para garantir uma produção exequível.

Adicionalmente, pode não ser possível alcançar a vazão de gás natural necessária para atingir o platô planejado para os campos de gás natural da Companhia. Dessa forma, a descoberta, exploração e desenvolvimento de novas reservas seriam necessárias para que o platô de vazão de gás natural planejado seja atingido. Para tanto, pode ser necessária a antecipação de investimentos para a exploração e o desenvolvimento de reservas ainda não exploradas e desenvolvidas e a aceleração de atividades exploratórias, que, conforme acima, estão sujeitas a insucesso.

Em vista do acima exposto, a Companhia poderá não recuperar os custos despendidos na respectiva exploração e desenvolvimento ou não encontrar os volumes de gás natural esperados e, por sua vez, não entregar a vazão planejada, afetando adversamente o único suprimento para as UTEs do Complexo Parnaíba e para a UTE Jaguatirica II e, por consequência, os negócios da Companhia e sua situação financeira.

A Companhia pode não ser capaz de gerar toda a energia, o gás natural liquefeito ("GNL") ou o gás natural que se obriga contratualmente a entregar, o que pode ter um efeito adverso sobre os seus negócios.

Por meio dos CCEARs celebrados, as UTEs da Companhia se comprometem a gerar e entregar montantes determinados de energia elétrica ao sistema elétrico brasileiro. Caso as UTEs não sejam capazes ou sejam impedidas de gerar energia elétrica em montante suficiente para cumprir com as obrigações assumidas em razão de imprevistos operacionais, tais como desgastes de equipamentos e *overhauls* (paradas para manutenção) fora do programado, por exemplo, as subsidiárias da Companhia podem ter seus fluxos de caixa e resultados operacionais impactados adversamente e de forma relevante.

Na ocorrência dos eventos indicados acima, as UTEs poderão incorrer em diferentes custos, penalidades e consequências contratuais e regulatórias, tais como:

4.1 Descrição dos fatores de risco

- i. pagamento de ressarcimento às distribuidoras de energia elétrica por geração abaixo do despacho exigido pelo ONS, calculado pela CCEE com base na diferença entre o PLD e o CVU das usinas e aplicado no valor de Receita Fixa e Receita Variável das mesmas;
- ii. obrigação de adquirir energia a preço de mercado (PLD) no mercado livre para recomposição de lastro;
- iii. pagamento de penalidade por falta de lastro (ou seja, pelo fato de a UTE não ter adquirido energia no mercado livre para compensar a energia contratual por esta não gerada diretamente);
- iv. a degradação da garantia física das UTEs; e
- v. no caso de falta de combustível, pagamento de penalidade calculada com base na energia não gerada pela falta de combustível.

As penalidades acima descritas se aplicam indistintamente às operações das usinas integrantes do SIN e que possuem CCEARs vigentes e que são movidas: (i) a gás natural próprio, quais sejam, as UTEs Parnaíba e a UTE Jaguatirica II; (ii) a gás natural fornecido por terceiros, a UTE Porto de Sergipe I, a UTE Viana I, a UTE Povoação I e a UTE Luiz Oscar Rodrigues de Melo; (iii) a carvão mineral, quais sejam, a UTE Porto do Itaqui e a UTE Porto do Pecém II; e (iv) a óleo combustível, a UTE Viana, a UTE Geramar e a UTE Geramar II.

Uma vez integrante dos Sistemas Isolados ("SISOL"), as penalidades por descumprimento dos contratos com as distribuidoras resultam na aplicação de multas contratuais que são descontadas da receita de cada contrato, e podem variar de acordo com o estabelecido em cada contrato. No caso da UTE Jaguatirica II, usina movida a gás natural, agora interligada ao SIN, e que comercializou energia para o sistema isolado de Roraima com a celebração de um Contrato de Comercialização de Energia e Potência nos Sistemas Isolados ("CCESI"), a penalidade contratual prevista é o pagamento de multa no valor de 115% do valor de parcela da Receita Fixa proporcional ao montante de energia não entregue.

Ressalta-se que as penalidades dos itens (iv) e (v) acima são penalidades regulatórias, portanto, são aplicáveis para usinas integrantes tanto do SIN quanto do SISOL. Além disso, em determinados casos, como indisponibilidades prolongadas, poderá ocorrer a suspensão da operação comercial da usina pela ANEEL, com interrupção do recebimento de sua receita fixa prevista nos CCEARs e/ou CCESIs, o que poderá afetar adversamente a condição financeira e situação patrimonial da Companhia.

A aplicação das penalidades depende de diversos fatores como o motivo, o tempo de duração da indisponibilidade, montante de energia não gerado, bem como a capacidade de replicar as taxas históricas de sucesso na exploração, desenvolvimento e produção de gás natural nas áreas sob concessão. A ocorrência de quaisquer desses fatores e a subsequente aplicação das penalidades podem impactar negativamente e de forma relevante os negócios e os resultados financeiros das UTEs e, por consequência, da própria Companhia.

Ainda, a Companhia poderá não conseguir entregar toda a energia oriunda de seus novos projetos de geração de energia elétrica (inclusive daqueles que estão em desenvolvimento na data deste Formulário de Referência), o que envolve, dentre outros fatores, sua capacidade de implantar esses novos projetos e entregá-los nos prazos que tenham sido contratados no âmbito de contratos de comercialização de energia (i.e., PPAs ou *power purchase agreements*). Eventuais atrasos na entrada em operação comercial desses projetos podem impactar a capacidade da Companhia ou de suas controladas de atenderem à demanda por energia elétrica contratada junto aos seus clientes, inclusive podendo obrigar a Companhia ou suas controladas a adquirirem energia elétrica a custos mais elevados no Mercado de Curto Prazo ("MCP") ou ACL para atender seus compromissos no âmbito desses contratos de comercialização de energia, os quais, caso não atendidos na forma contratada, podem sujeitar a Companhia e/ou suas controladas a encargos, indenizações e ressarcimentos previstos contratualmente, o que causaria um efeito adverso relevante nos resultados da Companhia e/ou de suas controladas.

Adicionalmente, a Companhia poderá não ser capaz de atender aos seus compromissos no âmbito dos contratos de comercialização de GNL ou de gás natural, podendo sujeitar a Companhia a adquirir o GNL ou o gás natural a preços de mercado para atender aos seus compromissos contratuais, os quais, caso não atendidos na forma contratada, podem sujeitar a Companhia e/ou suas controladas às penalidades previstas contratualmente, o que poderia causar um efeito adverso relevante nos resultados da Companhia e/ou de suas controladas.

O ativo Complexo Solar Fotovoltaico Futura I ("Complexo Futura I") pode não ter o desempenho esperado.

4.1 Descrição dos fatores de risco

O Complexo Futura I, em operação comercial desde 29 de maio de 2023, pode não ter o desempenho de geração esperado uma vez que sua capacidade de geração de energia é baseada em critérios técnicos que levam em conta diversas variáveis, incluindo capacidade dos equipamentos, degradação dos equipamentos ao longo do tempo, fatores hidrológicos, fatores de engenharia, nível de incidência solar (perfil solarimétrico), fatores meteorológicos, disponibilidade de equipamentos de geração e/ou capacidade de conexão ao sistema elétrico nacional.

A produção e a comercialização de energia elétrica da Companhia são baseadas em um plano de expansão de negócios que depende do aumento da demanda de consumidores nos próximos anos, sendo que tal aumento poderá não ocorrer ou poderá ser inferior ao inicialmente estimado pela Companhia.

É possível, ainda, que os ativos sofram restrições de capacidade de escoamento do sistema de transmissão, impedindo que os ativos entreguem a energia elétrica em montante suficiente para cumprir as obrigações assumidas, o que poderá afetar adversamente o fluxo de caixa e resultados operacionais da Companhia e de suas controladas.

Esses ativos podem não gerar ou entregar o volume de energia elétrica esperado, seja por motivos técnicos, naturais ou meteorológicos. Referidos fatores podem implicar custos e despesas adicionais, que não estavam originalmente previstos, ou mesmo impactar a capacidade da Companhia ou de suas controladas de atenderem à demanda por energia elétrica contratada junto aos seus clientes, conforme já descrito no fator de risco acima “A Companhia pode não ser capaz de gerar toda a energia, o gás natural liquefeito (“GNL”) ou o gás natural que se obriga contratualmente a entregar, o que pode ter um efeito adverso sobre os seus negócios”.

A estratégia de aquisições da Companhia envolve riscos relacionados ao sucesso na negociação de ativos e negócios que complementem o portfólio da Companhia, bem como a identificação de eventuais contingências associadas a tais ativos e negócios, e a Companhia pode não alcançar as suas metas financeiras e estratégicas previstas na época da aquisição.

Considerando que a aquisição de ativos operacionais de terceiros constitui parte integrante da estratégia de crescimento da Companhia, a Companhia poderá celebrar instrumentos com terceiros para a aquisição de ativos operacionais e/ou participação societária em sociedades detentoras de ativos operacionais, conforme o caso.

Neste sentido, os ativos ou entidades adquiridos podem enfrentar problemas diversos, o que poderá impactar a capacidade da Companhia de obter êxito na integração de tais negócios e frustrar as expectativas da Companhia de expandir seu portfólio e aumentar sua capacidade de geração de energia.

Adicionalmente, não há como garantir que a Companhia obterá sucesso em aquisições futuras, nem que o valor real dos ativos e o/ou das entidades adquiridas ou a serem adquiridas foi corretamente avaliado à época da aquisição ou ainda que tais aquisições irão contribuir com as metas financeiras, comerciais e estratégicas da Companhia conforme a sua expectativa na época da aquisição.

A Companhia também poderá ser responsabilizada por contingências relacionadas aos ativos ou entidades já adquiridas ou que venham a ser adquiridas, incluindo eventuais contingências não identificadas à época da aquisição e que não sejam atualmente do conhecimento da Companhia e que venham a ser identificadas futuramente que não sejam atualmente do conhecimento da Companhia. 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 podem ser responsáveis por obrigações trabalhistas, previdenciárias, cíveis, fiscais, referentes a direitos do consumidor e ambientais de empresas ligadas ou que anteriormente detinham seus ativos, conforme o caso.

Assim, eventuais contingências decorrentes do desenvolvimento e implantação destes 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

4.1 Descrição dos fatores de risco

em custos e despesas relevantes, o que poderá causar um efeito adverso relevante aos negócios e resultados da Companhia.

Os negócios da Companhia podem ser afetados de maneira adversa caso, no contexto da transição energética e dos compromissos assumidos na COP26, a Eneva venha a se desfazer dos seus ativos relacionados à geração de energia a carvão.

Atualmente, a atividade de geração de energia a carvão representa uma parcela da receita total da Companhia, bem como compõe a estratégia de diversidade de fontes de geração de energia. No contexto da transição da matriz energética para fontes de energia limpa, diante dos compromissos públicos assumidos pela Companhia, a administração da Companhia poderá decidir por segregar ou alienar os ativos relacionados à geração de energia a carvão, mesmo antes do término dos seus projetos contratados. Tal fato poderá gerar perdas financeiras de curto prazo referentes às receitas decorrentes de tais projetos, o que pode impactar negativamente o resultado da Companhia.

A eventual alienação, segregação, descontinuidade operacional ou redução da participação da Companhia nesses ativos, incluindo transações já em curso, poderá resultar, dentre outros efeitos, em perdas financeiras de curto prazo referentes às receitas decorrentes de tais projetos, o que pode impactar negativamente o resultado da Companhia.

Decisões desfavoráveis ou o envolvimento da Companhia, de seus acionistas, diretos ou indiretos, de suas controladas e/ou de seus respectivos administradores em processos administrativos, judiciais ou arbitrais, procedimentos de investigação podem causar um efeito adverso significativo.

A Companhia, seus acionistas, suas controladas e seus respectivos administradores poderão vir a ser réus em processos administrativos, judiciais e arbitrais, procedimentos de investigação ou inquéritos policiais envolvendo questões cíveis, tributárias, trabalhistas, criminais, ambientais e regulatórias, dentre outras. A Companhia não pode garantir que os resultados desses processos serão favoráveis, ou, ainda, que os critérios e valores de provisionamento adotados pela Companhia (quando houver) serão adequados e/ou suficientes para responder por todos os passivos eventualmente decorrentes destes processos.

Caso as decisões sobre os processos nos quais a Companhia é parte sejam contrárias aos seus interesses, a Companhia poderá ser afetada negativa e materialmente. Ainda, decisões contrárias aos interesses da Companhia, que impeçam a realização de negócios, como inicialmente planejados, ou que eventualmente alcancem valores substanciais e não tenham provisionamento adequado e suficiente podem causar um efeito adverso significativo nos negócios, na situação financeira e na reputação da Companhia.

Além disso, a Companhia não pode assegurar que qualquer pessoa, direta ou indiretamente ligada à Companhia, sejam acionistas, empregados, diretores, conselheiros, clientes, fornecedores, prestadores de serviços, subcontratados ou outros colaboradores não sejam envolvidos em processos judiciais, arbitrais, procedimentos de investigação ou inquéritos policiais, além de processos administrativos sancionadores/punitivos, no âmbito de órgãos reguladores tais como ANP, ANTAQ, ANEEL, Polícia Federal, Comissão de Valores Mobiliários. Processos dessas naturezas contra pessoas ligadas à Companhia podem impactar adversamente a imagem e reputação da Companhia perante seus clientes, fornecedores e investidores, bem como causar um efeito adverso relevante nos negócios e resultados da Companhia.

Para mais informações sobre os processos administrativos e judiciais relevantes em que a Companhia e suas controladas são partes, vide itens 4.4 a 4.7 deste Formulário de Referência.

A Companhia pode ser incapaz de manter ou renovar todas as licenças, concessões e autorizações, inclusive ambientais, necessárias para as suas operações atuais, bem como obter licenças necessárias à implementação e à operação de novos projetos.

As atividades da Companhia e de suas subsidiárias estão sujeitas à obtenção de diversas licenças, autorizações e concessões perante diferentes agências e órgãos públicos, inclusive agências governamentais e autoridades com

4.1 Descrição dos fatores de risco

jurisdição sobre o meio ambiente, como, por exemplo, o Instituto Brasileiro de Meio Ambiente dos Recursos Naturais Renováveis (“IBAMA”), a Secretaria Estadual do Meio Ambiente e Recursos Naturais do Maranhão (“SEMA”), a Secretaria Estadual do Meio Ambiente do Ceará (“SEMACE”), a Fundação Estadual de Meio Ambiente e Recursos Hídricos de Roraima (“FEMARH”), o Instituto de Desenvolvimento Sustentável e Meio Ambiental do Estado do Rio Grande do Norte (“IDEMA”), Administração Estadual do Meio Ambiente (“ADEMA”), Instituto do Meio Ambiente e Recursos Hídricos (“INEMA”) e o Instituto de Proteção Ambiental do Amazonas (“IPAAM”), além de outros órgãos governamentais brasileiros. Além disso, vários contratos firmados pela Companhia, em razão do seu objeto, também requerem a manutenção de tais licenças, autorizações e concessões.

Não é possível assegurar que a Companhia será capaz de manter, renovar, ou obter tempestivamente todas as licenças, autorizações e concessões necessárias para manter as operações relacionadas a suas atividades. A falta de licenças, autorizações ou concessões necessárias para as operações da Companhia, inclusive nos casos em que essas tenham sido obtidas e posteriormente contestadas, ou caso tenham vencido ou expirado sem posterior renovação, poderá afetar substancial e adversamente os negócios, a situação financeira e os resultados operacionais da Companhia, sem prejuízo das responsabilizações e repercussões aplicáveis nas esferas civil, administrativa e penal de acordo com a respectiva regulamentação segundo a qual tais licenças e autorizações são necessárias.

Adicionalmente, é possível que a Companhia necessite obter novas licenças, autorizações e concessões perante órgãos públicos, especialmente em razão da implementação e desenvolvimento de novos projetos. A Companhia não pode garantir se ou quando será capaz de obter todas as licenças, autorizações e concessões que venham a se tornar necessárias, especialmente para a instalação e operação de novos projetos. Os prazos praticados por agências governamentais ou outras autoridades podem, ainda, atrasar de maneira significativa a emissão das licenças, autorizações e concessões necessárias para o desenvolvimento dos negócios da Companhia, causando atrasos em cronogramas de implantação de projetos. Ainda, as exigências formuladas por tais agências governamentais ou outras autoridades para cumprimento dos requisitos necessários para a obtenção e manutenção das licenças, autorizações e concessões podem representar um aumento dos custos das operações e projetos.

Se essas licenças e autorizações ambientais forem revogadas ou canceladas, não forem renovadas tempestivamente ou concedidas, forem emitidas com a inclusão de condicionantes ambientais desfavoráveis para a Companhia ou, ainda, forem emitidas com um atraso significativo ao previsto pela Companhia, os seus negócios e resultados operacionais e financeiros poderão ser afetados de maneira adversa.

Por fim, o desenvolvimento de atividades sem as devidas licenças ambientais ou em desconformidade com as licenças e suas exigências técnicas pode resultar em diversas penalidades que podem vir a ser aplicadas de acordo com o rigor do não cumprimento com o licenciamento correspondente, tais como: (i) autos de infração; (ii) aplicação de multas; (iii) impedimento de abertura e operação dos empreendimentos, ainda que temporariamente; (iv) interdição (total ou parcial) ou fechamento de empreendimentos, ainda que temporariamente; (v) exposição da Companhia a riscos adicionais ou perda de cobertura de seguros no caso de um acidente de segurança e proteção, ou evento similar; (vi) afetar adversamente uma instalação enquanto uma licença estiver pendente; e/ou (vii) expor a Companhia, bem como os representantes da Companhia, a sanções criminais, em caso de exercício de atividades sem as devidas licenças, sem prejuízo da obrigação de reparar eventuais danos ambientais causados.

Caso a Companhia não obtenha, não renove tempestivamente ou tenha suas licenças, outorgas, autorizações, registros, cadastros e/ou alvarás cancelados, os resultados operacionais, os seus resultados financeiros, a sua imagem e a sua reputação poderão ser adversamente afetados.

A Companhia pode não ser capaz de executar integralmente sua estratégia de negócios.

A Companhia está sujeita a riscos e incertezas relativos à implementação de sua estratégia de negócios, uma vez que a condução dos projetos e campanhas exploratórias atualmente em estudo dependerá do seu planejamento

4.1 Descrição dos fatores de risco

estratégico e da correta adoção de estratégias comerciais, financeiras, ambientais e logísticas, todas igualmente necessárias ao desempenho de suas operações.

A Companhia pode não ser bem-sucedida na execução da sua estratégia de negócios devido à impossibilidade de, dentre outras: (i) concluir seus atuais e futuros projetos sem atrasos ou custos adicionais; (ii) expandir suas operações com disciplina financeira; (iii) levantar recursos financeiros adicionais dentro dos termos previstos; e (iv) manter níveis desejados de eficiência operacional. Nesse cenário, a efetiva produtividade, investimentos, custos operacionais e estratégia de negócios da Companhia poderão se revelar substancialmente menos favoráveis do que aqueles estimados. Caso a Companhia não execute a sua estratégia de negócios nos termos originalmente esperados, a sua capacidade econômica e financeira poderá ser afetada de forma adversa.

A Companhia atua em um setor da atividade econômica que requer grande volume de recursos financeiros, e, portanto, poderá exigir capital adicional no futuro, que poderá não estar disponível ou, se disponível, poderá ser em condições não satisfatórias.

Os negócios e estratégias de crescimento da Companhia exigem volumes significativos de capital, a serem aplicados em futuros projetos, bem como em gastos com a manutenção das atividades atuais. Caso o caixa gerado internamente não seja suficiente para suprir a necessidade de capital, a Companhia pode ser obrigada a levantar capital adicional, inclusive por meio de financiamentos futuros, novas ofertas públicas ou privadas de distribuição de valores mobiliários, tais como ações, e valores mobiliários representativos de dívida, conversíveis ou não em participação societária, para financiar as atividades e iniciativas de crescimento. A capacidade de obter tais recursos depende de vários fatores, entre eles o nível de endividamento da Companhia e as condições de mercado. A incapacidade de obter os recursos necessários em condições razoáveis poderá causar efeitos adversos aos negócios e prejudicar a capacidade de implantação do plano de investimento, bem como pode forçar a Companhia a reduzir ou postergar desembolsos de capital, realizar a venda de ativos ou reestruturar e refinarçar o endividamento, o que pode restringir o crescimento e desenvolvimento futuros de atividades, afetando os resultados operacionais de forma negativa.

A captação de recursos adicionais por meio da emissão de certos valores mobiliários poderá diluir a participação acionária de investidores nas ações da Companhia.

A Companhia pode, no futuro, captar recursos por meio de ofertas públicas ou privadas de ações ou valores mobiliários lastreados, conversíveis ou permutáveis em ações, ou que, por qualquer outra forma, confirmam um direito de subscrever ou receber ações representativas do capital social da Companhia, o que poderá resultar em alteração na quantidade de ações em circulação e no preço das ações e, consequentemente, na diluição da participação acionária dos acionistas, que poderão passar a ter menor participação e menor poder de influência nas decisões tomadas pela Companhia, caso não exerçam, por qualquer motivo, seus direitos de preferência ou prioridade na subscrição de novas ações emitidas. Na hipótese de financiamentos públicos ou privados não estarem disponíveis, ou caso assim decidam os acionistas, tais recursos adicionais poderão ser obtidos por meio de aumento de capital social. Qualquer recurso adicional obtido por meio de aumento de capital social poderá diluir a participação do investidor no capital social da Companhia. Tais captações de recursos poderão, nos termos da Lei das Sociedades por Ações, ser realizadas com exclusão do direito de preferência dos acionistas da Companhia e/ou alterar o valor das ações da Companhia, o que poderá resultar na diluição de suas respectivas participações acionárias.

A Companhia pode vir a ser responsabilizada 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, e os seguros contratados podem ser insuficientes para cobrir estas perdas e danos.

Com relação às atividades de geração de energia, a Companhia e suas subsidiárias podem ser responsabilizadas por: (i) perdas e danos causados a terceiros em decorrência de falhas na operação das usinas que acarretem interrupções ou distúrbios aos sistemas de distribuição e/ou transmissão; ou (ii) interrupções ou distúrbios aos sistemas de distribuição e/ou transmissão que não possam ser atribuídos a nenhum agente identificado do setor elétrico.

4.1 Descrição dos fatores de risco

O valor das indenizações no caso do item (ii) acima, bem como o critério de identificação do agente causador, é realizado em conformidade com as disposições constantes dos procedimentos de rede estabelecidos pelo ONS e homologados pela ANEEL e poderá acarretar efeito negativo para a condução dos negócios da Companhia e de suas subsidiárias, podendo, por consequência, afetar os resultados operacionais e situação financeira da Companhia.

A Companhia não pode garantir que os valores das coberturas contratadas de seguro para cobrir os riscos relacionados a perdas e danos causados a terceiros em decorrência de falhas na geração de energia ou interrupções ou distúrbios serão adequados e/ou suficientes para garantir, na hipótese de ocorrência de um sinistro, o pagamento de todos os danos causados, o que pode afetar adversamente os negócios, as operações e resultados financeiros da Companhia. Além disso, a Companhia não pode garantir que os riscos serão cobertos pelos seguros contratados e se no futuro conseguirá manter e/ou renovar as apólices de seguro a taxas comerciais razoáveis ou em termos aceitáveis. Adicionalmente, eventual indenização por sinistro, a ser paga por seguradores, está condicionada ao pagamento de prêmio.

As atividades de E&P da Companhia e as operações de usinas envolvem diversos riscos e os seguros contratados podem ser insuficientes para cobrir eventuais perdas e danos decorrentes desses riscos.

O desempenho das atividades de E&P e das operações de usinas por subsidiárias da Companhia envolvem diversos riscos, dentre os quais o risco de vazamentos, explosões em dutos e poços exploratórios e desastres ambientais e geológicos. Esses e outros eventos imprevisíveis ou acidentes podem resultar em: (i) lesões corporais, mortes e/ou danos severos ao meio ambiente, exigindo que a Companhia faça dispêndios com indenizações, penalidades ou multas, contenção, limpeza e reparação do dano; bem como (ii) danos em equipamentos e responsabilização no âmbito cível, criminal, ambiental e administrativo. Ainda, a atividade de produção da Companhia é atualmente realizada apenas em terra (*onshore*), o que pode gerar impactos ambientais e sociais graves no caso de eventuais acidentes, especialmente em face do risco de danos à saúde humana.

Adicionalmente, determinados tipos de riscos, tais como guerra, caso fortuito, força maior ou interrupção de certas atividades, não são garantidos pelas seguradoras que atuam no mercado. Na eventualidade da ocorrência de qualquer um desses eventos não garantidos, a Companhia pode sofrer um revés financeiro para recompor e/ou reformar os ativos atingidos por eles, o que poderá comprometer suas receitas, investimentos e imagem. Adicionalmente, a Companhia pode ser responsabilizada judicialmente pelo pagamento de indenização a terceiros em decorrência de um eventual sinistro.

A Companhia não pode garantir que os valores das coberturas contratadas de seguro para cobrir os riscos relacionados às suas subsidiárias e eventuais lucros cessantes pela interrupção das atividades serão adequados e/ou suficientes para garantir, na hipótese de ocorrência de um sinistro, o pagamento de todos os danos causados, o que pode afetar adversamente os negócios, as operações e resultados financeiros da Companhia. Além disso, a Companhia não pode garantir que os riscos serão cobertos pelos seguros contratados e se no futuro conseguirá manter e/ou renovar as apólices de seguro a taxas comerciais razoáveis ou em termos aceitáveis.

Em virtude de cenários como aquele vivenciado com a pandemia de COVID-19, é importante destacar que, no caso de parada das plantas em operação em consequência de pandemias, surtos ou outros acontecimentos que possam acarretar restrições às operações e/ou ao trânsito de pessoas (por motivo de determinação governamental ou da própria Companhia), os seguros contratados não contemplam os lucros cessantes. No caso de atrasos no cronograma de obras ou execução de programas acordados com órgão regulador, é possível ocorrer encerramento de apólices ou pagamento de prêmio pelo prazo adicional, trazendo despesas adicionais para a Companhia.

Os resultados operacionais da Companhia poderão ser impactados por alterações na legislação tributária brasileira, por resultados desfavoráveis de contingências tributárias ou pela modificação, suspensão ou cancelamento de benefícios fiscais/regimes especiais.

Eventuais mudanças no regime tributário vigente podem afetar as atividades da Companhia. Essas medidas incluem mudanças nas alíquotas, suspensão ou cancelamento de benefícios fiscais/regimes especiais.

4.1 Descrição dos fatores de risco

Dependendo de sua abrangência e forma de implementação, essas medidas podem ocasionar ajustes na carga tributária aplicável à Companhia e demandar adaptações em seus processos operacionais, administrativos ou de planejamento. Ademais, a legislação tributária pode comportar diferentes entendimentos interpretativos por parte das autoridades fiscais, que eventualmente podem não convergir com aqueles adotados pela Companhia, o que pode demandar esclarecimentos ou ajustes no tratamento tributário aplicado.

Na data deste Formulário de Referência, encontram-se em curso alterações relevantes na legislação tributária, inclusive no âmbito da reforma tributária, cujos contornos gerais já estão definidos, especialmente no que se refere aos tributos atualmente incidentes sobre o consumo, como ISS, ICMS e PIS/COFINS. Não obstante, a implementação do novo regime e sua regulamentação podem envolver ajustes procedimentais, definições operacionais e regras de transição que ainda estão em desenvolvimento e que, a depender de sua conformação final, poderão demandar adaptações por parte da Companhia. Tais alterações podem abranger, entre outros aspectos, a aplicação prática das novas sistemáticas de apuração, o aproveitamento de créditos, a forma de cumprimento de obrigações acessórias e a operacionalização de benefícios fiscais.

Com a reforma tributária sobre o consumo em foco, pouco tem se falado sobre o andamento da Reforma sobre a Renda, porém de forma pulverizada e lei esparsas o governo vem alterando os tributos diretos.

A Companhia está sujeita a fiscalizações pelas autoridades fiscais nas esferas federal, estadual e municipal. Como resultado de tais fiscalizações, as posições fiscais da Companhia podem ser questionadas pelas autoridades fiscais. A Companhia não pode garantir que os provisionamentos, quando existentes, para tais processos serão corretos, que não haverá identificação de exposição fiscal adicional, e que não será necessária constituição de reservas fiscais adicionais para qualquer exposição fiscal. Qualquer aumento no montante da tributação como resultado das contestações às posições fiscais da Companhia pode afetar adversamente os seus negócios, os seus resultados operacionais e a sua condição financeira. As autoridades fiscais brasileiras intensificaram, recentemente, o número de fiscalizações. Existem diversas questões fiscais objeto de preocupação das autoridades brasileiras e com relação às quais as autoridades brasileiras regularmente fiscalizam as empresas, incluindo controle de estoque, despesas de amortização de ágio, reestruturação societária e planejamento tributário, entre outros. Quaisquer processos judiciais e administrativos relacionados a assuntos fiscais perante os tribunais, incluindo o Conselho Administrativo de Recursos Fiscais ("CARF") e tribunais administrativos estaduais e municipais, podem afetar negativamente a Companhia.

Na data deste Formulário de Referência, os resultados da Companhia são impactados por determinados benefícios fiscais, incluindo aqueles concedidos pela SUDENE e SUDAM. A Companhia não pode garantir que os seus benefícios fiscais serão mantidos ou que não serão reduzidos ou contestados, caso em que a redução ou revogação de benefício fiscal poderá resultar em um impacto adverso para os negócios, condição financeira, fluxos de caixa e resultados operacionais da Companhia.

Da mesma forma, demais benefícios fiscais (diferimento, isenção ou outro) podem não se efetivar. No caso de a concessão desses benefícios fiscais não se efetivar, pode haver a necessidade de desembolsos não previstos, fato que pode afetar de maneira adversa os negócios e resultados operacionais e financeiros da Companhia.

Por fim, as alterações na legislação sobre a tributação da distribuição de dividendos, com a introdução de alíquota de 10% de IRRF aplicável tanto aos pagamentos realizados a pessoas físicas residentes no Brasil quanto aos dividendos remetidos ao exterior, e sobre juros sobre capital próprio, cuja alíquota foi elevada de 15% para 17,5%, poderão reduzir o valor líquido a ser recebido a título de participação nos resultados das subsidiárias. Para mais informações sobre os benefícios fiscais da Companhia, vide o item 1.4 (c) deste Formulário de Referência.

Os processos de governança, gestão de riscos e compliance da Companhia podem falhar em detectar comportamentos contrários à legislação e regulamentação, podendo sujeitar a Companhia à responsabilização cível, penal e administrativa e ocasionar impactos reputacionais, materiais e adversos nos negócios, situação financeira, resultados operacionais e cotação de mercado das ações de emissão da Companhia.

4.1 Descrição dos fatores de risco

Os mecanismos de prevenção e combate à corrupção da Companhia, bem como os controles internos de gestão de riscos e *compliance* podem não ser suficientes para assegurar que todos os membros da administração, funcionários, fornecedores, clientes, parceiros de negócio e terceiros que agem em nome, interesse ou benefício, da Companhia 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: (i) no Brasil, o Decreto-Lei nº 2.848/1940, a Lei nº 8.137/1990, a Lei nº 8.429/1992 (com as alterações inseridas pela Lei nº 14.230/2021), a Lei nº 14.133/2021, a Lei nº 9.613/1998, a Lei nº 12.846/2013, o Decreto nº 11.129/2022; (ii) nos Estados Unidos, o *Foreign Corrupt Practices Act* ("FCPA") e o *Foreign Extortion Prevention Act* ("FEPA"); (iii) no Reino Unido, o *United Kingdom Corrupt Practices Act* ("UKBA"); e (iv) assim como outras normas relacionadas à Convenção sobre o Combate da Corrupção de Funcionários Públicos Estrangeiros em Transações Comerciais Internacionais da Organização para a Cooperação e Desenvolvimento Econômico – OCDE, incluindo as diretrizes emitidas pela Controladoria Geral da União (em conjunto, "Legislação de Combate à Corrupção").

Os mecanismos de prevenção e combate à corrupção, bem como os controles internos da Companhia podem não ser capazes de prevenir ou detectar: (i) violações à Legislação de Combate à Corrupção ou a leis similares, bem como à sua Política Anticorrupção; (ii) ocorrências de comportamentos fraudulentos e desonestos por parte dos administradores, funcionários, fornecedores, clientes, parceiros de negócio ou terceiros atuando em nome, interesse ou benefício da Companhia; ou (iii) outras ocorrências de comportamentos não condizentes com princípios éticos, que possam afetar adversamente reputação, negócios, condição financeira e resultados operacionais da Companhia, bem como a cotação de ações de sua emissão.

A Legislação de Combate à Corrupção impõe responsabilidade objetiva às pessoas jurídicas por atos lesivos praticados contra a administração pública, nacional ou estrangeira, por atos de corrupção, fraude ou manipulação de licitações públicas e contratos governamentais, e interferência em investigações ou inspeções pelas autoridades governamentais, praticados por administradores, funcionários, fornecedores, parceiros de negócio ou terceiros, atuando em nome, interesse ou benefício da Companhia. As pessoas jurídicas consideradas responsáveis nos termos da Lei Anticorrupção estão sujeitas, dentre outras penalidades, a multas de até 20% de sua receita bruta no ano imediatamente anterior ao da instauração do processo administrativo.

A Companhia também pode vir a ser solidariamente responsabilizada pelo pagamento de multa e reparação integral do dano causado em razão de práticas contrárias à Legislação de Combate à Corrupção por suas sociedades controladoras, controladas, coligadas, ou, no âmbito do respectivo contrato, consorciadas o que poderia afetar material e adversamente sua reputação, negócios, condições financeiras e resultados operacionais, bem como a cotação de mercado de ações de sua emissão.

A existência, atual ou passada, de quaisquer investigações, inquéritos ou processos de natureza administrativa ou judicial relacionados à violação da Legislação de Combate à Corrupção, contra a Companhia, administradores, funcionários, fornecedores, parceiros de negócio ou terceiros que atuam em nome, interesse ou benefício da Companhia pode resultar em: (i) multas e indenizações nas esferas administrativa, civil e penal; (ii) perda de benefícios ilicitamente obtidos, incluindo licenças operacionais; (iii) proibição ou suspensão das atividades; (iv) perda de direitos de contratar com a administração pública, de receber incentivos ou benefícios fiscais ou quaisquer financiamentos e recursos da administração pública; (v) publicação extraordinária da decisão condenatória; e/ou (vi) a dissolução da entidade, dentre outras penalidades. Todas essas circunstâncias poderão ocasionar um efeito adverso relevante sobre a Companhia. Por conseguinte, se a Companhia não for capaz de manter os processos de governança, gestão de riscos e *compliance* operando de maneira efetiva, poderá não ser capaz de prevenir a ocorrência de fraudes e/ou a ocorrência de outros desvios, inclusive em relação à elaboração de suas demonstrações e informações financeiras.

O risco decorrente da percepção negativa do nome da Companhia por parte de clientes, contrapartes, acionistas, investidores, reguladores e a sociedade de modo geral pelo envolvimento em qualquer uma das hipóteses acima pode ter origem em diversos fatores, inclusive os relacionados ao não cumprimento de obrigações legais, práticas de negócio inadequadas relacionadas a seus clientes, produtos e serviços, relacionamento com parceiros com postura ética questionável, má conduta de colaboradores, vazamento de informações, práticas anticoncorrenciais, falhas no processo de gestão de riscos, entre outros.

4.1 Descrição dos fatores de risco

A reputação da Companhia também pode ser impactada indiretamente por ações ilegais ou ilícitas praticadas por terceiros, como parceiros de negócios ou seus clientes. Os danos à reputação da Companhia, sanções ou outras imposições legais também podem produzir efeitos adversos sobre seus negócios, suas condições financeiras e seus resultados operacionais, bem como a cotação de mercado de ações de sua emissão. Ainda, a existência de processos, investigações, condenações, publicações ou comentários negativos em qualquer veículo de mídia ou rede social envolvendo a Companhia, seus acionistas, diretos ou indiretos, suas controladas, seus negócios, suas operações, Diretores ou membros do Conselho de Administração, ou qualquer terceiro, agindo em nome, interesse ou benefício da Companhia, podem prejudicar gravemente a sua reputação. Tais situações poderão ter um efeito negativo sobre a Companhia, o que poderá impactar adversamente o seu resultado.

A Companhia poderá não obter sucesso na manutenção de áreas e imóveis em que suas operações e projetos se localizem ou estejam em fase de desenvolvimento, inclusive em relação à obtenção ou à renovação de todas as licenças de operação necessárias à condução dos seus negócios, fato que poderá causar um efeito adverso nas suas atividades, situação financeira e resultados operacionais.

A Companhia, dentro de seu portfólio de empreendimentos e ativos, possui diversos projetos desenvolvidos ou operados em áreas próprias, sendo: (i) UTE Itaqui, em São Luís/MA; (ii) Complexo Parnaíba, composto pelas UTEs Parnaíba, unidade de tratamento de gás do Parnaíba, unidade de liquefação de gás natural e captação de água no Rio Mearim, todos em Santo Antônio dos Lopes/MA; (iii) Sistema Integrado Azulão-Jaguatirica, composto pela Unidade de Liquefação e UTG em Silves/AM, e pela UTE Jaguatirica II em Boa Vista/RR; (iv) Complexo Azulão, composto pelas UTEs Azulão I e II, em Silves/AM; (v) Complexo Solar Futura, localizado no município de Juazeiro/BA; (vi) Hub Sergipe, composto pela UTE Porto de Sergipe I, e localizado no município de Barra dos Coqueiros/SE; (vii) UTE Fortaleza (atualmente em hibernação), localizada no município de Caucaia/CE; (viii) UTE Viana e UTE Viana I, localizadas em Viana/ES; (ix) UTE Povoação I, localizada em Linhares/ES; (x) UTE LORM, localizada em Linhares/ES; (xi) UTE Geramar I e UTE Geramar II, localizadas em Miranda do Norte/MA. Destes mencionados, o empreendimento que está em fase de construção é o Complexo Azulão, o qual a Companhia sagrou-se vencedora no Leilão de Capacidade realizado em dezembro de 2021 e no Leilão da Eletrobras realizado em 30 de setembro de 2022.

Os demais empreendimentos, projetos e ativos da companhia e suas subsidiárias são ocupados a título de locação, comodato, arrendamento, direito real de uso ou servidão, tais como as atividades de E&P desenvolvidas nas Bacias do Parnaíba e do Amazonas, a UTE Porto de Pecém II, o Hub Ceará (composto pelas UTEs Jandaia II, Jandaia III), as usinas que compõem a expansão do Hub Sergipe (composto pelas UTEs Porto de Sergipe II, Porto de Sergipe III e Porto de Sergipe V, atualmente em construção), o Hub Sudeste (composto pelas UTEs Porto Norte Fluminense II B, Presidente Kennedy, Presidente Kennedy I e Jandaia 1) e o Projeto Solar de Tauá.

A Companhia não pode garantir que tais áreas (próprias ou de titularidade de terceiros) não serão objeto de desapropriação, esbulho, turbação, ameaça ou ainda que não haverá o encerramento antecipado dos contratos que legitimam sua posse ou propriedade dos imóveis por ela ocupados. Caso alguma dessas hipóteses se verifique, as operações e, por conseguinte, a situação financeira da Companhia, pode ser adversamente afetada, podendo gerar efeitos negativos sobre os seus negócios e resultado operacional.

Se, ao final dos prazos contratuais, a Companhia não entrar em acordo, ou entrar em acordo em condições que lhe forem menos favoráveis que as atuais, com os respectivos proprietários e/ou legítimos possuidores, ou, ainda, com terceiros que tenham adquirido os imóveis ou respectivos direitos reais dos atuais proprietários, a Companhia e/ou suas controladas podem não ser capazes de renovar os documentos de posse, ou seja, os documentos que evidenciem a posse do superficiário sobre o imóvel, nos casos em que não se tratar de proprietário registral (e.g.: Contratos Particulares de Compra e Venda, Cessão de Posse, Sentenças, Formais de Partilha, Cartas de Arrematação, Escrituras Públicas de Compra e Venda, Declaração de Posse, Doação, Instrumentos lavrados por órgãos públicos que certifiquem a posse mansa e pacífica títulos de domínio etc., declarações de posse acompanhadas de comprovantes de pagamento de impostos e taxas, como ITR, IPTU, água, luz e gás, todos com alguma identificação/descrição do imóvel) (“Documentos de Posse”). Tais eventos poderão causar efeitos adversos para os resultados da Companhia, em razão de a sua consequência envolver desembolsos superiores

4.1 Descrição dos fatores de risco

por parte da Companhia, e/ou, ainda, a redução e até a interrupção das atividades desenvolvidas por estas centrais.

A titularidade da propriedade ou os documentos de posse dos imóveis em nome da Companhia e/ou suas controladas, nos quais estão instalados seus projetos de geração de energia, podem não estar plenamente regularizados junto aos respectivos Cartórios de Registro de Imóveis competentes e/ou, em cada caso, podem não estar livres de ônus, gravames e vícios capazes de afetar materialmente o valor de tais imóveis e projetos ou interferir materialmente no uso dado ou a ser dado a tais imóveis pela Companhia e/ou suas controladas.

Determinados imóveis de propriedade da Companhia e/ou de suas controladas estão onerados para a garantia de operações contratadas pela Companhia e/ou suas controladas e novos ônus podem vir a ser constituídos para garantir operações de crédito. Na hipótese de inadimplemento de tais obrigações, os credores poderão proceder à excussão das garantias. Caso a Companhia e/ou suas controladas não possuam outros bens para garantir o pagamento de tais operações, referidos ativos poderão ser executados e adquiridos por terceiros ou suas respectivas propriedades poderão ser consolidadas em nome dos próprios credores. Assim, caso a Companhia e/ou suas controladas sejam impedidas de operar em tais imóveis dados em garantia, as operações e resultados financeiros da Companhia e/ou de suas controladas poderão ser afetados adversamente.

A perda de cada área estratégica e a não renovação dos Documentos de Posse celebrados com os proprietários e/ou possuidores desses imóveis pode afetar negativamente os resultados operacionais da Companhia. Ademais, a renovação de tais Documentos de Posse pode se dar mediante condições diversas das atuais pela Companhia e/ou suas controladas, as quais podem afetar negativamente o desenvolvimento das atividades da Companhia e/ou suas controladas nos respectivos imóveis e, ainda, os resultados operacionais da Companhia.

A Companhia não pode assegurar que as licenças e/ou alvarás necessários ao desenvolvimento das suas atividades, expedidos pelas prefeituras municipais competentes e pelos corpos de bombeiros, que devem ser obtidos e mantidos válidos para cada um dos imóveis onde são exercidas as suas atividades, serão regularmente mantidas em vigor ou tempestivamente renovados junto às autoridades públicas competentes. A não obtenção ou a não renovação de tais licenças e alvarás pode resultar na aplicação de sucessivas multas e, conforme o caso, no fechamento dos estabelecimentos tidos como irregulares, com interrupção das suas atividades. Caso ocorra o fechamento, ainda que temporário, de alguma das unidades onde são exercidas as atividades da Companhia, os seus negócios e resultados podem ser adversamente afetados.

Por fim, a Companhia não pode assegurar a regularidade da situação cadastral dos imóveis perante as Prefeituras locais – no caso de imóveis urbanos – e a Receita Federal – no caso de imóveis rurais, bem como a inexistência de débitos que possam afetar as ocupações exercidas. Considerando que débitos tributários imobiliários possuem natureza *propter rem*, ou seja, recaem sobre o próprio bem, eventual perda dos imóveis oriunda de decisão de execução fiscal afetaria as ocupações atualmente exercidas, gerando óbice à permanência da Companhia em tais imóveis, podendo afetar suas atividades.

Falha na proteção dos dados pessoais tratados pela Companhia pode afetar a Companhia negativamente.

A Companhia realiza o tratamento de dados pessoais de funcionários e fornecedores no curso normal dos seus negócios. Divulgações não autorizadas, violações de segurança, falhas operacionais, violações às normas de proteção de dados e privacidade aplicáveis às atividades da Companhia, bem como eventuais condutas impróprias, negligência, fraude ou descumprimento de políticas internas por parte de seus colaboradores ou terceiros contratados, podem sujeitar a Companhia a ações judiciais, penalidades e sanções administrativas, além de ocasionar danos reputacionais, afetando negativamente os seus resultados operacionais, a sua situação financeira e as suas perspectivas.

O tratamento de dados pessoais no Brasil é regulamentado, principalmente, pela Lei Geral de Proteção de Dados (Lei nº 13.709/2018 – “LGPD”), que entrou em vigor no dia 18 de setembro de 2020, com exceção de suas sanções administrativas que entraram em vigor posteriormente, em 1º de agosto de 2021.

4.1 Descrição dos fatores de risco

Até a entrada em vigor da LGPD, a proteção de dados pessoais era regulamentada de forma esparsa na legislação brasileira, por normas que atualmente devem ser interpretadas em conjunto com a LGPD, como a Constituição Federal, o Código de Defesa do Consumidor (Lei nº 8.078/1990), o Marco Civil da Internet (Lei nº 12.965/2014) e o Decreto nº 8.771/16. A LGPD estabeleceu um novo marco legal a ser observado nas operações de tratamento de dados pessoais e prevê, entre outros, os direitos dos titulares de dados pessoais, as bases legais aplicáveis ao tratamento de dados pessoais, os requisitos para obtenção de consentimento, as obrigações e requisitos relativos a incidentes de segurança da informação que afetem dados pessoais, direitos dos titulares de dados e a transferências de dados, bem como a criação da Agência Nacional de Proteção de Dados ("ANPD").

Embora a Companhia esteja sujeita à legislação de proteção de dados pessoais, incluindo a LGPD, e realizar esforços contínuos como implementação de controles, políticas e medidas de segurança compatíveis com a natureza de suas operações, considerando a complexidade regulatória, a evolução das práticas de mercado e a possibilidade de falhas internas ou eventos externos, não é possível assegurar que tais medidas serão integralmente eficazes. Eventuais incidentes de segurança ou descumprimentos podem resultar em sanções administrativas, responsabilização civil, danos reputacionais e impactos adversos nas operações da Companhia.

O descumprimento de disposições previstas na LGPD podem ter como riscos: (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; (ii) a aplicação das penalidades previstas no Código de Defesa do Consumidor e Marco Civil da Internet, em caso de violação de suas disposições, notadamente as regras de segurança do armazenamento online da informação, uma vez que órgãos de defesa do consumidor atuam neste sentido, antes mesmo da vigência da LGPD e da efetiva estruturação da ANPD, especialmente em casos de incidentes de segurança que resultem em acessos indevidos a dados pessoais; e (iii) sanções administrativas a serem impostas pela ANPD.

Nesse sentido, caso a Companhia descumpra as disposições da LGPD, ela estará sujeita às sanções previstas no artigo 52 da LGPD, de forma isolada ou cumulativa, de: (i) advertência, com indicação de prazo para adoção de medidas corretivas; (ii) obrigação de divulgação da incidente; (iii) bloqueio temporário e/ou eliminação de dados pessoais; (iv) suspensão parcial do funcionamento do banco de dados a que se refere a infração pelo período máximo de 6 meses, prorrogável por igual período, até a regularização da atividade de tratamento pelo controlador, em caso de reincidência; (v) suspensão do exercício da atividade de tratamento dos dados pessoais a que se refere a infração pelo período máximo de 6 meses, prorrogável por igual período, em caso de reincidência; (vi) proibição parcial ou total do exercício de atividades relacionadas a tratamento de dados; e (vii) multa de até 2% do faturamento da empresa, grupo ou conglomerado no Brasil no seu último exercício, excluídos os tributos, até o montante global de R\$ 50 milhões por infração. Além disso, a Companhia pode ser responsabilizada por danos materiais, morais, individuais ou coletivos causados e ser considerada solidariamente responsável por danos materiais, morais, individuais ou coletivos causados pela Companhia ou outros controladores ou operadores com quem são compartilhados dados pessoais, devido ao não cumprimento das obrigações estabelecidas pela LGPD.

Desta forma, falhas na proteção dos dados pessoais tratados pela Companhia, bem como a inadequação à legislação aplicável, podem acarretar multas elevadas, divulgação do incidente para o mercado, eliminação dos dados pessoais da base, e até a suspensão das atividades da Companhia, implicando em custos que podem ter um efeito adverso negativo na reputação e nos resultados da Companhia o que, conseqüentemente, pode afetar a cotação das ações no mercado.

Eventual processo de recuperação judicial ou de falência da Companhia ou de suas subsidiárias pode ser conduzido em bases consolidadas, podendo impactar os acionistas da Companhia.

Nos termos da legislação brasileira e da jurisprudência aplicável, eventual processo de recuperação judicial ou falência envolvendo a Companhia ou empresas de seu grupo econômico poderá, em determinadas circunstâncias, (ser conduzido sob a Teoria da Consolidação Substancial), hipótese em que ativos e passivos de diferentes sociedades poderão ser tratados de forma consolidada para fins concursais. Caso tal entendimento venha a ser aplicado, o patrimônio da Companhia poderá ser utilizado para satisfação de obrigações de outras

4.1 Descrição dos fatores de risco

sociedades do grupo econômico, inclusive em relação a dívidas originalmente não assumidas pela Companhia, e poderá impactar os acionistas da Companhia negativamente pela perda de valor da Companhia.

Ainda, eventuais circunstâncias ocorridas após eventual decretação ou pedido de recuperação judicial ou falência da Companhia, podem não estar cobertos pelos seguros de responsabilidade civil dos administradores (D&O), de forma que eventuais perdas não cobertas por estes seguros podem resultar em prejuízos, o que poderá impactar negativamente a situação financeira e resultados operacionais da Companhia.

A Companhia pode ser afetada de maneira adversa no caso de deterioração na qualidade de crédito das instituições financeiras com as quais possui aplicações de caixa, equivalentes de caixa, títulos e valores mobiliários, derivativos, bem como outros instrumentos financeiros.

A Companhia e suas controladas aplicam seus recursos e operam instrumentos financeiros - caixa, equivalentes de caixa, títulos e valores mobiliários, derivativos, dentre outros - junto a diversas instituições financeiras.

Caso alguma dessas instituições financeiras tenha sua capacidade de crédito deteriorada, seja parte de algum evento de *default* ou ainda de outro fator que impacte severamente sua liquidez, a Companhia poderá incorrer em perdas financeiras referentes aos recursos aplicados e aos valores a receber da instituição financeira, o que pode impactar negativamente o resultado da Companhia.

As atividades da Companhia estão expostas a riscos trabalhistas, incluindo riscos de acidentes com a força de trabalho e com a comunidade.

A operação e os processos de manutenção das unidades de geração de energia elétrica e de exploração, desenvolvimento, produção e escoamento de gás natural, envolvem riscos de acidentes, com potenciais elevados de gravidade, envolvendo a força de trabalho - empregados e terceirizados - e/ou as comunidades das áreas de concessão. Tais riscos, caso concretizados, poderão afetar adversamente os resultados operacionais da Companhia, bem como impactar negativamente sua imagem, uma vez que podem resultar em indenizações e multas aplicadas pelo Ministério Público do Trabalho, Ministério do Trabalho/Secretaria do Trabalho e pelos demais órgãos do governo.

A Companhia pode ainda ser solidária ou subsidiariamente responsabilizada por qualquer obrigação trabalhista ou previdenciária requerida judicialmente por empregados dos seus prestadores de serviços terceirizados, inclusive com o reconhecimento de vínculo empregatício com a Companhia, o que pode resultar em contingências e pagamentos de indenizações, afetando a Companhia negativamente de forma relevante.

Paralisações ou greves ou outros movimentos trabalhistas de parte significativa da força de trabalho da Companhia podem afetar suas operações.

Os empregados da Companhia e de suas controladas são representados por sindicatos trabalhistas e estão protegidos por convenções coletivas, acordos coletivos ou contratos de trabalho semelhantes, que estão sujeitos à renegociação periódica dentro dos prazos estabelecidos nas respectivas convenções coletivas e nos respectivos acordos coletivos de trabalho.

Eventuais impasses em negociações coletivas, greves ou outras paralisações ou interrupções de trabalho em qualquer uma das instalações das controladas da Companhia, ou movimentos trabalhistas que perturbem qualquer um dos clientes da Companhia, podem ter efeito adverso relevante sobre suas operações e resultados.

A Companhia pode incorrer em perdas ou custos adicionais em função de não regularização fundiária das áreas utilizadas em seus projetos.

A Companhia e suas controladas detêm o direito de uso das áreas necessárias para os seus projetos mediante instrumento jurídico celebrado com terceiros (proprietários), e para alguns casos, pela aquisição do imóvel. A respectiva regularização fundiária, para a maioria dos casos, fica sob responsabilidade do empreendedor, e em diversas situações é necessária a conclusão do processo para comprovação físico financeira nos processos de financiamento de projetos.

4.1 Descrição dos fatores de risco

O processo de regularização fundiária no Brasil pode envolver entraves administrativos, registrares, cartoriais e judiciais, especialmente na principal região de atuação da Companhia (Norte e Nordeste).

A ocorrência desses fatores poderá resultar em atrasos na implantação de projetos, aumento de custos originalmente previstos, contingências judiciais e administrativas, necessidade de renegociação contratual ou até perda do direito de uso de determinadas áreas, o que poderá afetar negativamente os negócios, a situação financeira e os resultados operacionais da Companhia.

Incidentes de segurança da informação, incluindo divulgação não autorizada de dados e ataques à infraestrutura necessária para manter os sistemas de TI da Companhia, podem resultar em danos à reputação e às operações da Companhia. A Companhia não pode garantir que as medidas por ela implementadas serão suficientes para impedir completamente eventuais violações de segurança.

A Companhia depende de sistemas de tecnologia da informação e dos sistemas de processamento de *hardware* e *software* para o funcionamento eficiente do seu negócio. Os sistemas de tecnologia da informação da Companhia podem ser vulneráveis às interrupções de serviço e às violações de segurança por *hackers*, os quais têm se tornado cada vez mais sofisticados e difusos. Ainda, as medidas de segurança da Companhia, físicas ou virtuais, também podem ser violadas devido a erro humano, má conduta, erros de sistema ou vulnerabilidades, ou outras irregularidades.

A Companhia não pode garantir que as medidas por ela implementadas serão suficientes para impedir completamente eventuais violações de segurança.

Incidentes de segurança cibernética podem afetar a confidencialidade, integridade e/ou disponibilidade dos sistemas/redes da Companhia e, portanto, resultar em apropriação indevida de informações da Companhia e/ou dados pessoais de seus clientes, colaboradores, fornecedores e terceiros e/ou em tempo de inatividade em seus servidores ou operações, ou ainda, na divulgação de segredos comerciais e/ou outras informações comerciais sensíveis para Companhia, o que pode afetar adversamente os resultados financeiros e a reputação da Companhia.

Além disso, os sistemas de tecnologia da informação da Companhia, como, por exemplo, os utilizados na apuração e contabilização do faturamento, podem sofrer interrupções ou falhas, causadas por desastres naturais, acidentes, ataques de *hackers*, problemas de telecomunicações, vírus, *softwares* maliciosos, mau funcionamento, atos mal-intencionados e outros fatores que estão fora do controle da Companhia. Eventuais falhas ou interrupções nos sistemas de tecnologia da informação, podem ocasionar impactos no funcionamento corporativo, comercial e operacional da Companhia, o que pode afetar seus negócios e resultados operacionais de forma negativa, além de afetar adversamente a imagem e confiabilidade da Companhia junto ao mercado.

Além disso, quaisquer violações de segurança de rede ou de dados dos fornecedores da Companhia (incluindo provedores de *data center* e computação em nuvem) podem ter efeitos negativos semelhantes, na medida em que vulnerabilidades ou violações de dados materializadas podem levar a reivindicações contra a Companhia e/ou afetar adversamente as nossas operações.

Adicionalmente, referidas interrupções ou falhas podem não estar cobertas pelas apólices de seguros que a Companhia possui contratadas para seus ativos. Perdas não cobertas por estes seguros podem resultar em prejuízos, o que poderá impactar negativamente sua situação financeira e resultados operacionais.

Diante da própria natureza da internet e de sistemas informáticos, não é possível garantir que não ocorrerão falhas de segurança como as aqui descritas. Qualquer ocorrência dessa natureza poderá resultar em um efeito material adverso sobre os negócios da Companhia, sua reputação e, portanto, em perdas financeiras para a Companhia.

A Companhia pode enfrentar situações de potencial conflito de interesses em negociações com partes relacionadas.

A Companhia possui despesas decorrentes de transações com partes relacionadas de contratos de mútuo com suas controladas indexados ao CDI ou IPCA, bem como operações comerciais de compra e venda de energia

4.1 Descrição dos fatores de risco

elétrica e de venda de gás natural e arrendamento de Unidade de Tratamento de Gás ("UTG") com outras sociedades partes relacionadas da Eneva. As contratações com partes relacionadas podem gerar situações de potencial conflito de interesses entre as partes.

Além disso, a Companhia não pode garantir que sua Política de Transações com Partes Relacionadas (descrita no item 11.1 deste Formulário de Referência) e procedimentos adotados pela Companhia para identificar, analisar, quantificar, avaliar, monitorar e gerenciar riscos relacionados a evento conflito de interesses entre partes relacionadas será eficaz. Os métodos de gerenciamento de riscos podem não prever exposições futuras ou serem suficientes contra riscos desconhecidos e/ou não mapeados e que poderão ser significativamente maiores do que aquelas indicadas pelas medidas históricas que a Companhia utiliza. Outros métodos de gerenciamento de riscos adotados pela Companhia que dependem da avaliação das informações relativas a mercados, clientes ou outros assuntos disponíveis ao público também podem não ser totalmente precisos, completos, atualizados ou adequadamente avaliados.

Assim, caso situações de conflito de interesses se configurem, poderá haver impacto negativo para os negócios da Companhia, o que poderá vir a causar um impacto adverso em suas atividades, situação financeira e resultados, bem como a seus acionistas.

A participação em sociedades de propósito específico cria riscos adicionais para a Companhia.

A Companhia é acionista/sócia (direta ou indiretamente) de certas sociedades de propósito específico e, de acordo com a legislação brasileira, a Companhia pode se tornar responsável pelas obrigações contraídas pelas sociedades de propósito específico investidas, especialmente com relação às obrigações de natureza tributária, trabalhista, ambiental e de defesa do consumidor, o que pode lhe afetar diretamente. Os investimentos em sociedades de propósito específico incluem, dentre outros, o risco de seu regime de tributação pelo lucro presumido ser questionado pelas autoridades fiscais. Eventual autuação fiscal nesse sentido poderá impactar significativamente os resultados da Companhia, além de sua imagem.

A Companhia está sujeita a riscos relacionados a ônus sobre imóveis ocupados por ela, podendo ser afetada adversamente em caso de inadimplemento das obrigações garantidas pelos imóveis.

Parte dos imóveis próprios da Companhia encontram-se onerados por hipotecas ainda não baixadas em suas respectivas matrículas. Na hipótese de inadimplemento das obrigações garantidas pelos referidos imóveis, os credores poderão proceder à excussão da garantia, situação em que o imóvel poderá ser alienado em leilão, tendo a sua propriedade transferida a um terceiro com quem a Companhia não possui qualquer relação. Caso a Companhia não possua outros bens para garantir o pagamento de tais dívidas, referidos ativos poderão ser arrematados por terceiros em leilão extrajudicial ou sua propriedade poderá ser consolidada em nome da própria credora. A eventual perda da propriedade ou da posse de imóveis utilizados nas operações da Companhia poderá resultar em impactos operacionais e, conseqüentemente afetar a situação financeira da Companhia.

A Companhia pode não ser capaz de proteger os seus direitos de propriedade intelectual.

A Companhia pode não ser capaz de proteger ou de defender seus direitos de propriedade intelectual, incluindo, sem limitação, marcas registradas, nome de domínio, programas de computador e patentes.

A Companhia realizou e espera continuar realizando pedidos de registro de marcas para proteger novos produtos e marcas desenvolvidas. A Companhia não pode assegurar que os registros de marcas serão concedidos com relação a qualquer um de seus pedidos. Há, ainda, o risco de não ser renovada uma marca em tempo hábil ou de que seus concorrentes se oponham ou requeiram a anulação de quaisquer registros de marcas existentes ou futuras obtidas ou licenciadas pela Companhia.

Ademais, a Companhia não pode assegurar que as medidas que toma para proteger seus ativos de propriedade intelectual serão suficientes ou que terceiros não infringirão ou se apropriarão dos seus direitos de propriedade intelectual.

4.1 Descrição dos fatores de risco

Qualquer falha por parte da Companhia em proteger seus direitos de propriedade intelectual contra infrações ou apropriações indevidas poderá afetar adversamente seus negócios, resultados de operações, fluxos de caixa ou condição financeira e, em particular, sua capacidade de desenvolver seus negócios.

Adicionalmente, terceiros podem alegar que os produtos ou serviços prestados pelas subsidiárias, investidas ou companhia de controle compartilhado violam seus direitos de propriedade intelectual. Consequentemente, essas empresas podem ser forçadas a revisar, total ou parcialmente, produtos que supostamente tenham infringido o direito de terceiros e/ou pagar quantias significativas de indenização, *royalties* ou licenciamento, além do potencial risco de dano a imagem e prejuízo da demanda dos produtos das subsidiárias, investidas e companhia de controle comum da Companhia.

Qualquer disputa ou litígio relacionado a ativos de propriedade intelectual pode ser oneroso e demorado devido à incerteza de litígios sobre o assunto.

(b) aos acionistas da Companhia, em especial os acionistas controladores

Como não há acionista controlador ou grupo de acionistas titular de mais de 50% do capital votante da Companhia, na data deste Formulário de Referência, a Companhia está suscetível a alianças entre acionistas, conflitos entre acionistas e outros eventos decorrentes da ausência de um acionista controlador ou grupo de controle titular de mais de 50% do capital votante.

Na data deste Formulário de Referência, não há acionista controlador ou, no conhecimento da Companhia, grupo de acionistas vinculados por acordo de voto ou sob controle comum, que seja titular de mais de 50% do capital votante da Companhia, o que faz com que a Companhia esteja suscetível à formação de alianças ou de acordos entre acionistas, o que pode vir a ter o mesmo efeito de ter um grupo de controle.

Adicionalmente, caso surja um acionista ou grupo de acionistas titular (i) da maioria do capital votante da Companhia; ou, ainda, (ii) de participação inferior que lhe assegure, de modo permanente, a maioria dos votos nas deliberações da assembleia geral da Companhia e o poder de eleger a maioria dos administradores da Companhia e que use efetivamente o seu poder para dirigir as atividades sociais e orientar o funcionamento dos órgãos da Companhia, a Companhia poderá sofrer mudanças repentinas e inesperadas das suas políticas corporativas e estratégias, incluindo a substituição dos seus administradores.

Qualquer mudança repentina ou inesperada na administração da Companhia, sua política empresarial ou direcionamento estratégico, tentativa de aquisição de controle ou qualquer disputa entre acionistas concernentes aos seus respectivos direitos podem afetar adversamente os negócios e resultados operacionais da Companhia.

O surgimento de um acionista ou grupo de acionistas controlador, sem a anuência prévia de certos credores da Companhia, pode configurar o vencimento antecipado de contratos financeiros da Companhia e o vencimento antecipado cruzado ou inadimplemento cruzado (*cross acceleration* e *cross default*) de outras obrigações da Companhia e de suas subsidiárias (garantidas pela Companhia), o que poderá resultar em um impacto adverso relevante nos negócios e situação econômico-financeira da Companhia e de suas subsidiárias, bem como na cotação dos valores mobiliários de emissão da Companhia. Para mais informações, veja o fator de risco "Os contratos financeiros da Companhia possuem diversas obrigações (*covenants*), dentre as quais restrições à capacidade de endividamento, à distribuição de dividendos e juros sobre capital próprio e à aquisição do controle acionário da Companhia". Eventual inadimplemento dessas obrigações pode afetar adversamente e de forma relevante a Companhia e os seus acionistas" no item 4.1 (a) deste Formulário de Referência.

(c) às controladas e coligadas da Companhia

Tendo em vista a Companhia se tratar de uma *holding*, a descrição dos fatores de risco previstos neste item 4.1, já contemplam referências a tais sociedades.

(d) aos administradores da Companhia

4.1 Descrição dos fatores de risco

A Companhia depende da qualificação de membros de sua administração e corpo técnico e não pode garantir que será capaz de reter ou substituí-los por pessoas com mesma experiência e qualificação.

Parte do sucesso da Companhia depende do conhecimento, das habilidades e dos esforços de seu atual quadro de administradores, corpo técnico e colaboradores chave em geral. Se tais colaboradores optarem por não mais atuar na Companhia, a Companhia pode não identificar no mercado profissionais igualmente qualificados para substituí-los. A perda de colaboradores chave, por qualquer motivo, e a dificuldade de contratar profissionais com a mesma competência e experiência poderão gerar um efeito nos negócios da Companhia, impactando negativamente nos seus resultados operacionais, financeiros e na sua credibilidade.

(e) aos fornecedores da Companhia

A Companhia conta com fornecedores de equipamentos nacionais e importados e contrata serviços terceirizados para a construção, operação e manutenção de seus empreendimentos. Caso os equipamentos adquiridos ou utilizados pelos fornecedores, ou os serviços prestados, não sejam executados de forma a atender a especificações e níveis mínimos de qualidade relativos a cada projeto, os resultados operacionais da Companhia poderão ser adversamente afetados.

A Companhia e suas subsidiárias podem enfrentar atrasos, suspensões ou rupturas no fornecimento de materiais, equipamentos e serviços por seus fornecedores no futuro. Nesse caso, a Companhia e suas subsidiárias podem não ser capazes de substituir, em tempo hábil, seus fornecedores ou prestadores de serviços. Tal ocorrência poderia afetar negativamente a execução em tempo hábil e bem-sucedida dos projetos e operações da Companhia e, consequentemente, seus resultados operacionais e sua condição financeira.

Adicionalmente, o fornecimento e a prestação de serviços com qualidade eventualmente abaixo daquela prevista poderão gerar o não cumprimento de condições impostas à Companhia e a suas subsidiárias pela autoridade responsável e provocar, por exemplo, desgaste acelerado de ativos de geração elétrica, acarretando custos adicionais e interferindo no fluxo de caixa dos projetos e operações da Companhia, podendo causar um impacto adverso em sua situação financeira e seus resultados operacionais.

A Companhia pode, ainda, ser solidariamente responsabilizada por obrigação trabalhista ou previdenciária requerida judicialmente por empregados dos seus prestadores de serviços terceirizados, o que pode afetar a Companhia negativamente de forma relevante.

A Companhia importa GNL tanto para utilização em sua usina termelétrica Porto do Sergipe I quanto para o atendimento de seus compromissos de portfólio de gás natural, estando exposta a riscos associados à entrega de carga.

A Companhia importa GNL tanto para utilização em sua usina termelétrica Porto do Sergipe I quanto para o atendimento de seus compromissos de portfólio de gás natural, estando exposta a riscos associados à entrega de carga, seja por falha do fornecedor ou força maior e/ou intercorrências durante o transporte entre origem e destino, além de acidentes no descarregamento do referido insumo. Além disso, o contrato de fornecimento de GNL, para atendimento da termelétrica de Porto do Sergipe I possui um limite de volume anual que corresponde a aproximadamente 84% do despacho máximo potencial da usina. Em última instância, para os casos acima em que haja falha ou atraso na entrega, ou consumo superior ao previsto em contrato, a empresa pode não ser capaz de substituir uma determinada demanda de combustível dentro de sua necessidade de tempo e valor, o que pode impactar adversamente a capacidade operacional da Companhia, e, consequentemente, seu resultado financeiro.

A Companhia importa carvão mineral para o suprimento de suas usinas termelétricas a carvão e está sujeita a riscos de variação de preço e questões logísticas no transporte e descarregamento do referido insumo, que podem impactar de forma adversa o resultado operacional e financeiros de tais usinas.

As usinas termelétricas da Companhia, a saber, UTEs Porto de Itaqui e Porto do Pecém II importam carvão mineral para a geração de energia. O transporte e descarregamento do carvão até as plantas da Companhia é realizado por intermédio dos operadores portuários e terceiros, em portos públicos com berços de atracação

4.1 Descrição dos fatores de risco

compartilhados com outros usuários, além de contar com instalações logísticas complexas (como as esteiras transportadoras). Eventuais impactos relevantes de preço e oferta do carvão no mercado mundial, bem como no transporte e logística do referido insumo, podem causar efeitos adversos nos resultados financeiros e operacionais das UTEs Porto de Itaqui e Porto do Pecém II, e, por conseguinte, na Companhia.

Impactos em decorrência de eventos geopolíticos, tais como guerras e conflitos internacionais atuais, podem influenciar o preço das *commodities* e dos transportes. Não é possível, no entanto, estimar com assertividade de forma antecipada os efeitos finais dessas situações no comportamento destes mercados.

A escassez de fornecedores de bens ou serviços de conteúdo local pode afetar adversamente o compromisso contratual de atender a determinados percentuais de conteúdo local exigidos de certas sociedades controladas da Companhia.

As sociedades controladas da Companhia concessionárias de E&P estão sujeitas a exigências de um mínimo de aquisição, no Brasil, de bens e serviços utilizados na fase exploratória e de desenvolvimento e produção de seus empreendimentos, de acordo com a regulamentação brasileira e os contratos de concessão para a exploração e produção de gás natural firmados com a ANP. A eventual falta de disponibilidade de fornecedores locais, ou ainda que sejam fornecedores locais, mas que não fornecem bens e serviços com conteúdo local, pode afetar a capacidade das sociedades controladas da Companhia de atender aos níveis de conteúdo local estabelecidos nos contratos de concessão já celebrados.

Essa aquisição obrigatória de equipamentos e serviços de um número ainda limitado de fornecedores pode resultar em: (i) aumento dos custos de aquisição; (ii) atrasos; e (iii) penalidades da ANP, no caso de descumprimento dos mínimos estabelecidos nos contratos de concessão.

Os bens e serviços com conteúdo local podem adicionalmente ser afetados por políticas ou incentivos governamentais que influenciem de forma adversa sua oferta e demanda, comprometendo a capacidade da Companhia de atender os percentuais determinados nos referidos contratos de concessão e afetando adversamente os negócios e resultados financeiros da Companhia.

A Companhia não pode assegurar que fornecedores ou prestadores de serviços não se envolvam em práticas irregulares.

A Companhia não pode assegurar a regularidade e legalidade da atuação de seus fornecedores e prestadores de serviços, incluindo em relação ao cumprimento de cláusulas contratuais (por exemplo: atos ou omissões que violam a legislação anticorrupção aplicável, vantagem indevida, atraso ou lentidão no serviço, incapacidade técnica, negligência, imprudência ou imperícia grave), negociações comerciais, normas, regulamentos e leis aplicáveis aos negócios, às condições e práticas trabalhistas, de meio ambiente, qualidade e segurança dos produtos e serviços prestados, prevenção e combate à corrupção e segurança da informação em relação aos contratados e subcontratados, em todos os países em que operem ou forneçam produtos.

O eventual envolvimento de fornecedores ou prestadores de serviços da Companhia em práticas irregulares ou ilegais, incluindo as acima mencionadas, poderá impactar negativamente a imagem da Companhia, seus negócios e resultados, e poderá implicar em responsabilização solidária ou subsidiária da Companhia.

(f) aos clientes da Companhia

Caso a capacidade de pagamento dos clientes da Companhia se deteriore, a Companhia poderá não receber pagamentos por eles devidos.

A Companhia e/ou suas controladas celebram no curso de seus negócios contratos de compra e venda de energia, com seus clientes no Ambiente de Contratação Livre ("ACL"), bem como contratos relacionados à comercialização de gás natural, gás natural liquefeito ("GNL"). Não há garantia de que os clientes da Companhia e/ou de suas controladas honrarão com seus compromissos de pagamento no âmbito de tais contratos, o que pode gerar inadimplências e resoluções de contratos.

4.1 Descrição dos fatores de risco

A capacidade de pagamento de clientes da Companhia pode ser afetada por fatores econômicos, financeiros, setoriais, operacionais ou de mercado, podendo resultar em atrasos de pagamento, inadimplimentos, renegociações contratuais, rescisões antecipadas de contratos e disputas comerciais e judiciais.

A eventual inadimplência de clientes da Companhia e/ou de suas controladas poderá impactar negativamente seu fluxo de caixa e suas operações e, consequentemente, resultar em um impacto negativo relevante na sua situação financeira e em seus resultados.

Em 31 de dezembro de 2025, os valores contabilizados como saldo de contas a receber circulantes da Companhia eram de R\$ 2.609,4 milhões. A título comparativo, em 31 de dezembro de 2024, os valores contabilizados como saldo de contas a receber circulantes da Companhia eram de R\$ 2.330,7 milhões.

(g) aos setores da economia nos quais a Companhia atua

O desenvolvimento de novos projetos de geração de energia elétrica da Companhia depende, além da demanda de energia, do cenário futuro de preços da energia elétrica e, ainda, da regulação e evolução tecnológica, que poderá diferir significativamente do cenário atual de mercado.

Os investimentos da Companhia em novos projetos de geração de energia elétrica são baseados em cenários que levam em consideração variáveis futuras de demanda, expectativa de despacho e preço da energia elétrica, dentre outros fatores.

Tais premissas envolvem elevado grau de incerteza e podem não se concretizar conforme originalmente estimado. Alterações adversas nas condições projetadas poderão afetar a viabilidade econômica de novos projetos e reduzir a atratividade de investimentos futuros.

Além disso, a projeção de cenários futuros desfavoráveis pode resultar na interrupção temporária do desenvolvimento de novos projetos.

A materialização desses riscos poderá afetar negativamente os negócios, a situação financeira e os resultados operacionais da Companhia.

A demanda por energia elétrica no Brasil poderá ser inferior à projetada, ou ainda ser suprida por outros projetos de geração de energia elétrica que não os da Companhia. Nesses casos, os resultados financeiros e operacionais da Companhia poderão ser afetados.

A demanda por energia elétrica no Brasil está sujeita a diversas variáveis, incluindo a taxa de crescimento econômico, produto interno bruto (“PIB”) e incentivos regulatórios. Dessa forma, o crescimento ou manutenção da demanda por energia elétrica poderá não ocorrer ou ser inferior ao inicialmente estimado, ou ser suprida por outros projetos de geração de energia elétrica que não os da Companhia. Nesse caso, as UTEs existentes e de futuros projetos da Companhia que fazem parte do SIN podem não ser despachadas pelo ONS de acordo com o esperado, o que poderá afetar negativamente o fluxo de caixa e os resultados financeiros das subsidiárias e, consequentemente, os da Companhia.

Tendo em vista o exposto acima, poderá haver a redução da receita variável estimada da Companhia (atrelada à taxa de despacho mensal de determinada usina e os reembolsos das despesas relacionadas) ou impactos à implementação de novos projetos, o que, por conseguinte, poderá afetar adversamente os resultados financeiros e a estratégia da Companhia.

A Companhia pode não ser capaz de realizar as operações de negociação e comercialização da energia de forma rentável.

Uma das atividades exercidas pela Companhia consiste na negociação, aquisição e comercialização de energia elétrica no ACL.

4.1 Descrição dos fatores de risco

A atividade de comercialização está sujeita a diversos riscos relacionados ao setor, tais como: o (i) risco de a contraparte dos contratos não arcar com os valores devidos; (ii) risco de descasamentos de prazo e volume dos contratos; (iii) riscos de variações abruptas e não esperadas no preço da energia; (iv) risco de descolamento entre submercados dos fornecedores de energia e consumidores; (v) risco de flexibilidade, que são oscilações no consumo mensal frente a quantidade contratada; (vi) risco de sazonalização, que se refere a oscilações da curva de consumo mensal; (vii) riscos referentes ao descasamento da modulação horária dos contratos de compra e venda; e (viii) riscos de escassez de tipos de energia específicas (tais como energia incentivada 0%, 50% ou 100%, entre outras).

A atratividade do modelo de negócio da Companhia está atrelada a diversos fatores, mas essencialmente o fator determinante para a aquisição de energia da Companhia decorre da possibilidade de o consumidor de energia obter uma redução de custos em comparação à aquisição da energia no Mercado Cativo. Existem diversos ônus, custos e riscos atrelados ao Mercado Livre para os consumidores de energia, tais como a exposição ao Preço de Liquidação das Diferenças ("PLD"), penalidades técnicas e desligamento no caso de descumprimento de obrigações. Por estes motivos, os consumidores decidem atuar em um mercado mais dinâmico e complexo do que o atendimento pela Distribuidora Local, quando há necessariamente uma redução do custo da energia.

Além dos riscos citados acima, a Companhia também está sujeita ao risco da não contabilização e exposição ao mercado de curto prazo ("MCP"), que ocorre caso determinada fornecedora descumpra alguma obrigação do contrato de compra de energia e fique inadimplente perante a CCEE ou até tenha cancelada sua autorização de comercialização, resultando no posterior cancelamento total ou parcial do registro dos contratos de energia celebrados pela Companhia com tais fornecedoras, gerando penalidades regulatórias e contratuais.

A estratégia de desenvolvimento de seus próprios projetos de geração de energia tem como base o *spread* histórico observado entre o preço praticado no ACL e no Ambiente de Contratação Regulado ("ACR"). Caso as expectativas da Companhia não se realizem, ou haja movimentos inesperados de mercado e volatilidade no preço da energia, a Companhia pode ter uma redução de sua receita estimada, o que pode gerar um efeito adverso relevante sobre seus resultados, inclusive na sua capacidade de viabilizar projetos de geração adicionais.

As atividades de comercialização de energia estão sujeitas a perdas potenciais devido a variações de curto prazo nos preços de energia no Mercado Spot. Adicionalmente, a Companhia pode não ser capaz de comprar energia em quantidade suficiente para honrar com os seus contratos de venda, o que pode deixá-la exposta no Mercado Spot.

Em suas atividades de comercialização de energia, a Companhia pode não conseguir comprar a energia elétrica de que precisa para atender aos seus contratos de venda, o que pode expor a Companhia aos preços do mercado de curto prazo.

De forma geral, todos os agentes do ACL estão sujeitos a possíveis diferenças entre os volumes de energia gerada ou adquirida (oferta) e os volumes de energia vendida ou consumida (demanda). Estas diferenças de volume são liquidadas pela CCEE pelo PLD. O PLD baseia-se no CMO, limitado a valores mínimos e máximos definidos pela ANEEL. Os valores máximo e mínimo do PLD são revistos e estabelecidos conforme regulação da ANEEL. As variações nos preços de mercado de curto prazo podem, apesar das métricas de controle e monitoramento, levar a perdas potenciais na atividade de comercialização da Companhia. Os fatores que poderão afetar o PLD incluem: (i) variações na carga prevista e identificada; (ii) variações nos níveis dos reservatórios de usinas hidrelétricas; (iii) redução/aumento da afluência (vazões das bacias hidrográficas) prevista e verificada; (iv) antecipações ou atrasos no início das operações de novos geradores e/ou transmissores; (v) variações na geração prevista e verificada de usinas, (vi) mudança das metodologias de formação de preços, (vii) mudança da metodologia dos parâmetros de entrada dos modelos de formação de preço; (viii) alteração na metodologia definida pela ANEEL nos valores máximos e mínimos do PLD; e (ix) qualquer outra alteração das metodologias previstas na cadeia de modelos atuais. A ocorrência de qualquer um desses fatores poderá levar a uma variação substancial no PLD, o que poderá resultar no aumento de custos ou redução de receita na comercialização de energia no curto prazo, e ainda poderá afetar negativamente o fluxo de caixa da Companhia.

4.1 Descrição dos fatores de risco

Eventualmente, poderá ocorrer, ainda, mudança da metodologia de formação de preço de uma estrutura de modelos computacionais para formação de preço por oferta. Essa alteração poderá mudar a volatilidade de preços de curto prazo e também os preços de longo prazo, o que poderá impactar negativamente a receita da Companhia e/ou de suas controladas.

As atividades de exploração, desenvolvimento e produção de gás natural estão sujeitas a riscos operacionais específicos que podem ser afetados por uma variedade de fatores.

As atividades de exploração, desenvolvimento e produção de gás natural estão sujeitas a riscos operacionais específicos, tais como dificuldade de aquisição e interpretação de dados geológicos, falhas de equipamentos para fins relacionados a exploração, desenvolvimento, produção e logística, questões ambientais, e outras incertezas, incluindo aquelas relativas às características físicas de um campo de gás natural.

A ocorrência de incidentes associados a estes riscos ou a outros riscos inerentes à atividade de exploração, desenvolvimento e produção de gás natural pode resultar em danos pessoais, danos ambientais, danos materiais e outros impactos, incluindo, por exemplo, despesas decorrentes de indenização, despesas com correção de falhas geradoras de tais danos, contenção, limpeza e reparação, além de responsabilidade em processos criminais, cíveis, ambientais e administrativos.

A materialização desses riscos poderá afetar negativamente os negócios, a situação financeira e os resultados operacionais da Companhia.

A atuação no setor de comercialização de energia elétrica passa pelo risco de market share e concorrência.

Segundo a CCEE, o mercado de comercialização de energia no Brasil possui um grande número de comercializadoras, e, portanto, em função da concorrência, a Companhia não pode garantir que no futuro consiga manter sua participação desejada no mercado e não seja afetada com a redução de sua margem e da sua lucratividade. Para mais informações sobre as condições de competição no mercado das comercializadoras de energia, vide item 1.4 deste Formulário de Referência.

(h) à regulamentação dos setores em que a Companhia atua

A extensa legislação e regulamentação governamental sobre o setor elétrico e eventuais alterações na regulamentação do setor elétrico podem afetar os negócios e resultados da Companhia.

As atividades desempenhadas pelas subsidiárias da Companhia geradoras de energia elétrica, assim como dos seus concorrentes, são regulamentadas e fiscalizadas pela ANEEL, a qual implementa as diretrizes do Ministério de Minas e Energia ("MME"), órgão do Governo Federal responsável pela condução das políticas energéticas do país. As instituições do setor elétrico brasileiro têm, historicamente, exercido um grau substancial de influência sobre os seus negócios, incluindo sobre a produção de energia, que segue o despacho centralizado realizado pelo ONS. O MME e a ANEEL têm poderes discricionários para implementar e alterar políticas, interpretações e normas aplicáveis a diversos aspectos das atividades das subsidiárias da Companhia, especialmente aspectos operacionais, de manutenção, de segurança, bem como aspectos relacionados à remuneração e à fiscalização de tais atividades, as quais poderão vir a impor um ônus relevante sobre as atividades desempenhadas pelas subsidiárias da Companhia e causar um efeito adverso relevante à Companhia.

As empresas atuantes no setor elétrico, em particular as companhias geradoras de energia, estão sujeitas a uma rigorosa legislação ambiental nas esferas federal, estadual e municipal no tocante, dentre outros, a emissões atmosféricas, descarte de resíduos e às intervenções em áreas especialmente protegidas. As agências governamentais ou outras autoridades podem editar novas regras mais rigorosas ou adotar interpretações mais restritivas das leis e regulamentos existentes, que podem obrigar as empresas do setor de energia elétrica a empregar recursos adicionais na adequação ambiental, inclusive na obtenção de licenças ambientais para instalações e equipamentos anteriormente não sujeitos a licenciamento ambiental.

4.1 Descrição dos fatores de risco

As principais atividades comerciais, a implementação da estratégia de crescimento e a condução das atividades pelas subsidiárias da Companhia podem ser afetadas de forma adversa por ações governamentais, dentre as quais: (i) alteração na legislação aplicável aos seus respectivos negócios; (ii) imposição de critérios mais rigorosos para a qualificação em licitações futuras, o que, por conseguinte, poderá impactar de forma adversa a situação econômica e financeira da Companhia; e (iii) descontinuidade e/ou mudanças nos programas de concessão e emissão de autorização por parte do Governo Federal.

Adicionalmente, há incerteza sobre quais ações serão tomadas pelos Governos Federal, estaduais e/ou municipais no futuro e em que medida tais ações poderão afetar negativamente as atividades das subsidiárias da Companhia e os seus respectivos resultados operacionais. Caso a Companhia seja obrigada a proceder de maneira substancialmente diferente daquela estabelecida em seu plano de negócios, seus resultados financeiros e operacionais poderão ser adversamente afetados.

A revogação antecipada ou não concessão ou não renovação de autorizações para a Companhia ou suas controladas relacionadas ao desenvolvimento de suas atividades, bem como intervenção ou aplicação de outras penalidades pelo respectivo poder concedente nas autorizações outorgadas à Companhia ou suas controladas, poderão afetar as atividades da Companhia ou de suas controladas.

Atualmente, os empreendimentos da Companhia possuem outorgas de autorização que concedem o direito de exploração de potenciais energéticos por prazos iniciais determinados de até 35 anos, bem como estabelecem direitos e obrigações do autorizatário, a exemplo do dever de observação dos prazos para obtenção das licenças ambientais e operação das usinas. O Poder Concedente possui discricionariedade para determinar os termos, condições e obrigações aplicáveis às autorizações de uso de potenciais energéticos. Assim, é possível que a Companhia tenha que se sujeitar a aumentos não previstos em seus custos decorrentes de alterações nas regras e determinações aplicáveis pelo respectivo poder concedente.

A revogação antes do prazo final de quaisquer autorizações, bem como a imposição de multas ou quaisquer outras penalidades pela ANEEL, MME e outras autoridades regulatórias e ambientais poderão afetar adversamente os resultados da Companhia e o valor de mercado dos valores mobiliários de sua emissão, podendo vir a afetar também o resultado e a imagem da Companhia de forma negativa.

As operações da Companhia relativas à exploração e à produção de gás natural estão sujeitas a extensa regulamentação.

As atividades de exploração e produção de gás natural estão sujeitas a extensa regulamentação e intervenção do Governo Federal em questões como o interesse na concessão de exploração e produção, a imposição de obrigações específicas de perfuração e exploração, restrições à produção, tributação e desapropriação ou cancelamento de direitos contratuais.

O cumprimento da regulamentação governamental pode acarretar dispêndio significativo de recursos pela Companhia, incluindo, sem limitação, com relação às seguintes matérias: (i) licenças ambientais para operações de perfuração e autorizações da ANP, para a instalação e operação de dutos e de outras infraestruturas relacionadas; (ii) unitização de acumulações de gás natural; (iii) política de conteúdo local; (iv) cumprimento de regulamentações específicas do setor emitidas pela ANP, tais como regras de segurança operacional, necessidade de registro para determinadas atividades e o cumprimento de obrigações exploratórias e de abandono (as quais devem também ser garantidas pela Companhia), todas as quais são sujeitas a auditorias de verificação; e (v) pagamento de participações governamentais (e.g.: *royalties* e taxas de retenção), participações aos proprietários de terra dos campos e tributos, em particular novas regras sujeitas a interpretações pelas autoridades fiscais competentes e eventuais litígios.

Sob essas leis e regulamentos, há responsabilidade potencial para danos pessoais, danos à propriedade, danos à coletividade e outros danos. A não observância de tais leis e regulamentos também pode resultar na suspensão ou no término das operações e na sujeição a penalidades administrativas, cíveis e criminais por parte da Companhia. Além disso, tais leis e regulamentos, assim como sua interpretação, podem ser alterados de tal forma a aumentar substancialmente os custos incorridos pela Companhia.

4.1 Descrição dos fatores de risco

Adicionalmente, há incerteza sobre quais ações serão tomadas pelo Governo Federal, estaduais e/ou municipais no futuro e em que medida tais ações poderão afetar negativamente as atividades da Companhia e os seus resultados operacionais. Caso a Companhia seja obrigada a proceder de maneira substancialmente diferente daquela estabelecida em seu plano de negócios, seus resultados financeiros e operacionais poderão ser adversamente afetados.

Alteração no valor dos encargos e/ou na legislação podem impactar os benefícios dos autoprodutores de energia renovável.

O modelo de autoprodução oferece aos consumidores a possibilidade de redução efetiva em seu custo de aquisição de energia, uma vez que, na qualidade de autoprodutor, o consumidor não recolhe diversos encargos (como, por exemplo, PROINFA, CCC e CDE) na parcela de seu consumo respaldada por energia autoproduzida, havendo atualmente uma legislação que assegura o não pagamento desses encargos setoriais.

O modelo de autoprodução por equiparação, que faz parte da estratégia de crescimento e expansão da Companhia no ACL, conta com uma estrutura societária complexa para o ingresso do consumidor de energia dentro de sociedade constituída pela Companhia para o desenvolvimento do projeto - apenas com a comprovação desse lastro societário o consumidor de energia consegue a redução de encargos setoriais. Caso o governo passe a exigir o pagamento dos encargos setoriais, o modelo de autoprodução por equiparação será menos atrativo.

Nesse sentido, eventual mudança na legislação relacionada às atividades de autoprodução pode impactar os custos dos novos projetos de autoprodução que serão desenvolvidos pela Companhia e/ou por suas controladas no futuro, no âmbito de nova legislação, podendo, consequentemente, alterar a atratividade do modelo de autoprodução para os negócios da Companhia e/ou de suas controladas, visto que grandes consumidores de energia apenas optam por entrar nessa estrutura societária em virtude da redução dos custos de energia.

O aumento da tarifa paga pelos geradores e consumidores de energia renovável pode impactar os preços de energia bem como impactar os projetos de expansão da Companhia.

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 Resolução Normativa ANEEL nº 77, de 18 de agosto de 2004, os empreendimentos de geração de energia incentivada faziam 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 atendessem aos requisitos estabelecidos na referida Resolução para cada percentual de redução.

A Medida Provisória nº 998/2022 (posteriormente convertida na Lei nº 14.120/2021), porém, determinou a extinção desses descontos para novos empreendimentos. De acordo com a regra geral de transição estipulada pela Lei nº 14.120/2021, no caso de empreendimentos objeto de outorga, somente poderão continuar fazendo jus aos descontos na TUSD/TUST aqueles que: (i) que protocolaram requerimento de outorga em até 12 meses da publicação da Lei nº 14.120/2021, isto é, até 02 de março de 2022; e (ii) que entrarem em operação comercial no prazo de até 48 meses, contados a partir da data de emissão das respectivas outorgas.

Qualquer alteração na regulamentação que beneficia os consumidores de energia renovável pode impactar os preços de energia para fontes renováveis e, consequentemente, os resultados da Companhia e sua geração de caixa.

Além disso, projetos de geração de energia fotovoltaica que entraram em operação comercial até 31 de dezembro de 2017 têm o benefício da manutenção do percentual de redução de 80% das taxas de TUST ou TUSD nos dez primeiros anos de operação da central geradora, nos termos do artigo 2º, §4º, da Resolução Normativa ANEEL nº 77, de 18 de agosto de 2004.

4.1 Descrição dos fatores de risco

A Resolução Normativa ANEEL nº 77/2004 foi revogada pela Resolução Normativa ANEEL nº 1.031, de 26 de julho de 2022, que consolidou os atos regulatórios relativos aos procedimentos vinculados à redução da TUST e da TUSD.

Qualquer mudança nessa legislação pode impactar os custos dos projetos que possam ser desenvolvidos pela Companhia, existindo a possibilidade de extinção da redução de encargos setoriais e de descontos tarifários dentro do Projeto de Lei do Senado nº 232, de 2016, atual PL 414/2021 na Câmara (modernização do setor de energia) e/ou Lei 14.120/2021 o que pode diminuir a atratividade dos projetos de energia renovável.

As atividades da Companhia estão sujeitas às alterações regulatórias aqui apontadas, bem como quaisquer outras eventuais intervenções governamentais nesse sentido ou eventuais atrasos nos processos de obtenção de outorga.

A implementação do PLD horário pode impactar os negócios da Companhia.

O PLD é calculado para valorar a energia liquidada no Mercado de Curto Prazo, no qual são contabilizadas e liquidadas as diferenças entre a energia contratada e os montantes gerados e consumidos pelos agentes da CCEE.

O PLD horário entrou em vigor a partir de 1º de janeiro de 2021, nos termos da Portaria MME nº 301/2019, e da Resolução Normativa ANEEL nº 858/2019. Com a entrada do PLD horário, utilizado para a precificação da contabilização da energia no Mercado de Curto Prazo em base horária, deixou-se de precificar a energia em frequência semanal e em patamares (pesada, média e leve).

Assim, com a implementação do PLD horário, eventuais descasamentos nas posições de compra e venda de energia da Companhia, em especial ocasionada pela curva horária de consumo dos clientes ou geração de energia das usinas, estão sujeitas a uma maior volatilidade dos preços de energia.

A Resolução Normativa ANEEL nº 858/2019 foi revogada pela Resolução Normativa ANEEL nº 1.032/2022, que consolidou os atos regulatórios relativos à elaboração do Programa Mensal da Operação Energética – PMO, e para a formação do PLD e do Custo Marginal da Operação – CMO.

A Companhia não é e não será proprietária de quaisquer reservas de gás natural no subsolo do Brasil e depende de concessões federais para realizar as atividades de E&P. O descumprimento dos contratos de concessão ou alterações regulatórias podem vir a afetar adversamente a Companhia.

De acordo com a Constituição da República Federativa do Brasil, a União Federal é proprietária de todas as jazidas de petróleo e gás natural no subsolo do Brasil, podendo contratar o exercício das atividades de exploração, desenvolvimento e produção de petróleo e de gás natural mediante contratos de concessão, precedidos de licitação, na forma estabelecida na Lei nº 9.487/1997, conforme alterada (“Lei do Petróleo”), ou contratos sob o regime de partilha de produção, na forma estabelecida pela Lei nº 12.351/2010, conforme alterada.

A Companhia é proprietária do produto da exploração das jazidas de petróleo e gás natural na qualidade de concessionária, tendo adquirido o direito exclusivo de explorar, desenvolver e produzir as reservas descobertas em determinadas áreas de concessão e de arrendamento, nos termos dos contratos de concessão firmados com a ANP.

O acesso a reservas de gás natural é essencial para a geração sustentada de receita e, no caso da Companhia, essencial para o suprimento de combustível para parcela significativa de seu parque térmico. A operação da Companhia e sua capacidade futura de gerar receita seria afetada adversamente se a União Federal restringisse ou impedisse a exploração e a produção dessas reservas de gás natural.

Além disso, a Companhia, como concessionária de E&P, possui obrigações e compromissos vigentes decorrentes dos contratos de concessão, tais quais os previstos nos Planos de Avaliação de Descoberta (“PADs”), nos Planos de Desenvolvimento (“PDs”) e nos Programas Exploratórios Mínimos (“PEM”), apresentados à ANP, os quais deverão ser cumpridos, mesmo que os projetos sejam considerados pouco atrativos do ponto de vista comercial,

4.1 Descrição dos fatores de risco

sob pena de aplicação de sanções administrativas, que variam de penalidades pecuniárias à perda da área ou ao término antecipado do respectivo contrato de concessão.

Caso a Companhia não seja capaz de replicar as taxas históricas de sucesso na exploração, desenvolvimento e produção de gás natural nas áreas sob concessão, a operação das subsidiárias da Companhia que atuam na geração de energia elétrica poderá ser comprometida adversamente, bem como a Companhia e suas subsidiárias poderão incorrer em penalidades aplicadas pela ANP e/ou ANEEL.

Adicionalmente, conforme previsto na legislação brasileira, a execução de tais compromissos e o cumprimento de tais obrigações podem ser exigidos pela ANP, mesmo que não sejam mais ou deixem de ser viáveis do ponto de vista financeiro e logístico no planejamento estratégico de curto prazo das sociedades controladas da Companhia.

Dessa forma, caso a Companhia venha a não honrar os compromissos assumidos no âmbito dos PADs e dos PDs ou as obrigações decorrentes do PEM, bem como caso tais compromissos e obrigações, ainda que não viáveis sob o ponto de vista comercial, financeiro e logístico, venham a ser exigidos pela ANP, a situação econômica e financeira da Companhia e, por conseguinte, a própria Companhia poderão ser afetadas de forma adversa.

A revogação das autorizações para geração termelétrica e perda das concessões de E&P pelas sociedades controladas da Companhia podem gerar prejuízos significativos nos resultados da Companhia.

A legislação aplicável, em especial a Resolução Normativa ANEEL nº 846, de 11 de junho de 2019 ("REN nº 846/2019"), que revogou completamente a Resolução Normativa ANEEL nº 63, de 12 de maio de 2004 ("REN nº 63/2004"), estabelece que as autorizações da Companhia para geração de energia termelétrica poderão ser revogadas, a critério da ANEEL, caso ocorram infrações que impliquem prejuízo considerável ao desenvolvimento das atividades autorizadas ou configurem sistemática inadimplência do agente setorial nas hipóteses de: (i) descumprimento aos cronogramas, às obrigações ou aos encargos decorrentes da autorização; (ii) transferência a terceiros dos bens e instalações sem prévia e expressa autorização da ANEEL, quando aplicável; (iii) descumprimento à notificação da fiscalização para regularizar a exploração do empreendimento objeto da autorização, quando for o caso; (iv) comercialização da energia elétrica em desacordo com as prescrições da legislação ou do ato autorizativo; e (v) desligamento do agente da CCEE por inadimplemento.

A revogação da autorização para geração termelétrica poderá acarretar a rescisão dos CCEARs das subsidiárias da Companhia, que responderão pelas perdas e danos e pelo pagamento de multa por rescisão, arcando com todas as indenizações e compensações cabíveis. A rescisão dos CCEARs e/ou revogação da autorização não acarretará para a ANEEL, em nenhuma hipótese, qualquer responsabilidade quanto a encargos, ônus, obrigações ou compromissos assumidos pela autorizada com relação a terceiros, inclusive aquelas relativas aos seus empregados.

Já os contratos de concessão para exploração e produção de petróleo e gás natural da Companhia e o artigo 3º do Anexo da Portaria ANP nº 234/2003 estabelecem o seu término antecipado nos seguintes casos: (i) impossibilidade de cumprimento, pelo concessionário, das obrigações contratuais por fato da administração ou fato do príncipe; (ii) descumprimento, pelo concessionário, das obrigações contratuais no prazo fixado pela ANP; ou (iii) recuperação judicial ou administrativa, sem a apresentação de um plano de recuperação aprovado e capaz de demonstrar à ANP capacidade econômica e financeira para integral cumprimento de todas as obrigações contratuais e regulatórias.

Caso a concessão para exploração e produção de petróleo e gás natural seja extinta pela ANP, a Companhia responderá pelas perdas e danos decorrentes de seu inadimplemento e da resolução, arcando com todas as indenizações e compensações cabíveis e as áreas da concessão deverão ser devolvidas para o Poder Concedente. A devolução de áreas da concessão, assim como a reversão de bens, não implicará ônus de qualquer natureza para a União ou para a ANP, nem conferirá ao concessionário qualquer direito de indenização pelos serviços, poços, imóveis e bens reversíveis, os quais passarão à propriedade da União e à administração da ANP.

4.1 Descrição dos fatores de risco

Desta forma, a revogação das autorizações para geração termelétrica e/ou perda das concessões para exploração e produção de gás natural, assim como a imposição de penalidades associadas a tais situações, poderão gerar significativos impactos adversos nos resultados da Companhia e afetar adversamente sua capacidade de pagamento e cumprimento de obrigações financeiras.

A ANEEL e a ANP poderão impor penalidades às subsidiárias da Companhia por descumprimento de obrigações previstas nas autorizações, CCEARs, contratos de concessão e nas leis e regulamentos setoriais.

A Companhia e suas subsidiárias estão sujeitas a sanções administrativas impostas pela ANEEL e/ou pela ANP em razão de eventuais descumprimentos de obrigações previstas nas autorizações, contratos de concessão e nas leis e regulamentos setoriais.

No caso do setor elétrico, a ANEEL poderá impor as seguintes penalidades às subsidiárias da Companhia por descumprimento de qualquer disposição de suas respectivas autorizações e da legislação setorial, nos termos da REN nº 846/2019:

A ANP, no caso de descumprimentos das obrigações legais, regulatórias e contratuais, poderá, ainda, aplicar sanções administrativas e pecuniárias estabelecidas nos contratos de concessão, na Lei nº 9.847/1999 e na Portaria ANP nº 234/2003. Estas sanções incluem advertência, multas, suspensão temporária do exercício das atividades reguladas pela ANP, suspensão do direito de participar de futuras licitações para obtenção de novas concessões e contratações promovidas pela ANP, interdição, apreensão, e rescisão de contrato de concessão aplicável (sem prejuízo da responsabilização por eventuais perdas e danos decorrentes de eventuais inadimplementos contratuais).

Qualquer das penalidades elencadas acima que venha a ser imposta tanto pela ANEEL quanto pela ANP poderá ter um efeito material adverso na condição financeira e nos resultados operacionais da Companhia.

A ausência da certificação do georreferenciamento conferido pelo Instituto Nacional de Colonização e Reforma Agrária para os imóveis ocupados pela Companhia pode afetar adversamente a Companhia.

A identificação (descrição dos seus limites e confrontações) de um imóvel rural deve ser realizada mediante procedimento de georreferenciamento, cuja certificação é conferida pelo Instituto Nacional de Colonização e Reforma Agrária - INCRA, nos termos da Lei 10.267/2001 e Decretos 4.449/2002 e 7.620/2011, com posterior averbação da descrição georreferenciada na matrícula do imóvel. O georreferenciamento é obrigatório para todos os imóveis rurais, porém os prazos para conclusão do procedimento variam de acordo com a respectiva área de superfície (por exemplo, atualmente todo imóvel rural com área superior a 25 hectares está obrigado a concluir o respectivo procedimento de georreferenciamento nos termos da legislação aplicável). A ausência do georreferenciamento nos casos em que esta certificação é obrigatória implica a impossibilidade de realização de desmembramentos, parcelamentos, remembramentos e quaisquer outros atos que resultem na transferência de imóveis rurais.

(i) aos países estrangeiros em que a Companhia atua

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

(j) às questões sociais

Incidentes de saúde e segurança podem resultar em danos a colaboradores, próprios ou terceirizados, ou a comunidades.

Conforme indicado na descrição abaixo do fator de risco "A Companhia está exposta aos riscos de Saúde, Segurança e Meio Ambiente ("SSMA") que podem levar a acidentes, perdas significativas, processos administrativos e judiciais", a Companhia, em suas operações, pode se deparar com acidentes, tais como incêndios, explosões e vazamentos de produtos perigosos, que podem resultar em lesões ou impactos não

4.1 Descrição dos fatores de risco

apenas aos seus próprios ativos e/ou à saúde de seus colaboradores, como também impactar de forma substancial as comunidades em que desenvolve suas atividades, seja por meio de impactos ao meio ambiente ou por afetar a infraestrutura e/ou populações locais.

(k) às questões ambientais

A ocorrência de danos ambientais envolvendo as atividades da Companhia e suas controladas pode sujeitá-las ao pagamento de substanciais custos de recuperação ambiental e/ ou indenizações, que podem afetar adversamente a sua imagem, os seus negócios e o valor de mercado de suas ações.

As atividades dos setores de geração de energia elétrica e exploração e produção de petróleo e gás podem causar significativos impactos e danos ao meio ambiente, bem como acarretar infrações e/ou crimes de natureza ambiental. A legislação ambiental impõe responsabilidade objetiva e solidária àquele que direta ou indiretamente causar degradação ambiental e, portanto, o dever de reparar ou indenizar os danos causados ao meio ambiente e a terceiros afetados independe de dolo ou culpa. A legislação ambiental também prevê a desconsideração da personalidade jurídica da empresa poluidora, podendo atribuir responsabilidade pessoal aos administradores e eventualmente a acionistas para viabilizar o ressarcimento de prejuízos causados à qualidade do meio ambiente. Como consequência, a Companhia, seus acionistas e administradores poderão ser obrigados a arcar com o custo da reparação ambiental. O pagamento de indenizações ambientais substanciais ou despesas relevantes incorridas para custear a recuperação do meio ambiente poderá impedir ou levar a Companhia a retardar ou redirecionar planos de investimento em outras áreas, o que poderá afetar adversamente os negócios da Companhia e suas operações, bem como trazer eventuais prejuízos aos acionistas e administradores. Além disso, a ocorrência de danos ambientais graves – em especial, casos envolvendo danos à saúde humana, mortandade de animais, contaminação (solo e águas subterrâneas) e degradação significativa da flora – pode trazer riscos à imagem da Companhia.

Ainda, considerando que a legislação brasileira prevê que a responsabilidade civil por danos ambientais tem natureza objetiva e solidária, a Companhia e suas subsidiárias podem ser consideradas responsáveis pela reparação de tais danos e todos aqueles que, direta ou indiretamente, contribuíram para a ocorrência do dano ambiental, independentemente da existência de dolo e/ou culpa. Portanto, caso as empresas terceirizadas que prestam serviços para a Companhia – tais como, a destinação de resíduos sólidos produzidos pelas suas unidades – não atendam às exigências da legislação ambiental, a Companhia poderá ser considerada solidária ou subsidiariamente responsável pelos eventuais danos ambientais por elas causados, podendo, assim, ser incluída no polo passivo de processos ambientais por condutas de terceiros e eventualmente ser obrigada a efetuar o pagamento de condenações judiciais e demais penalidades, incluindo medidas para recuperação do dano ambiental.

Considerando-se que uma parcela relevante das atividades dos setores de energia e petróleo e gás desempenhadas pela Companhia e suas subsidiárias são executadas diretamente por terceiros e subcontratados, a Companhia e suas subsidiárias podem ser adversa e significativamente afetadas caso terceiros e subcontratadas causem danos ambientais nas atividades que desempenham em nome da Companhia.

A inobservância das leis e regulamentos ambientais poderá ter como consequência, além da obrigação de reparar ou indenizar quaisquer danos ambientais que venham a ser causados independentemente da existência de culpa, a aplicação de sanções penais e administrativas.

As atividades da Companhia estão sujeitas a extensa legislação federal, estadual e municipal voltadas à preservação ambiental. Além disso, a Companhia está sujeita a regulamentação de autoridades administrativas, tais como o IBAMA, conforme descrito no item 1.6 deste Formulário de Referência. Qualquer descumprimento dessas leis e regulamentos ou qualquer falta de autorizações ou licenças sujeitará a Companhia a sanções administrativas e penais, independente da obrigação de reparar e/ou indenizar os danos na esfera cível, tais como multas, cancelamento de autorizações ou revogação de licenças, além de publicidade negativa.

A Lei Federal nº 9.605, de 12 de fevereiro de 1998 ("Lei de Crimes Ambientais"), conforme alterada, elege como responsáveis pelas condutas caracterizadas como criminosas todos aqueles que, de qualquer forma, concorrem

4.1 Descrição dos fatores de risco

para sua prática. A responsabilidade ambiental das empresas não exclui indivíduos, infratores ou mandantes, muitas vezes estendendo a responsabilidade por esses atos aos membros da administração, por terem participado de decisões ou se omitido, quando poderiam ter evitado ilícitos. Adicionalmente, o artigo 4º da Lei de Crimes Ambientais prevê a desconsideração da personalidade jurídica sempre que houver obstáculo à reparação de danos ambientais. Nesse caso, os sócios e administradores das empresas tornam-se pessoalmente responsáveis pela reparação dos danos ambientais.

Com base na legislação brasileira, sanções criminais, envolvendo multa, prisão e restrição de direitos – tais como: (i) prestação de serviços à comunidade; (ii) interdição temporária de direitos; (iii) suspensão parcial ou total de atividades; (iv) prestação pecuniária; e (v) recolhimento domiciliar – podem ser aplicadas às pessoas físicas (incluindo o diretor, o administrador, o membro de conselho e de órgão técnico, o auditor, o gerente, o preposto ou mandatário da Companhia), enquanto que, além das multas, as penalidades de restrições de direitos distintas – tais como: (a) suspensão parcial ou total de atividades; (b) interdição temporária de estabelecimento, obra ou atividade; e (c) proibição de contratar com o Poder Público, bem como dele obter subsídios, subvenções ou doações ou prestação de serviços à comunidade – podem ser aplicadas a pessoas jurídicas.

Ainda, se a Companhia não cumprir com a legislação de proteção ambiental, ela também poderá estar sujeita à responsabilidade direta e indireta, objetiva e solidária, obrigando-se a reparar danos ambientais, independentemente de culpa.

Com relação às sanções administrativas – especialmente definidas no Decreto Federal nº 6.514, de 22 de julho de 2008, conforme alterado – dependendo das circunstâncias, as autoridades ambientais podem impor advertências e multas que variam entre R\$ 50,00 e R\$ 50.000.000,00, exigir a suspensão parcial ou total de atividades, suspender ou restringir benefícios fiscais, cancelar ou suspender linhas de financiamento provenientes de instituições financeiras governamentais, bem como proibir a Companhia de celebrar contratos com órgãos, companhias e autoridades governamentais. Quaisquer desses eventos podem afetar adversamente o negócio, os resultados operacionais e a situação financeira da Companhia, além de gerar reflexos negativos à sua imagem e reputação.

As operações da Companhia e suas controladas estão sujeitas à ampla legislação ambiental, cujo descumprimento pode causar significativos riscos financeiros, operacionais, reputacionais e regulatórios referentes a questões ambientais para a Companhia.

As operações da Companhia e suas controladas estão sujeitas a uma ampla variedade de leis e regulamentos ambientais federais, estaduais e municipais, relacionados às licenças ou autorizações necessárias ao desenvolvimento de seus negócios no que tange à instalação e operação de empreendimentos e atividades, uso de recursos hídricos, gerenciamento de resíduos sólidos, supressão de vegetação, impacto em áreas protegidas, uso de produto ou matéria-prima florestal, dentre outros aspectos possivelmente relacionados às suas atividades.

As atividades da Companhia e suas controladas requerem a obtenção e renovação constantes de licenças e autorizações ambientais, das quais dependem a instalação e operação das atividades e dos empreendimentos considerados pelo órgão ambiental competente como potencialmente poluidores ao meio ambiente. Dificuldades técnicas, descumprimento da legislação ambiental relacionada e das condicionantes técnicas estabelecidas nas licenças e autorizações ambientais podem ter efeitos prejudiciais aos negócios da Companhia e suas controladas, uma vez que podem sujeitá-las à imposição de diversas sanções administrativas (tais quais multas simples ou sucessivas, interrupção ou suspensão das atividades, embargo ou fechamento de empreendimentos, revogação de licenças e autorizações, conforme aplicável), ao pagamento de custos para recuperação de áreas degradadas e regularização ambiental (decorrentes de compensação ambiental e embargo, por exemplo), bem como à responsabilização nas esferas civil, administrativa e penal, conforme o caso. Não há nenhuma garantia de que a Companhia e suas controladas, mesmo adotando práticas e processos adequados, não incorrerão em responsabilidade ambiental ou de que essas leis e regulamentos ambientais aplicáveis não mudarão ou se tornarão mais rigorosos no futuro. O descumprimento da legislação aplicável e das condicionantes técnicas estabelecidas nas licenças e autorizações pode prejudicar a reputação, os resultados operacionais e a saúde financeira da Companhia e suas controladas.

4.1 Descrição dos fatores de risco

Como o escrutínio das autoridades ambientais, da sociedade e dos investidores quanto ao cumprimento pela Companhia e suas controladas da legislação ambiental nas diversas esferas federativas tem se tornado cada vez mais rigoroso, os custos da Companhia e suas controladas para cumprir as exigências ambientais e reparar possíveis danos podem aumentar substancialmente no futuro. Ademais, os processos relativos ao *compliance* ambiental podem se tornar mais complexos.

Alterações nas leis e regulamentos ambientais podem afetar de maneira adversa os negócios da Companhia.

As empresas do setor elétrico e de petróleo e gás estão sujeitas a uma rigorosa legislação ambiental nas esferas federal, estadual e municipal no tocante, dentre outros, a supressão de vegetação, a emissões atmosféricas e a intervenções em áreas especialmente protegidas. Tais empresas necessitam de licenças e autorizações de agências governamentais para a condução de suas atividades. 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 (aplicáveis inclusive a seus administradores). O Ministério Público poderá instaurar inquérito civil e/ou promover ação civil pública visando ao ressarcimento de eventuais danos ao meio ambiente e terceiros.

As agências governamentais ou outras autoridades podem 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 a gastar recursos adicionais na adequação ambiental, inclusive obtenção de licenças ambientais para instalações e equipamentos que não necessitavam anteriormente dessas licenças ambientais.

As agências governamentais ou outras autoridades podem, ainda, atrasar ou requerer informações e estudos adicionais que levem a atraso significativo na emissão das licenças e autorizações necessárias para o desenvolvimento dos negócios de empresas do setor elétrico e de petróleo e gás, causando atrasos em cronogramas de implantação de projetos. Qualquer ação neste sentido por parte das agências governamentais ou outras autoridades públicas poderá afetar de maneira negativa os negócios do setor de energia elétrica e de petróleo e gás e ter um efeito adverso para seus negócios e resultados e, conseqüentemente, para os negócios e resultados da Companhia e suas subsidiárias.

A Companhia está exposta aos riscos de Saúde, Segurança e Meio Ambiente ("SSMA") que podem levar a acidentes, perdas significativas, processos administrativos e judiciais.

As atividades operacionais da Companhia apresentam riscos capazes de acarretar acidentes, tais como incêndios, explosões e vazamentos de produtos perigosos. Esses eventos podem ser originados em falhas técnicas, erros humanos ou eventos naturais, dentre outros fatores. A ocorrência de acidentes pode resultar em lesões ou impacto à saúde da força de trabalho ou das comunidades, danos ambientais ou ao patrimônio, perdas de produção, perdas financeiras e, em determinadas situações, responsabilização judicial em processos cíveis, trabalhistas, criminais e administrativos, despesas com reparação ou remediação, dificuldades para a obtenção ou manutenção de licenças de operação, gerando, conseqüentemente, prejuízos à reputação da Companhia e afetando adversamente os seus negócios e resultados financeiros.

(I) às questões climáticas, incluindo riscos físicos e de transição

A Companhia está exposta a riscos físicos e de transição associados a mudanças climáticas

Em suas atividades, a Companhia apresenta exposição a riscos relacionados a mudanças climáticas, incluindo riscos físicos, referentes ao aumento da temperatura, à escassez hídrica e a eventos climáticos extremos, e riscos de transição, referentes a questões regulatórias, tecnológicas, de mercado e reputacionais.

As leis e regulamentos federais e estaduais atuais sobre mudança climática estabelecem objetivos globais que a Companhia terá que cumprir, com relação às emissões de gases de efeito estufa, o que pode exigir um aumento de investimentos para cumprir a legislação.

4.1 Descrição dos fatores de risco

Dentre os riscos de transição citamos: (i) a possibilidade de regulamentações mais restritivas associadas ao consumo de combustíveis intensivos em carbono, incluindo eventual taxaço de carbono ("*Carbon Pricing*"), que poderá resultar em custos não previstos de redução de emissões de Gases Efeito Estufa ("*GEE*"); (ii) eventual dificuldade de acesso a capital devido às questões de política de investimento do setor; (iii) mudanças na matriz energética brasileira, com a diminuição da participação da geração de energia elétrica a partir de fontes de combustíveis fósseis; e (iv) exposição a litígios climáticos. Esses e outros fatores podem ter impactos negativos sobre os negócios da Companhia e podem onerar ou mesmo inviabilizar a implementação e a operação de seus empreendimentos, impactando os resultados operacionais e financeiros da Companhia e limitando algumas das suas oportunidades de crescimento.

Dentre os riscos físicos citamos: (i) eventual escassez hídrica em regiões específicas de operações da Companhia; (ii) eventuais impactos na eficiência de processos operacionais específicos em decorrência de aumento significativo da temperatura; (iii) alagamentos em estradas e áreas nas proximidades de operações da Companhia em decorrência de volumes extremos de precipitação; e (iv) aumento da intensidade e velocidade de propagação de incêndios em áreas adjacentes às operações da Companhia em decorrência de condições climáticas adversas como secas e altas temperaturas. Esses e outros fatores podem impactar as operações da Companhia, com potencial aumento de custos operacionais.

Mudanças climáticas ou medidas para reduzir emissões de dióxido de carbono ou outros gases de efeito estufa podem diminuir a demanda por petróleo e seus derivados e carvão, assim como por energia elétrica gerada a partir de combustíveis fósseis, o que pode reduzir o valor dos ativos da Companhia.

As discussões em torno das mudanças climáticas continuam atraindo a atenção da sociedade e da comunidade científica. Diversos relatórios, incluindo aqueles elaborados pelo Painel Intergovernamental sobre Mudanças Climáticas ("*IPCC*", na sigla em inglês), têm levantado questões a respeito dos impactos climáticos decorrentes das atividades humanas, como as emissões de GEE. A combustão de combustíveis fósseis para a geração de energia e a Exploração e Produção de hidrocarbonetos, leva à emissão de GEE para a atmosfera. Dessa forma, a crescente preocupação das comunidades nacional e internacional com a redução das emissões de GEE poderá impactar o uso e a demanda por combustíveis fósseis e, portanto, os custos de exploração das atividades da Companhia. Emissões de GEE estão sujeitas a propostas regulatórias para endereçar as mudanças climáticas e o aquecimento global por diversas instituições nacionais e internacionais. O tema é regulado, no âmbito federal, pela Lei Federal nº 12.187/2009 ("*Política Nacional de Mudanças Climáticas*") e pelo Decreto Federal nº 7.390/2010, os quais regulamentam o compromisso voluntário do Brasil junto à Convenção-Quadro das Nações Unidas sobre Mudança do Clima de redução de emissões de GEE. Adicionalmente, o Brasil aprovou o texto do Acordo de Paris, por meio do Decreto Federal nº 9.073/2017 e, foi publicado o Decreto Federal nº 11.075, de 19 de maio de 2022, que estabelece os procedimentos para a elaboração dos Planos Setoriais de Mitigação das Mudanças Climáticas e institui o Sistema Nacional de Redução de Emissões de Gases de Efeito Estufa. Além disso, bancos e outras instituições financeiras têm adotado medidas, em linha com as tendências alinhadas aos critérios de *Environmental, Social and Governance* ("*ESG*"), para limitar o financiamento de projetos que possam aumentar a emissão de gases estufa ou que empreguem fontes de energia não renováveis, o que pode diminuir a demanda por combustíveis não renováveis e, por consequência, afetar a sua disponibilidade. Por fim, mais recentemente vale ressaltar três marcos importantes de regulamentações que podem afetar as atividades da companhia, mas que atualmente ainda não apresentam definições que afetam diretamente suas operações: Lei nº 14.948/2024, Hidrogênio de Baixa Emissão de Carbono, Lei nº 15.042/2024, Mercado de Carbono e Lei 14.993/2024, Combustível do Futuro. Assim, a Companhia se mantém ativa nas discussões referentes a implementação dessas leis para acompanhar eventuais efeitos adversos ou até mesmo oportunidades.

No futuro, leis, regulações, outras políticas e iniciativas podem ter efeitos adversos e substanciais nas atividades e resultados da Companhia. Regulamentações ambientais mais restritivas podem resultar na imposição de custos associados às emissões de GEE, seja por meio de exigências por parte dos órgãos ambientais, seja por meio de outras medidas de natureza regulatória e ambiental. Adicionalmente, eventual adoção de uma política de precificação de carbono, seja por meio da imposição de taxa (ou imposto) sobre as emissões ou devido à criação de um mercado regulado de carbono, com a consequente imposição de um limite para as emissões da Companhia, ou, ainda, a adoção de regulamentações ambientais mais restritivas em relação aos GEE pode

4.1 Descrição dos fatores de risco

demandar investimentos adicionais para redução de emissões, o que poderá afetar negativamente os resultados da Companhia. Ademais, tendo em vista o aumento de iniciativas relacionadas à litigância climática, a Companhia pode ser incluída como parte em processos de natureza ambiental que objetivam o atendimento das metas de redução de emissões de GEE. Por fim, ainda não há penalidades previstas em lei aplicáveis aos sujeitos de Direito Privado por eventual descumprimento de metas de redução de emissões.

O setor elétrico brasileiro é vulnerável a fatores naturais, como excessos e escassez de chuvas, que afetam a capacidade geradora de energia, que impedem o maior aproveitamento do potencial de geração de energia brasileiro.

O setor elétrico brasileiro, cuja matriz energética ainda é concentrada na geração hidrelétrica de energia, está sujeito a condições hidrológicas imprevisíveis, com desvios não cíclicos da média pluviométrica. A fim de compensar as condições hidrológicas, bem como manter os níveis de segurança nos reservatórios e os níveis de fornecimento de energia elétrica, o ONS poderá despachar (ou seja, acionar) as UTEs, incluindo aquelas operadas por subsidiárias da Companhia que fazem parte do SIN. Assim sendo, os cenários hidrológicos poderão afetar o despacho destas usinas e, conseqüentemente, a receita variável da Companhia.

Em cenários de extensos períodos com médias pluviométricas baixas e de despacho elevado, a Companhia e suas subsidiárias poderão enfrentar um declínio de suas reservas de gás natural, o que demandará o incremento de suas atividades de exploração e o desenvolvimento de novas reservas nas áreas sob sua concessão.

Já em cenários de períodos com médias pluviométricas elevadas e de despacho reduzido, a Companhia e suas subsidiárias poderão enfrentar uma redução da receita variável, uma vez que vinculada aos despachos das usinas termelétricas. Importante ressaltar que, além de afetar diretamente a capacidade de geração, os eventos climáticos extremos têm gerado consequência na transmissão de energia, que também podem afetar o despacho. Por exemplo, em abril e maio de 2024, o Estado do Rio Grande do Sul foi afetado por graves enchentes, que geraram indisponibilidade técnica das linhas de transmissão na região.

(m) outras questões não compreendidas nos itens anteriores

Riscos políticos, macroeconômicos e referentes à conjuntura brasileira

O Governo exerceu e continua exercendo influência significativa sobre a economia brasileira. Esse envolvimento, bem como as condições políticas e econômicas brasileiras, podem ter um efeito adverso sobre as atividades da Companhia, seus negócios e no valor de mercado de suas ações.

A economia brasileira tem sido marcada por frequentes e, por vezes, significativas, intervenções do Governo Federal, que ocasionalmente modifica as políticas monetárias, creditícia e fiscal do País. Não é possível prever quais medidas ou políticas o Governo poderá adotar ou criar no futuro. Os negócios, situação financeira, receitas, resultados operacionais e perspectivas da Companhia podem ser prejudicados significativamente por mudanças relevantes nas políticas públicas e regulamentos do Governo, nas esferas federal, estadual e municipal, bem como outros fatores, tais como:

- flutuação cambial;
- inflação;
- flutuação nas taxas de juros;
- políticas monetárias;
- liquidez dos mercados financeiro, de capitais e de crédito domésticos;
- política fiscal e regime tributário, incluindo alterações na legislação tributária;
- instabilidade social e política;
- reduções de salários e níveis de renda;
- aumentos nas taxas de desemprego;
- alterações nas normas trabalhistas;
- ambiente regulatório pertinente às atividades da Companhia;
- intervenções no fornecimento de energia;

4.1 Descrição dos fatores de risco

- controles e restrições cambiais sobre remessas para o exterior;
- expansão ou contração da economia global ou brasileira; e
- outras ocorrências políticas, diplomáticas, sociais ou econômicas no Brasil ou que o afetem.

A incerteza quanto à implementação de mudanças por parte do Governo Federal nas políticas ou normas que venham a afetar esses ou outros fatores no futuro pode contribuir para a incerteza econômica no Brasil e para o aumento da volatilidade no mercado brasileiro e de capitais.

A instabilidade política e econômica também pode levar a uma percepção negativa da economia brasileira e a um aumento da volatilidade no mercado de valores mobiliários brasileiro, podendo afetar adversamente os negócios da Companhia e suas ações.

A inflação e as medidas do Governo Federal para combatê-la podem influenciar significativamente a incerteza econômica no Brasil, e podem afetar adversamente os resultados operacionais da Companhia.

A inflação e algumas das medidas do Governo Federal tomadas na tentativa de combatê-la, combinada com a especulação sobre eventuais medidas governamentais a serem adotadas, afetaram de forma negativa e significativa a economia brasileira, contribuindo para a incerteza econômica existente no Brasil e para o aumento da volatilidade do mercado de valores mobiliários brasileiro. Não se pode prever o comportamento da inflação futura com base no seu comportamento passado.

As medidas do Governo Federal para controle da inflação podem incluir a adoção de uma política monetária restritiva com altas taxas de juros, limitando, assim, a disponibilidade de crédito e reduzindo o crescimento econômico. Medidas futuras a serem tomadas pelo Governo Federal, incluindo aumentos ou reduções da taxa de juros, intervenção no mercado de câmbio e ações visando a ajustar o valor do real, poderão impactar a inflação. Ademais, as pressões inflacionárias e a eventual política adotada pelo Governo Federal para combatê-la poderão impactar o custo dos endividamentos da Companhia e os custos de captação de novos empréstimos, bem como restringir a capacidade de acesso da Companhia a mercados financeiros estrangeiros, afetando adversamente os negócios, as condições financeiras e os resultados da Companhia.

Ainda, eventual política anti-inflacionária adotada pelo Governo Federal poderá resultar em desaceleração no nível de atividade econômica e queda do poder aquisitivo da população, o que também poderá gerar consequências negativas para os negócios, condição financeira e o resultado das operações da Companhia.

A instabilidade na taxa de câmbio pode afetar desfavoravelmente a economia brasileira, podendo prejudicar os resultados das operações da Companhia.

A moeda brasileira tem historicamente sofrido frequentes desvalorizações com relação ao dólar norte-americano e outras moedas fortes ao longo das últimas décadas. No passado, o Governo Federal implementou diversos planos econômicos e fez uso de diversas políticas cambiais, incluindo desvalorizações súbitas, minidesvalorizações periódicas durante as quais a frequência de ajustes variou de diária a mensal, sistemas de taxa de câmbio flutuante, controles de câmbio e dois mercados distintos de câmbio.

Não é possível prever qual será a variação futura do real em relação às principais moedas no mercado de câmbio internacional, nem se pode garantir que o real não se desvalorizará novamente em relação ao dólar dos Estados Unidos.

As depreciações do real geralmente dificultam o acesso aos mercados financeiros estrangeiros e podem levar a intervenções do Governo Federal. Por outro lado, a apreciação do real em relação ao dólar pode levar à deterioração da conta corrente e do saldo de pagamentos do Brasil, bem como prejudicar o crescimento das exportações. Nesse sentido, ambas as situações mencionadas podem afetar desfavoravelmente os negócios, a condição financeira e os resultados operacionais da Companhia. As depreciações do real frente ao dólar também podem criar pressões inflacionárias adicionais no Brasil, o que pode afetar negativamente a Companhia.

Restrições sobre a movimentação de capitais para fora do Brasil poderão prejudicar a capacidade da Companhia de cumprir determinadas obrigações de pagamentos em moedas estrangeiras.

4.1 Descrição dos fatores de risco

A lei brasileira permite que o Governo Federal imponha restrições temporárias à conversão da moeda brasileira em moedas estrangeiras e à remessa para investidores estrangeiros dos recursos de seus investimentos no Brasil sempre que houver um desequilíbrio grave na balança de pagamentos brasileira ou motivos para que se preveja a ocorrência de um sério desequilíbrio. O Governo Federal poderá tomar medidas do gênero, no futuro, caso julgue necessário. A imposição de restrições à conversão e à remessa de divisas ao exterior pode prejudicar o acesso da Companhia ao mercado de capitais internacional, além de impedi-la de efetuar o pagamento de eventuais obrigações denominadas em moeda estrangeira.

Acontecimentos e mudanças na percepção de riscos em outros países, sobretudo em economias desenvolvidas, podem prejudicar o preço de mercado dos valores mobiliários globais e o preço de mercado dos valores mobiliários de emissão da Companhia.

O preço de mercado de valores mobiliários de emissores brasileiros é afetado por condições econômicas e de mercado em outros países, incluindo os Estados Unidos, países europeus, bem como outros países latino-americanos e de mercados emergentes. Embora as condições econômicas na Europa e nos Estados Unidos possam diferir significativamente das condições econômicas do Brasil, as reações dos investidores a acontecimentos nesses outros países podem ter um efeito adverso sobre o preço de mercado de valores mobiliários de emissores brasileiros.

Os preços das ações negociadas na B3, por exemplo, foram historicamente sensíveis a flutuações nas taxas de juros nos Estados Unidos, bem como a variações das principais bolsas dos Estados Unidos. Além disso, as crises em outros países de mercados emergentes podem diminuir o interesse de investidores em valores mobiliários de emissores brasileiros, incluindo as nossas ações ordinárias. Esses eventos podem afetar negativamente o preço de mercado das nossas ações ordinárias, restringir acesso da Companhia aos mercados de capitais internacionais, afetando as condições de financiamento necessárias às operações da Companhia no futuro.

Além disso, fatores relacionados à geopolítica internacional, como por exemplo, os desdobramentos do conflito envolvendo a Rússia e a Ucrânia, e Israel e Palestina, podem afetar adversamente a economia brasileira e, por consequência, o mercado de capitais.

Por conseguinte, a capacidade dos acionistas da Companhia de venderem as ações pelo preço e no momento desejado poderá ficar substancialmente afetada, o que poderá, ainda, afetar negativamente o preço de negociação de suas ações. Adicionalmente, vendas ou a percepção de uma possível venda de um volume substancial das ações da Companhia poderão prejudicar o valor da sua negociação.

Uma eventual recessão e/ou desaceleração econômica global, especialmente nos Estados Unidos e países de mercados emergentes, inclusive em decorrência dos efeitos dos conflitos militares entre Rússia e Ucrânia e também entre Israel e o Hamas, pode afetar negativamente a economia brasileira e por sua vez levar a uma menor atividade comercial e de consumo. Se as condições econômicas no Brasil piorarem devido, entre outros fatores, à redução do nível de atividade econômica, à desvalorização do Real, à inflação ou aos aumentos nas taxas domésticas de juros ou ao aumento no nível de desemprego, um maior percentual de clientes da Companhia pode se tornar inadimplente, causando efeito relevante adverso nos negócios da Companhia.

Na medida em que problemas econômicos em países de mercados emergentes ou em outros lugares afetem o Brasil negativamente, o negócio e o preço de mercado das ações ordinárias da Companhia também podem ser afetados negativamente.

A diminuição do investimento estrangeiro no Brasil pode afetar negativamente o crescimento e a liquidez na economia brasileira, que, por sua vez, pode ter um impacto negativo sobre os negócios da Companhia. A interrupção ou volatilidade nos mercados financeiros globais pode aumentar ainda mais os efeitos negativos sobre o cenário econômico e financeiro no Brasil, o que pode ter um efeito adverso relevante sobre a Companhia.

A revisão da classificação de crédito do Brasil ou da Companhia poderia afetar adversamente o preço de negociação das ações ou de valores mobiliários de emissão da Companhia.

4.1 Descrição dos fatores de risco

Os *ratings* de crédito afetam a percepção de risco dos investimentos e, como resultado, os rendimentos necessários nas futuras emissões de dívida no mercado financeiro. Agências de classificação avaliam regularmente o Brasil e seus *ratings* soberanos, bem como os *ratings* de crédito atribuídos à Companhia. Considerando que a Companhia é empresa brasileira e atua em negócios regulados, o seu *rating* corporativo é afetado pelo *rating* soberano do Brasil, de forma que uma queda no *rating* soberano do Brasil e/ou no *rating* da Companhia poderá aumentar a percepção de risco dos investidores e, conseqüentemente, aumentar o custo futuro de emissão de dívidas e afetar adversamente o preço de negociação dos valores mobiliários emitidos pela Companhia.

Na data deste Formulário de Referência, o *rating* de crédito soberano brasileiro era classificado como BB com perspectiva estável, Ba2 com perspectiva estável e BB com perspectiva estável, pela *Standard & Poor's*, *Moody's* e *Fitch*, respectivamente, e o *rating* da Companhia era classificado como AAA, em escala nacional, pela *Standard & Poor's* e *Fitch*.

A Companhia não pode garantir que as agências de *rating* manterão essas classificações sobre o crédito brasileiro e/ou da Companhia. A revisão das classificações de crédito soberano do Brasil pode aumentar a percepção de risco dos investidores e, como resultado, elevar o custo de financiamento e afetar negativamente de forma significativa o preço das ações ordinárias da Companhia.

Surtos de doenças transmissíveis em escala local e/ ou global podem acarretar e têm acarretado medidas diversas cujos efeitos podem levar a maior volatilidade no mercado de capitais local e/ou global e à potencial desaceleração do crescimento da economia local e/ou global.

Surtos de doenças transmissíveis podem afetar as decisões de investimento e resultar em volatilidade esporádica nos mercados internacional e/ou brasileiro. Tais surtos podem resultar, em níveis diferentes, na adoção de medidas governamentais e privadas que incluem restrição, total ou parcial, à circulação e transporte de pessoas, bens e serviços (públicos e privados, inclusive jurisdicionais, com limitação da atividade forense e suspensão de prazos processuais, e serviços relativos a cartórios de notas, títulos e documentos e registro de imóveis), e, conseqüentemente, no fechamento de estabelecimentos privados e repartições públicas, interrupções na cadeia de suprimentos, redução de consumo de uma maneira geral pela população, além da volatilidade no preço de matérias-primas e outros insumos.

Caso ocorridos, esses eventos podem gerar um impacto negativo e significativo sobre a economia mundial e sobre a economia do Brasil, e incluem ou podem incluir, dentre outros:

- Redução no nível de atividade econômica;
- Desvalorização cambial;
- Aumento do déficit fiscal e redução da capacidade da Administração Pública de realizar investimentos, realizar pagamentos e contratar serviços ou adquirir bens;
- Diminuição da liquidez disponível no mercado internacional e/ou brasileiro; e
- Atrasos em processos judiciais, arbitrais e/ou administrativos, sobretudo aqueles que não são eletrônicos.

Sendo assim, a ocorrência de tais eventos e o prazo pelo qual perdurarem podem ter um efeito adverso relevante na economia global e/ou na economia brasileira, e impactar a liquidez e o valor de mercado das ações da Companhia, além de gerar uma possível queda da arrecadação no país e uma elevação da demanda por gastos públicos em setores fundamentais, cenário em que podem ser promovidas alterações legislativas para impor, ainda que temporariamente, tratamento tributário mais oneroso às atividades da Companhia.

4.2 Indicação dos 5 (cinco) principais fatores de risco

4.2. DESCRIÇÃO DOS 5 (CINCO) PRINCIPAIS FATORES DE RISCO

A Companhia apresenta abaixo os cinco principais fatores de risco, dentre aqueles enumerados no item 4.1 deste Formulário de Referência, independentemente da categoria em que estejam inseridos:

- A Companhia e suas subsidiárias possuem passivos significativos e podem não ser capazes de alongar o prazo e vencimento das dívidas, refinar a sua dívida atual e/ou obter novos empréstimos e financiamentos e custos atrativos.
- As estimativas de reservas e de recursos contingentes de gás natural e óleo da Companhia envolvem um grau significativo de incertezas e estão baseadas em premissas que podem não ser precisas.
- A imprevisibilidade dos acionamentos de determinada usina na forma de despacho, do Operador Nacional do Sistema Elétrico ("ONS"), pode afetar negativamente tanto a geração de caixa por receita variável das usinas movidas a gás natural quanto o nível de consumo das reservas dos campos de gás natural da Companhia, podendo afetar adversamente os resultados financeiros e operacionais da Companhia.
- A construção, operação e ampliação das instalações e equipamentos de geração de energia elétrica e exploração, desenvolvimento e produção de gás natural da Companhia envolvem riscos significativos que podem ensejar perda de receita ou aumento de despesas.
- O desenvolvimento de novos projetos de geração de energia elétrica da Companhia depende, além da demanda de energia, do cenário futuro de preços da energia elétrica e, ainda, da regulação e evolução tecnológica, que poderá diferir significativamente do cenário atual de mercado.

4.3 Descrição dos principais riscos de mercado

4.3. DESCRIÇÃO DOS PRINCIPAIS RISCOS DE MERCADO

Além dos riscos indicados no item “4.1 - Descrição dos fatores de risco” deste Formulário de Referência, a Companhia está exposta a riscos de mercado decorrentes das suas atividades, envolvendo, principalmente, riscos relacionados a taxa de inflação e juros flutuantes, taxa de câmbio, variação de preços de *commodities* e do mercado de energia elétrica, liquidez, crédito e estrutura de capital.

Risco de taxa de inflação e juros flutuantes

A elevação das taxas básicas de juros estabelecidas pelo Banco Central do Brasil poderá ter impacto adverso no resultado da Companhia na medida em que pode inibir o crescimento econômico do país e, conseqüentemente, do setor elétrico. Ressalte-se também que a Companhia e suas controladas possuem empréstimos, financiamentos e debêntures indexados a taxas de juros pós-fixadas (DI, IPCA, TJLP e Euribor) ficando, portanto, os fluxos de pagamento dessas dívidas expostos às flutuações das taxas de juros. Diante desse cenário, a Companhia está exposta a um risco financeiro associado a taxas flutuantes que pode elevar o valor futuro de seus passivos financeiros.

Em 31 de dezembro de 2025, 99,9% do saldo consolidado de empréstimos e financiamentos e debêntures era indexado a juros pós-fixados, como a taxa de depósitos interbancários ("DI"), a taxa de juros do longo prazo do BNDES ("TJLP"), a Taxa Interbancária Europeia ("EURIBOR") ou indexado à taxa de inflação medida pelo IPCA.

O montante de empréstimos e financiamentos e debêntures da Companhia em 31 de dezembro de 2025 (i) corrigidos pela taxa DI era de R\$ 3.169,5 milhões; (ii) corrigidos pela TJLP, era de R\$ 12,3 milhões; (iii) corrigidos pela EURIBOR, era de R\$ 117,0 milhões; e (iv) indexados ao IPCA, era de R\$ 16.714,8 milhões. O saldo de depósitos vinculados a esses empréstimos, financiamentos e debêntures teve saldo de R\$ 409,0 milhões em 31 de dezembro de 2025.

Com a finalidade de verificar a sensibilidade dos indexadores das dívidas aos quais a Companhia estava exposta, foram definidos três diferentes cenários. Como cenário provável, a Companhia utilizou projeções de mercado para estimar quais seriam as despesas financeiras brutas para os próximos 12 meses. Como cenários alternativos, a Companhia calculou qual seria a perda financeira para os próximos 12 meses caso as curvas de TJLP, CDI, IPCA e EURIBOR fossem deslocadas em 25% e 50%, respeitando os prazos de pagamento de cada linha.

	Cenário provável	Cenário I (alta 25%)	Cenário II (alta 50%)
Risco de fluxo de caixa			
Passivo indexado à TJLP	862	1.120	1.311
Passivo indexado ao CDI	561.010	709.796	830.893
Passivo indexado ao IPCA	1.571.399	1.719.205	1.901.232
Passivo indexado à Euribor	3.137	3.740	4.323
	2.136.408	2.433.861	2.737.759
Aumento da despesa financeira esperada		297.453	601.351

Em janeiro de 2026, a Companhia decidiu pela quitação antecipada do financiamento que possuía indexação à Euribor.

Risco de taxas de câmbio

4.3 Descrição dos principais riscos de mercado

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.

Os riscos associados à taxa de câmbio são: 1) empréstimo em moeda estrangeira; 2) operação de compra e venda de energia em dólar; 3) investimentos em CAPEX; e 4) Receitas de operações de vendas SSLNG.

Risco de variação de preços de *commodities*

A Companhia possui receitas e custos variáveis de usinas termelétricas indexados ao preço de *commodities*, predominantemente carvão (CIF ARA) e petróleo (Brent).

As usinas termelétricas a carvão, Itaqui e Pecém II, importam carvão mineral, no mercado *spot*, para compor os estoques necessários para a geração de energia. E a usina termelétrica a gás Porto do Sergipe I importa GNL, em compromisso de longo prazo, com preço indexado ao Brent.

A estrutura contratual do Contrato de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado ("CCEAR") dessas usinas prevê o repasse do custo com a *commodity* na receita variável (como um dos componentes dessa receita). Dessa forma, há o risco de descasamentos temporais de preços relativos ao período entre a compra das *commodities* e o seu repasse na remuneração da geração de energia.

Com relação ao gás natural consumido pelas térmicas do Complexo Parnaíba, ele é produzido pela própria Eneva através dos ativos do segmento de *Upstream*. Além disso, para o segmento de SSLNG, a Companhia possui contratos firmes de venda de gás com preço indexado ao Brent.

Risco de variação dos preços de mercado de energia elétrica

A Companhia e suas controladas operam no mercado de compra e venda de energia elétrica, com objetivo de alcançar resultados com as variações do preço de energia. Essa atividade expõe a Companhia e suas controladas ao risco do preço futuro da energia.

As operações de compra e venda de energia para entrega futura são reconhecidas pelo valor justo por meio do resultado, apurado pela diferença entre o preço contratado e o preço de mercado futuro estimado pela Companhia. O valor justo dos contratos de energia estimado de ativos e passivos financeiros da Companhia é determinado por meio de informações disponíveis no mercado e metodologias aplicáveis de avaliação, exigindo julgamento na interpretação dos dados de mercado para produzir a estimativa do valor de realização mais adequado.

	Técnica de valorização	Dados não observáveis	Valor justo dos contratos de comercialização de energia	2025 ¹	Sensibilidade dos inputs ao valor justo
Ativos financeiros	Método de fluxo de caixa descontado	Preço projetado de energia	4.026.719	+10%	5.148.195
				-10%	2.905.243
Passivo financeiros	Método de fluxo de caixa descontado	Preço projetado de energia	(3.026.620)	+10%	(4.245.687)
				-10%	(1.807.554)

(1) Esse cenário de variação de 10% representa uma flutuação considerada razoável pela Companhia, tomando como base o histórico de negociações firmados em condições similares de mercado.

Risco de liquidez

Risco de liquidez é a possibilidade de a entidade não conseguir honrar suas obrigações financeiras quando elas vencem, sem incorrer em perdas significativas.

4.3 Descrição dos principais riscos de mercado

Passivos	Até 6 meses	De 6 a 12 meses	De 1 a 2 anos	De 2 a 5 anos	Mais de 5 anos	Total
Fornecedores	208.026	1.795.434	540.396	-	-	2.543.856
Valor justo dos contratos de energia	572.682	816.849	1.475.947	518.313	33.847	3.417.638
Empréstimos e financiamentos	247.775	271.077	565.020	2.885.270	7.304.537	11.273.679
Debêntures	587.056	985.141	1.894.360	10.383.663	12.249.898	26.100.118
Antecipação de recebíveis futuros	617.381	645.665	1.172.270	2.165.044	-	4.600.360
Operações comerciais com partes relacionadas	-	19.818	179	-	-	19.997
Instrumentos financeiros derivativos	17.804	30.236	56.618	127.370	(27.058)	204.970
Contas a pagar – setor elétrico	-	95.667	-	-	-	95.667
Pesquisa e desenvolvimento – setor elétrico	-	153.890	-	-	-	153.890
Arrendamento	200.819	199.892	748.544	1.039.800	4.316.026	6.505.081
Total geral	2.451.543	5.013.669	6.453.334	17.119.460	23.877.250	54.915.256

Risco de crédito

O risco de crédito decorre da possibilidade da Companhia e de suas controladas sofrerem perdas em função da inadimplência de suas contrapartes, de instituições financeiras depositárias de recursos ou de investimentos e instrumentos financeiros. Esse fator de risco pode ser oriundo de operações comerciais e financeiras.

Posições do risco de crédito	2025
Caixa e equivalente de caixa	2.148.312
Títulos e valores mobiliários	502.564
Contas a receber	2.609.410
Valor justo dos contratos de comercialização de energia	4.026.719
Depósito vinculado sobre empréstimos e debêntures	409.051
Total	9.696.056

Risco de estrutura de capital

A estrutura de capital da Eneva está sujeita a riscos relacionados à manutenção de níveis adequados de alavancagem, especialmente em função do seu ciclo contínuo de investimentos e da execução de projetos de expansão e eventuais aquisições, que podem demandar captação adicional de recursos. Embora a Companhia busque alongamento de prazo e diversificação de fontes de financiamento, não há garantia de que conseguirá acessar o mercado de capitais ou instituições financeiras em condições favoráveis, ou no volume e prazo necessários. Adicionalmente, variações nas taxas de juros, inflação e indicadores macroeconômicos podem elevar o custo da dívida, impactando o resultado financeiro e a geração de caixa. A Companhia também está sujeita ao cumprimento de obrigações contratuais e índices financeiros (“*covenants*”), cujo eventual descumprimento poderá antecipar vencimentos ou restringir sua flexibilidade financeira. A capacidade de desalavancagem depende, entre

4.3 Descrição dos principais riscos de mercado

outros fatores, da geração de caixa operacional, da estabilidade das receitas contratadas e do desempenho de seus ativos, podendo ser adversamente afetada por condições de mercado, fatores regulatórios e operacionais.

4.4 Processos não sigilosos relevantes

4.4. PROCESSOS NÃO SIGILOSOS RELEVANTES

Na data deste Formulário de Referência, a Companhia e suas controladas eram partes em processos judiciais e administrativos de natureza tributária, trabalhista, ambiental e cível.

Na opinião da administração da Companhia, são considerados relevantes no aspecto financeiro os processos judiciais e administrativos contenciosos que possam impactar de forma significativa sua situação financeira e patrimonial, considerando montantes superiores a R\$ 50 milhões, ou que envolvam matérias que, caso decididas desfavoravelmente à Companhia, podem impactar adversamente e de forma relevante as suas operações ou imagem da Companhia.

A análise do prognóstico do risco processual, assim como o cálculo dos valores a serem provisionados, refletem a melhor expectativa de perda nas ações judiciais de natureza cível, e foram realizadas pelos advogados externos da Companhia, responsáveis pela condução/gerenciamento desses processos.

(i) Tributário

Na data deste Formulário de Referência, a Companhia e suas controladas eram parte de processos administrativos e judiciais de natureza tributária, sendo os seguintes relevantes:

Processo Administrativo nº 10380.730259/2018-42	
a. juízo	Conselho Administrativo de Recursos Fiscais
b. instância	2ª instância administrativa
c. data de instauração	22/12/2018
d. partes no processo	Autora: Secretaria da Receita Federal do Brasil Ré: Itaqui Geração de Energia S.A. (“Itaqui”)
e. valores, bens ou direitos envolvidos	Prejuízos fiscais de R\$ 195.261.180,72 (atualizado até 31 de dezembro de 2025) que poderão ser glosados caso mantido o entendimento da Receita Federal.
f. principais fatos	Auto de infração lavrado para glosar despesas supostamente desnecessárias lançadas na conta “6.3.50.41.9010114 – OUTRAS DESP FINANC-HEDGE LIQUIDAÇÃO”, as quais seriam indedutíveis. De acordo com a autoridade fiscal, não houve comprovação do caráter de cobertura (<i>hedge</i>) de determinada operação contratada para fazer frente a um empréstimo em moeda estrangeira não concretizado. Além disso, a autoridade fiscal alega que a empresa não comprovou as despesas lançadas na “Linha 47 - Outros custos”, da Ficha 04A da Declaração de Imposto de Renda da Pessoa Jurídica. Em janeiro de 2019 foi protocolada Impugnação por Itaqui. A impugnação foi julgada desfavoravelmente. Em julho daquele ano, a empresa apresentou Recurso Voluntário ao CARF. Em abril de 2020, foi publicada decisão determinando a conversão do julgamento em diligência. Após serem remetidos à divisão de fiscalização da Delegacia da Receita Federal em São Luís, foi elaborado novo relatório com a conclusão da diligência fiscal, tendo a Empresa apresentado sua manifestação.Em fevereiro de 2026, o CARF negou provimento ao Recurso Voluntário da Itaqui. Aguarda-se a intimação da Empresa para apresentar o recurso administrativo cabível.

4.4 Processos não sigilosos relevantes

g. resumo das decisões de mérito proferidas	Em janeiro de 2019, foi protocolada Impugnação por Itaqui. Em 26 de abril de 2019, a impugnação foi julgada desfavoravelmente. Em fevereiro de 2026, o CARF negou provimento ao Recurso Voluntário.
h. estágio do processo	Negado provimento ao Recurso Voluntário. Aguarda-se a intimação da Empresa para apresentar o recurso administrativo cabível.
i. chance de perda	Possível, não requerendo constituição de provisão para contingência, por se tratar de glosa de prejuízo fiscal (sem crédito tributário constituído) e pelo fato de que a discussão está no âmbito administrativo ainda sujeita a revisão na esfera judicial.
j. motivo pelo qual o processo é considerado relevante	A relevância do processo se justifica pelo valor envolvido. Contudo, importante mencionar que em caso de decisão desfavorável, os efeitos estariam restritos a ajuste fiscal, não havendo, assim, impacto no caixa da companhia.
k. análise do impacto em caso de perda	Em caso de decisão final desfavorável, a Companhia perderá o direito a compensar futuros lucros fiscais com o montante de prejuízo fiscal e base de cálculo negativa da CSL glosada pelas autoridades fiscais, no montante de R\$ 95.261.180,72. Importante reiterar a informação de que não há crédito tributário constituído sobre referido prejuízo fiscal. Em caso de decisão final desfavorável, o efeito seria de baixa de aproximadamente R\$ 195.261.180,72 milhões de prejuízo fiscal e base de cálculo negativa da CSL nos controles fiscais auxiliares (ECF), sem desembolso e impacto no caixa da Companhia.

Ação Popular nº 0659761-24.2020.8.04.0001	
a. juízo	Vara Especializada da Dívida Ativa do Estado do Amazonas
b. instância	1ª instância
c. data de instauração	12/05/2020
d. partes no processo	Autor: José Artagnan Aguiar Portela Réus: Estado do Amazonas, Wilson Miranda Lima (governador do Estado do Amazonas) e a Companhia.
e. valores, bens ou direitos envolvidos	Foi dado a causa o valor de R\$10.000,00 (dez mil reais) para fins meramente fiscais. O direito envolvido consiste na aplicação do regime de tributação diferenciado de ICMS criado pelo Estado do Amazonas em 2019 para as operações do gás natural extraído da bacia sedimentar do Amazonas, estabelecido nos termos do Decreto/AM nº 40.704/2019.
f. principais fatos	Ação ajuizada com pedido de tutela de urgência objetivando a anulação do Decreto nº 40.704/2019, do Estado do Amazonas, que excluiu o gás natural extraído da bacia sedimentar do Amazonas do regime de substituição tributária do art. 110, § 9º do Regulamento do ICMS do Estado do Amazonas. Alega o autor que o Decreto afrontaria princípios de isonomia, impessoalidade e que teria concedido benefícios fiscais para a operação da Eneva no Estado do Amazonas. Diante desses argumentos e premissas, o autor da ação entende que o regime diferenciado não poderia ter sido instituído por Decreto do governador. A Eneva apresentou contestação tempestiva em 10 de junho de 2020. O Estado do Amazonas apresentou contestação tempestiva em 06 de agosto de 2020, através da qual requereu a extinção da ação sem julgamento do mérito. Em 24 de agosto de 2020,

4.4 Processos não sigilosos relevantes

	a Eneva apresentou nos autos petição informando o julgamento do processo nº 12.420/2019 pelo TCE/AM, que reconheceu a legalidade do Decreto nº 40.709/2019, do Estado do Amazonas. Em 21 de setembro de 2022, foi proferido despacho intimando as partes a especificarem as provas que pretendem produzir. Em junho de 2025, foi proferida decisão que saneou o feito, concluindo se tratar de discussão de direito e solucionável a partir das provas exclusivamente documentais já constantes no processo.
g. resumo das decisões de mérito proferidas	Não foram proferidas decisões de mérito.
h. estágio do processo	O processo está pendente de prolação de sentença.
i. chance de perda	Possível, não requerendo constituição de provisão para contingência, por se tratar de discussão sobre regime tributário.
j. motivo pelo qual o processo é considerado relevante	A relevância do processo se justifica em virtude de possível impacto na operação.
k. análise do impacto em caso de perda	Em caso de decisão final desfavorável, a Companhia deverá reavaliar a incidência do ICMS nas operações do Amazonas, de modo a preservar os interesses da Companhia.

Embargos à Execução Fiscal nº 0805143-07.2020.4.05.8100	
a. juízo	20ª Vara Federal da Seção Judiciária do Ceará/JFCE
b. instância	1ª instância
c. data de instauração	22/04/2020
d. partes no processo	Autor: CGTF – Central Geradora Termelétrica Fortaleza Réu: Fazenda Nacional
e. valores, bens ou direitos envolvidos	R\$ 113.753.437,72, atualizado até 31 de dezembro de 2025.
f. principais fatos	Embargos à Execução Fiscal ajuizados pela CGTF visando o cancelamento da Execução Fiscal por meio da qual a União Federal exige PIS e COFINS supostamente recolhidos a menor em novembro de 2003 a novembro de 2004. A controvérsia se refere à aplicação do regime cumulativo do PIS e da COFINS às receitas decorrentes do contrato de venda de energia elétrica a preço predeterminado, celebrado entre a CGTF e a COELCE – Companhia Elétrica do Ceará em 31 de agosto de 2001 (com Aditivos em 27 de dezembro de 2001 e 22 de fevereiro de 2002). Na defesa a CGTF demonstra, em síntese, que as receitas provenientes da venda de energia à COELCE deveriam ser apuradas pelo regime cumulativo, como de fato o foram, pois o Contrato foi celebrado antes de 31 de outubro de 2003, com vigência superior a um ano e sob preço predeterminado, sem que os reajustes posteriores descaracterizassem tal circunstância, à luz da legislação vigente à época dos fatos geradores (2004) e conforme reconhecido pela própria Agência Nacional de Energia Elétrica (“ANEEL”) ao se pronunciar sobre a matéria através do Ofício nº 1.431/2006-SFF/ANEEL. Em 23 de março de 2021, o juiz deferiu a prova técnica de engenharia elétrica requerida pela CGTF e, após, as partes apresentaram quesitos e assistente técnico. Em 05 de setembro de 2024, foi proferida decisão acolhendo o endosso à apólice de seguro

4.4 Processos não sigilosos relevantes

Embargos à Execução Fiscal nº 0805143-07.2020.4.05.8100	
	garantia apresentada pela CGTF e determinando o sobrestamento da execução fiscal até o julgamento dos embargos à execução.
g. resumo das decisões de mérito proferidas	Não foram proferidas decisões de mérito.
h. estágio do processo	Após terem as partes apresentado nos autos seus quesitos e assistente técnico para acompanhar a perícia deferida, aguarda-se a nomeação do perito.
i. chance de perda	Possível, não requerendo constituição de provisão para contingência.
j. motivo pelo qual o processo é considerado relevante	A relevância do processo se justifica em virtude do valor envolvido.
k. análise do impacto em caso de perda	Em caso de decisão final desfavorável, a garantia apresentada em juízo será executada e qualquer impacto financeiro à Companhia será objeto de indenização contra os antigos acionistas.

(ii) Cível

Na data deste Formulário de Referência, a Companhia e suas controladas eram parte de processos judiciais de natureza cível, sendo os seguintes relevantes:

Ação Ordinária nº 0043145-38.2014.4.01.3400	
a. juízo	7ª Vara Federal da Seção Judiciária do Distrito Federal
b. instância	2ª instância
c. data de instauração	25/06/2014
d. partes no processo	Autoras: Pecém II Geração de Energia S.A (" <u>Pecém II</u> "); Parnaíba Geração e Comercialização de Energia S.A. (" <u>Parnaíba I</u> "); e Parnaíba II Geração de Energia S.A. (" <u>Parnaíba II</u> ") Ré: Agência Nacional de Energia Elétrica ("ANEEL")
e. valores, bens ou direitos envolvidos	Ilíquido.
f. principais fatos	Trata-se de ação ordinária com pedido de antecipação de tutela a fim de que a ANEEL se abstenha de calcular taxas de indisponibilidade de geração de energia das usinas autoras com base nas horas de inatividade (evitando, conseqüentemente, que as Autoras tenham que suportar qualquer obrigação de pagar, ou de receber receitas com desconto, com base em cálculo do período de indisponibilidade operacional permitida à base horária), garantindo-lhes a aferição em linha com o disposto na Resolução 169 da ANEEL. Além disso, as Autoras objetivam: (i) a declaração da ilegalidade da forma de contabilização da indisponibilidade operacional das usinas autoras à base horária (ou qualquer outra senão aquela prevista na Resolução nº 169/2005 da ANEEL); (ii) o reconhecimento da correção da apuração da indisponibilidade da geração de energia levando-se em conta a média dos últimos 60 meses; e (iii) a condenação da ANEEL para determinar à CCEE que promova os

4.4 Processos não sigilosos relevantes

	cálculos das taxas de indisponibilidades operacionais com base na média de produção de energia dos últimos 60 meses, inclusive de forma retroativa.
g. resumo das decisões de mérito proferidas	A ação foi julgada procedente, para determinar que a ANEEL se abstenha de calcular a taxa de indisponibilidade energética com base horária, com reflexo nas receitas e cobranças daí decorrentes, aplicando-se a média dos últimos sessenta meses do período de disponibilidade operacional, nos termos do artigo 5º, par. único, III da resolução n. 169/2005.
h. estágio do processo	Aguarda-se o julgamento da apelação interposta pela ANEEL.
i. chance de perda	Remota.
j. motivo pelo qual o processo é considerado relevante	A relevância do processo se justifica em virtude de possível impacto operacional.
k. análise do impacto em caso de perda	Caso haja decisão final de mérito desfavorável para a Companhia, a CCEE poderá calcular o valor de ressarcimento por indisponibilidade operacional considerando dois critérios: a) a média móvel dos últimos 60 meses; e b) apuração horária das indisponibilidades. Assim, realizado tal cálculo, as Autoras poderão efetuar o pagamento da diferença de ressarcimento apurado entre essas duas metodologias, observado que as Autoras já realizaram o pagamento do ressarcimento com base na média móvel dos 60 meses. No estágio atual do processo não é possível apurar eventual impacto financeiro para a Companhia, o qual poderá ser significativamente maior do que o valor da causa.

Ação Ordinária nº 0000184-82.2014.4.01.3400

a. juízo	15ª Vara Federal da Seção Judiciária do Distrito Federal
b. instância	2ª instância
c. data de instauração	07/01/2014
d. partes no processo	Autoras: Itaqui e Usina Termelétrica Porto do Pecém Geração de Energia S.A. ("Porto do Pecém") Réis: ANEEL e CCEE
e. valores, bens ou direitos envolvidos	Ilíquido.
f. principais fatos	Trata-se de ação ordinária com pedido de antecipação de tutela a fim de que a ANEEL se abstenha de calcular taxas de indisponibilidade de geração de energia das usinas autoras com base nas horas de inatividade (evitando, consequentemente, que as Autoras tenham que suportar qualquer obrigação de pagar, ou de receber receitas com desconto, com base em cálculo do período de indisponibilidade operacional permitida à base horária), garantindo-lhes a aferição em linha com o disposto na Resolução 169 da ANEEL. Além disso, as autoras objetivam: (i) a declaração da ilegalidade da forma de contabilização da indisponibilidade operacional das usinas autoras à base horária (ou qualquer outra senão aquela prevista na Resolução nº 169/2005 da ANEEL); (ii) o reconhecimento da correção da apuração da disponibilidade da geração de energia levando-se em conta a média dos últimos 60 meses; e (iii) a condenação da ANEEL para determinar à CCEE que promova os

4.4 Processos não sigilosos relevantes

	cálculos das taxas de indisponibilidade operacional com base na média dos últimos 60 meses, inclusive de forma retroativa.
g. resumo das decisões de mérito proferidas	A ação foi julgada parcialmente procedente, para determinar que a ANEEL se abstenha de calcular a taxa de indisponibilidade energética das usinas autoras com base horária, com reflexo nas receitas e cobranças daí decorrentes, aplicando-se a média dos últimos sessenta meses, nos termos do artigo 5º, par. único, III da resolução nº 169/2005.
h. estágio do processo	A Companhia interpôs recurso de apelação requerendo a reforma parcial da sentença, para que a ANEEL seja condenada a determinar que a CCEE promova os cálculos das taxas de indisponibilidades operacional das usinas com base na média de horas dos últimos 60 meses. A ANEEL, por sua vez, apresentou apelação requerendo a reforma integral da sentença. Atualmente, aguarda-se o julgamento de ambos os recursos de apelação.
i. chance de perda	Remota.
j. motivo pelo qual o processo é considerado relevante	A relevância do processo se justifica em virtude de possível impacto operacional.
k. análise do impacto em caso de perda	Caso haja decisão final de mérito desfavorável, a CCEE calculará o valor de ressarcimento por indisponibilidades considerando dois critérios: a) a média móvel dos últimos 60 meses; e b) apuração horária das indisponibilidades. Assim, realizado tal cálculo, as Autoras deverão efetuar o pagamento da diferença de ressarcimento apurado entre essas duas metodologias, observado que as Autoras já realizaram o pagamento do ressarcimento com base na média móvel dos 60 meses. No estágio atual do processo não é possível apurar eventual impacto financeiro para a Companhia no caso de decisão desfavorável, o qual poderá ser significativamente maior do que o valor da causa.

Ação Ordinária nº 1078755-27.2014.8.26.0100

a. juízo	38ª Vara Cível da Comarca de São Paulo – SP
b. instância	1ª instância
c. data de instauração	20/08/2014
d. partes no processo	Autora: Montcalm Montagens Industriais S.A. ("Montcalm") Rés: Porto do Pecém; MABE Construção e Administração de Projetos Ltda. ("MABE"); Companhia; e EDP Energias do Brasil S.A. ("EDP")
e. valores, bens ou direitos envolvidos	R\$ 186.583.277,70, atualizado até 31 de dezembro de 2025.
f. principais fatos	Ação de rito ordinário com pedido liminar de antecipação dos efeitos da tutela, na qual a Autora requer liminarmente que seja determinado: (i) o bloqueio de contas correntes e ativos financeiros das Rés, bem como suspensão dos repasses dos valores à Usina Pecém pelo BID e pelo BNDES até o limite de R\$ 41.781.720,59, por valores supostamente devidos por serviços prestados (montagem eletromecânica, instalação de equipamentos e tubulação da planta elétrica e pintura especializada); (ii) o levantamento de R\$ 11.759,293,50 em favor da Autora; (iii) em caso de descumprimento da decisão liminar,

4.4 Processos não sigilosos relevantes

	requer seja aplicada multa diária não inferior a R\$ 100.000,00; (iv) a baixa da garantia consubstanciada na Carta de Fiança nº 100412080083300 no valor de R\$ 10.508.828,11, bem como seja determinada a expedição de mandado de levantamento em favor da Montcalm dos valores depositados nos autos da cautelar nº 2117152-50.2014.8.26.0000, processo originário de segundo instância incidental à cautelar preparatória nº 1065839-58.2014.8.26.0100, proposta pela Montcalm contra a Mabe para executar carta de fiança bancária dada pela Montcalm em garantia ao cumprimento de certas obrigações decorrentes do contrato de montagem de empreendimento da Usina Porto de Pacém; e (v) indenização por alegados danos. O pedido de antecipação de tutela foi indeferido em 30 de setembro de 2014. Em abril de 2015 foram apresentadas as contestações das Rés e a reconvenção da MABE (descrita abaixo). Reconvenção nº 1039628-48.2015.8.26.0100 apresentada pela MABE para requerer indenização por perdas e danos supostamente causados pela Montcalm que somam o valor de R\$ 20.000.000,00.
g. resumo das decisões de mérito proferidas	Nos autos da ação ordinária, o pedido de tutela de urgência foi indeferido em setembro de 2014. Contra essa decisão, a Montcalm interpôs agravo de instrumento, o qual foi desprovido. Os Réus apresentaram em abril de 2015 contestação e a MABE apresentou reconvenção para condenar a Montcalm a pagar: (i) R\$ 19.836.328,32 a título de danos materiais; e (ii) indenização por perdas e danos a serem apuradas em Perícia. Em novembro de 2016, foi determinado a suspensão da ação ordinária até o retorno da ação cautelar ao Juízo de origem. Nos autos da ação cautelar foi requerida a suspensão da execução da fiança dada em garantia. Em julho de 2014, foi proferida sentença de extinção do processo sem resolução do mérito. A Montcalm interpôs recurso de apelação. Em decisão colegiada, o Tribunal de Justiça anulou a sentença e determinou o retorno dos autos à origem para realização da instrução probatória. A MABE opôs embargos de declaração, os quais foram rejeitados. A MABE interpôs recurso especial, o qual foi inadmitido. Contra a decisão de inadmissibilidade, a MABE interpôs agravo em recurso especial, o qual foi conhecido para negar provimento ao recurso especial. A MABE opôs embargos de declaração que foram recebidos como agravo interno no agravo em recurso especial. O agravo interno foi conhecido para tornar sem efeito a decisão agravada, para conhecer o agravo e dar parcial provimento ao recurso especial determinando o retorno dos autos à Corte de origem a fim de que proceda a novo julgamento dos embargos de declaração e determinar a remessa dos autos ao TJSP para que se manifeste sobre pedido de prova testemunhal e documental. A Montcalm opôs embargos de declaração, os quais foram rejeitados. Em junho de 2018, no TJSP, após a baixa dos autos para novo julgamento dos embargos de declaração, estes foram rejeitados. A MABE interpôs novamente recurso especial, o qual foi inadmitido. A MABE interpôs agravo em recurso especial. Ainda no TJSP, a Montcalm apresentou petição requerendo a substituição do valor de R\$ 6.432.500,00 (carta de fiança) pelo imóvel de matrícula nº 137.462. Em março de 2019, o Ministro relator conheceu o agravo em recurso especial e negou seguimento ao recurso especial. Contra essa decisão, a MABE opôs embargos de declaração. O Ministro relator proferiu decisão se declarando impedido e julgando prejudicados os embargos de declaração. O agravo em recurso especial foi redistribuído ao Ministro Moura Ribeiro. Em setembro de 2021, o agravo da MABE foi conhecido para determinar a autuação do recurso especial. Em fevereiro de 2023, o recurso especial foi reconhecido em parte e nessa extensão negado provimento. Contra essa decisão, a MABE opôs embargos de declaração, os quais foram rejeitados. Em maio de 2023, a MABE interpôs agravo interno. Em agosto

4.4 Processos não sigilosos relevantes

	de 2024, o agravo interno foi desprovido. Contra essa decisão, a MABE opôs embargos declaração, os quais não foram providos. Em seguida, os autos foram remetidos ao TJSP para que supra as omissões apontadas pela Mabe. Em dezembro de 2024, foi proferida decisão intimando as partes a apresentarem um breve relato da demanda, indicarem provas e eventual interesse em audiência de conciliação. Em dezembro de 2025, foi proferida decisão rejeitando as preliminares de ilegitimidade da Companhia, Porto do Pecém e EDP. Em seguida, foi interposto agravo de instrumento em face da decisão. Foi concedido o efeito suspensivo requerido para suspender o curso do processo até o julgamento do agravo de instrumento.
h. estágio do processo	Processo suspenso em razão de liminar concedida no TJSP.
i. chance de perda	Possível.
j. motivo pelo qual o processo é considerado relevante	A relevância do processo se justifica pelo valor envolvido.
k. análise do impacto em caso de perda	Perda possível para a ação principal, no valor constante do item “e”. Em relação à reconvenção, a chance de êxito é possível para o recebimento dos valores exigidos. Em caso de perda, a Companhia terá que efetuar o reembolso do valor das custas judiciais, despesas com perito do juízo, além de honorários sucumbenciais.

Ação Ordinária nº 1109675-81.2014.8.26.0100	
a. juízo	20ª Vara Cível da Comarca de São Paulo/SP
b. instância	1ª instância
c. data de instauração	31/10/2014
d. partes no processo	Autora: Montcalm Montagens Industriais S.A. (“Montcalm”) Rés: Pecém II Geração de Energia S.A.; MABE Construção e Administração de Projetos Ltda. (“MABE”); Companhia; e EDP Energias do Brasil S.A. (“EDP”)
e. valores, bens ou direitos envolvidos	R\$ 83.205.434,82, atualizado até 31 de dezembro de 2025.
f. principais fatos	Trata-se de Ação Condenatória ajuizada por Montcalm Montagens Industriais S/A. em face de MABE CONSTRUÇÃO E ADMINISTRAÇÃO DE PROJETOS LTDA., PÉCÉM II GERAÇÃO DE ENERGIA S.A., ENEVA S.A. e EDP ENERGIAS DO BRASIL S.A.. Durante a realização dos serviços previstos no Contrato entre as partes, a Mabe introduziu diversas alterações na quantidade e prazos de execução dos serviços objeto do escopo contratual e, por meio de sua gestão, causou inúmeras alterações no ambiente da obra. Disso decorreu a necessidade de extensão do prazo contratual, implicando prejuízos e custos adicionais não previstos. Dos pedidos da parte autora: (i) liminarmente o Autor pleiteia o bloqueio de contas correntes e ativos financeiros dos Réus, até o limite de R\$ 19.212.980,19; (ii) ainda em sede de liminar, o levantamento de R\$ 3.496.401,49 em favor da Montcalm; (iii) no mérito pleiteia a condenação dos réus ao pagamento de R\$ 19.212.980,19 e devolução de valores retidos a título de indenização; (iv) indenização por danos morais.

4.4 Processos não sigilosos relevantes

	Em sede de contestação, alegamos ilegitimidade passiva da Pecém II, bem como ausência de sucessão empresarial e ausência de vínculo contratual e responsabilidade solidária. Há pedido reconvenicional da Mabe para requerer indenização por perdas e danos sofridos no valor histórico de 4.861.270,10.
g. resumo das decisões de mérito proferidas	Foi proferida, em julho de 2021, sentença de mérito pela 20ª Vara Cível da Comarca de São Paulo. Na referida decisão, o juízo julgou improcedente a reconvenção e parcialmente procedente a ação principal para condenar as rés ao pagamento do montante de R\$ 9.926.125,98, referente à retenção de valores, custos relacionados aos <i>Change Work Requests</i> ("CWRs"), custos indiretos e custos decorrentes de greve. Contra a sentença, PECÉM II, EDP, MABE e a Companhia interpuseram recursos de apelação. Em agosto de 2022, o Tribunal de Justiça do Estado de São Paulo deu provimento aos recursos, para anular a sentença e determinar a remessa dos autos ao juízo de origem para reabertura da instrução probatória, reconhecendo a necessidade de melhor produção de provas, inclusive pericial e testemunhal, considerando que a sentença foi proferida antes de concluída a instrução probatória. Na sequência, foram interpostos recursos especiais. Em agosto de 2024, o Superior Tribunal de Justiça deu parcial provimento ao recurso especial interposto pela MABE para determinar o retorno dos autos ao Tribunal de Justiça de São Paulo, a fim de que se manifeste expressamente sobre a alegação de nulidade decorrente da ausência de apreciação dos pedidos de produção de prova testemunhal e documental, em observância ao devido processo legal. Após o retorno dos autos, o Tribunal de Justiça do Estado de São Paulo acolheu os embargos de declaração para sanar omissões apontadas, determinando o prosseguimento do feito com a complementação da produção de prova pericial. Em julho de 2025, foi certificado o trânsito em julgado do acórdão e o perito foi intimado para prestar esclarecimentos ao laudo pericial. Atualmente, o processo encontra-se em fase de instrução, aguardando a apresentação dos esclarecimentos periciais
h. estágio do processo	Instrução probatória
i. chance de perda	Possível
j. motivo pelo qual o processo é considerado relevante	A relevância do processo se justifica pelo valor envolvido.
k. análise do impacto em caso de perda	Perda possível para a ação principal, no valor constante do item "e". Em relação à reconvenção, a chance de êxito é possível para o recebimento dos valores exigidos. Em caso de perda, a Companhia terá que efetuar o reembolso do valor das custas judiciais, despesas com perito do juízo, além de honorários sucumbenciais

Ação Ordinária nº 0077327-79.2016.4.01.3400

a. juízo	7ª Vara Federal de Brasília – DF
b. instância	1ª instância
c. data de instauração	19/12/2016
d. partes no processo	Autoras: Pecém II e Porto do Pecém Ré: ANEEL

4.4 Processos não sigilosos relevantes

e. valores, bens ou direitos envolvidos	R\$ 49.453.507,93, atualizado até 31 de dezembro de 2025.
f. principais fatos	Trata-se de ação ordinária com pedido de tutela antecipada visando o direito de reestabelecimento de equilíbrio econômico-financeiro de Contrato de Comercialização de Energia Elétrica em Ambiente Regulado ("<u>CCEARs</u>") em razão da criação de Encargo Hídrico Emergencial ("<u>EHE</u>") pelo Estado do Ceará. Em vista disso, as Autoras requerem, liminarmente: (a) o repasse, pela ANEEL, do valor cobrado pelo Estado do Ceará, a título de EHE, aos CCEARs, com o aumento do Custo Variável Unitário (CVU) e, por conseguinte, da receita de venda percebida pelas Autoras, no exato montante correspondente ao EHE; a (b) suspensão da aplicação pela ANEEL de quaisquer penalidades por eventual redução e/ou interrupção da geração de energia da usina, em virtude da redução ou interrupção do fornecimento de água, incluindo, mas não se limitando a penalidades por indisponibilidade, suspensão da operação comercial e recomposição de lastro, afastando qualquer suspensão de pagamento da receita fixa a que as Autoras fazem jus, nos termos dos CCEARs" e, no mérito, (a) tornar definitiva a tutela antecipada; (b) declarar a existência de relação jurídica que obrigue a ANEEL a garantir e promover o equilíbrio econômico dos CCEARs celebrados pelas Autoras, condenando a ANEEL, por consequência, a garantir e promover esse equilíbrio no caso, mediante o repasse do valor cobrado pelo - Estado do Ceará a título de EHE aos CCEARs, com o consequente aumento do Custo Variável Unitário (CVU) e, ao final, da receita de venda percebida pelas Autoras, no exato montante correspondente aos valores pagos título de EHE; e (c) condenar a ANEEL a se abster de aplicar às Autoras quaisquer penalidades por eventual redução e/ou interrupção da geração de energia da usina, em virtude da redução ou interrupção do fornecimento de água, incluindo, mas não se limitando à penalidade por indisponibilidade, suspensão da operação comercial e recomposição de lastro, afastando qualquer suspensão de pagamento da receita fixa a que faz jus, nos termos dos CCEARs. Em 01 de setembro de 2020, foi determinada a produção de prova documental suplementar requerida pela Pecém II. Em 13 de outubro de 2020, Pecém II apresentou sua prova documental suplementar, que consiste em parecer elaborado pelo Grupo de Estudos do Setor Elétrico da Universidade Federal do Rio de Janeiro. Em 01 de julho de 2022, Pecém II informou que o Estado do Ceará interrompeu a cobrança do EHE.
g. resumo das decisões de mérito proferidas	Foi proferida decisão em primeiro grau que indeferiu o pedido de tutela antecipada. Após interposição de agravo de instrumento, o Des. Souza Prudente reformou a decisão para acolher o pedido de tutela antecipada. A ANEEL apresentou agravo interno contra a decisão monocrática. Em 24 de abril de 2024, foi proferida sentença julgando improcedentes os pedidos das Autoras. Em 30 de abril de 2024 foi proferida decisão nos autos do agravo de instrumento declarando-o prejudicado em razão da sentença superveniente. Em 02 de maio de 2024, Pecém II interpôs agravo interno contra a decisão e, em 13 de maio de 2024, interpôs apelação nos autos de primeira instância e ajuizou tutela cautelar antecedente no TRF-1, incidental à apelação, para concessão de efeito suspensivo. Em 15 de maio de 2024, o efeito suspensivo foi concedido. Os autos foram distribuídos à 5ª Turma e estão conclusos para decisão.
h. estágio do processo	O processo está em fase recursal.

4.4 Processos não sigilosos relevantes

i. chance de perda	Possível.
j. motivo pelo qual o processo é considerado relevante	A relevância do processo se justifica pela possibilidade de impacto financeiro.
k. análise do impacto em caso de perda	Caso haja decisão final de mérito desfavorável, Pecém II não terá o seu CVU reajustado para considerar o aumento dos seus custos operacionais em decorrência da imposição do EHE, e poderá ter que devolver os valores devidos a título de EHE ao longo do período de vigência da liminar. Em caso de decisão final desfavorável para a Companhia, eventual impacto financeiro deverá ser apurado em fase de liquidação de sentença.

Processo nº 0805670-25.2017.4.05.8500

a. juízo	2ª Vara Federal de Sergipe
b. instância	1ª Instância
c. data de instauração	27/10/2017
d. partes no processo	Autora: Solange Bueno Santos Réus: Petróleo Brasileiro S.A., Agência Nacional do Petróleo -ANP ("ANP"), Pedro Pullen Parente, Assistentes simples: Companhia, União Federal e Parnaíba Gás Natural S.A. ("PGN")
e. valores, bens ou direitos envolvidos	R\$ 227.385.804,55 (valor atribuído à causa pela Autora da ação popular atualizado).
f. principais fatos	Trata-se de ação popular com pedido liminar ajuizada por Solange Bueno Santos em face de Petróleo Brasileiro S.A. (Petrobras), Agência Nacional do Petróleo e Pedro Pullen Parente, por meio da qual requer, liminarmente, a imediata suspensão da venda sem licitação do Campo de Gás de Azulão no Estado do Amazonas e, no mérito, em linhas gerais, (i) a declaração de nulidade do processo de venda sem licitação do Campo de Gás de Azulão; (ii) a condenação dos Réus a se absterem de promover qualquer forma de alienação do referido campo sem o devido procedimento licitatório; e (iii) a condenação de Pedro Pullen Parente a indenizar todos os prejuízos que venham a ser sofridos pela Petrobrás em decorrência da operação de venda do Campo de Gás de Azulão, incluindo os danos sofridos com a venda e os lucros cessantes. Segundo a Autora, a venda do Campo de Gás de Azulão no âmbito da Sistemática de Desinvestimentos da Petrobras não foi precedida de procedimento licitatório necessário. A Companhia e a PARNAÍBA GÁS NATURAL S.A. integram o feito na qualidade de assistentes simples da Petrobras, com o objetivo de demonstrar a regularidade e legalidade do Plano de Desenvolvimento do Campo de Azulão. Em 25 de abril de 2018 foi proferida decisão indeferindo a medida liminar. Apresentada contestação pela Companhia. e pela PGN no dia 25 de maio de 2019. Em 12 de janeiro de 2023, foi distribuído REsp da autora contra o acórdão que negou provimento a seu recurso de apelação.
g. resumo das decisões de mérito proferidas	Em 25 de abril de 2018 foi proferida decisão indeferindo a medida liminar requerida pela autora. Em 25 de maio de 2019, a Companhia e a PGN apresentaram contestação. Em 22 de junho de 2021 foi proferida sentença que julgou improcedente a ação. Em 27 de novembro de 2021, a Autora interpôs recurso de apelação. Em 12 de julho de 2022 foi

4.4 Processos não sigilosos relevantes

	proferido acórdão que negou provimento ao recurso de apelação da autora. Em 12 de agosto de 2022, a Autora interpôs recurso especial. Em fevereiro de 2026. o recurso especial da Autora não foi conhecido.
h. estágio do processo	Aguarda-se o trânsito em julgado.
i. chance de perda	Remota.
j. motivo pelo qual o processo é considerado relevante	A relevância do processo se justifica pelo valor envolvido.
k. análise do impacto em caso de perda	Na eventual hipótese de procedência do pedido, a cessão do Campo de Azulão negociada entre a Petrobras e a Eneva poderá ser declarada nula, o que poderia significar o desfazimento do negócio, com restabelecimento do estado anterior, ou seja, devolução do valor pago à PGN e do ativo à Petrobras.

Processo nº 0600018-49.2022.8.04.7200	
a. juízo	Vara Única da Comarca de Silves/AM
b. instância	1ª Instância
c. data de instauração	03/02/2022
d. partes no processo	Autora: Maria Amélia de Oliveira Cordovil e outrosRéus: Eneva S.A. ("Eneva") e Azulão Geração de Energia S.A. ("Azulão")
e. valores, bens ou direitos envolvidos	Aquisição de imóvel adquirido pela Companhia em Silves, AM. Os autores atribuíram à causa o valor aproximado de 1 bilhão de reais, atualmente objeto de impugnação para que reflita R\$ 400.000,00, correspondente ao valor do contrato de compra e venda objeto da disputa. Aguarda-se decisão sobre a impugnação ao valor da causa e demais questões preliminares.
f. principais fatos	Trata-se de ação anulatória de negócio jurídico c/c cobrança de participação especial no resultado da lavra c/c arbitramento de aluguel pela ocupação do imóvel com pedido de tutela antecipada ajuizada por Maria Amélia de Oliveira Cordovil e outros em face de Eneva S.A e Azulão Geração de Energia por meio da qual os Autores buscam anular a venda do imóvel matrícula nº 856 e todas as averbações e desmembramentos posteriores de um terreno localizado no Município de Silves (AM), comprado pela Companhia, em virtude de supostos vícios de consentimento para a extração de gás natural da propriedade. Alternativamente, caso se entenda por conservar o negócio jurídico realizado entre as Partes, que as Rés sejam condenadas a indenizar em perdas e danos no valor de R\$ 121.237.554,13.Em 29 de junho de 2022 a Eneva apresentou contestação, por meio da qual pugnou, como preliminar de mérito o reconhecimento da incompetência do Juízo de Silves (AM), e, no mérito, a improcedência total da ação, com o consequente reconhecimento da regularidade do contrato de compra e venda. Em 13 de setembro de 2022 foi proferida decisão designando audiência de conciliação para o dia 09 de novembro de 2022, e postergando a análise do pedido liminar para depois da realização da audiência. A audiência de conciliação foi encerrada sem acordo entre as partes. Em 12 de abril de 2024, foi proferido despacho

4.4 Processos não sigilosos relevantes

	intimando as partes a manifestarem sobre as provas que pretendem produzir. Em 14 de maio de 2024, a Eneva e Azulão ratificaram as preliminares suscitadas em contestação e requereram produção de prova oral e pericial. Em 15 de maio de 2024, os Autores peticionaram reiterando o pedido de tutela antecipada, respondida pela Eneva e Azulão em 23 de maio de 2024. Em 19 de julho de 2024, os Autores peticionaram requerendo a tramitação especial do processo, considerando que um dos Autores tem mais de 80 anos. Em 19 de julho de 2025, foi proferida decisão saneadora (i) rejeitando a preliminar de incompetência territorial; (ii) rejeitando a preliminar de ausência de interesse de agir; (iii) rejeitando a impugnação ao valor da causa nesta fase processual, sem prejuízo de revisão posterior para fins de custas finais ou sucumbência; e (iv) indeferindo o pedido de tutela antecipada formulado pelos autores; e (v) determinou a apresentação das declarações de hipossuficiência de alguns dos autores. Em 13 de agosto de 2025, Eneva e Azulão interpuseram agravo de instrumento contra a decisão saneadora com pedido de efeito suspensivo, que foi deferido para suspender a tramitação do processo até o julgamento final do agravo de instrumento.
g. resumo das decisões de mérito proferidas	Em 19 de julho de 2025, foi proferida decisão saneadora: (i) rejeitando a preliminar de incompetência territorial; (ii) rejeitando a preliminar de ausência de interesse de agir; (iii) rejeitando a impugnação ao valor da causa nesta fase processual, sem prejuízo de revisão posterior para fins de custas finais ou sucumbência; (iv) indeferindo o pedido de tutela antecipada formulado pelos autores; e (v) determinou a apresentação das declarações de hipossuficiência de alguns dos autores.
h. estágio do processo	Aguarda-se o julgamento do agravo de instrumento.
i. chance de perda	Possível.
j. motivo pelo qual o processo é considerado relevante	A relevância do processo se justifica pelo valor envolvido no processo.
k. análise do impacto em caso de perda	Na eventual hipótese de procedência do pedido da parte autora, o contrato de compra e venda do terreno poderá ser anulado e a Companhia poderá ter que desembolsar uma quantia significativa para os autores a título de aluguéis e participação especial.

Processo nº 1003040-95.2022.8.26.0100	
a. juízo	2ª Vara de Falências e Recuperações Judiciais do Foro Central da Comarca de São Paulo
b. instância	1ª instância
c. data de instauração	07/01/2022
d. partes no processo	Recuperandas: Método Engenharia S.A. e Método Administração e Participações Ltda. Credoras: Eneva S.A. e Azulão Geração de Energia S.A.
e. valores, bens ou direitos envolvidos	R\$ 60.000.000,00, reconhecidos pela Método Engenharia S.A. por meio de Termo Particular de Confissão de Dívida que integra o plano de recuperação judicial homologado, ao qual a Companhia aderiu na condição de Credor Parceiro, nos termos do PRJ.

4.4 Processos não sigilosos relevantes

f. principais fatos	Trata-se de recuperação judicial requerida por Método Engenharia S.A. e Método Administração e Participações Ltda.
g. resumo das decisões de mérito proferidas	As Recuperandas ajuizaram impugnação de crédito de nº 105151315.2022.8.26.0100 para que fosse determinada a inclusão na relação de credores de crédito quirografário ilíquido em favor das Impugnadas ou, alternativamente, caso não se admita a inclusão de créditos ilíquidos na relação de credores, seja determinada a suspensão do presente feito, até que seja proferida a sentença arbitral no Procedimento Arbitral nº 38/2021/SEC7. Ato subsequente, as Partes apresentaram petição conjunta para extinção do processo, tendo em vista que as Recuperandas renunciaram o direito que baseava a impugnação e confessaram a dívida de R\$ 60.000.000,00. O Plano de Recuperação Judicial foi homologado em 15 de dezembro de 2022 e mantido pelo Tribunal de Justiça de São Paulo nos autos do agravo de instrumento nº 2232190-95.2023.8.26.0000, nos termos da decisão proferida em 06 de janeiro de 2024.
h. estágio do processo	Aguarda-se início do pagamento dos credores.
i. chance de perda	N/A
j. motivo pelo qual o processo é considerado relevante	A relevância do processo se justifica pelo valor envolvido.
k. análise do impacto em caso de perda	N/A

Processo nº 0331504-50.2017.8.19.0001

a. juízo	2ª Vara de Falências e Recuperações Judiciais do Foro Central da Comarca de São Paulo
b. instância	1ª instância
c. data de instauração	19/12/2017
d. partes no processo	Autor: Eneva Comercializadora de Energia S.A.Réu: Canabrava Energética S.A.
e. valores, bens ou direitos envolvidos	R\$ 137.047.698,41, atualizados até 31 de dezembro de 2025.
f. principais fatos	Trata-se de cumprimento de sentença arbitral. A sentença objeto da execução condenou a Canabrava Energética S.A. ao pagamento de R\$ 30.250.218,24 a título de multa contratual, a ser atualizado pelo IGP-M e com incidência de juros de 1% ao mês, tudo desde 15/09/2015, além de despesas com o procedimento arbitral, sendo R\$ 110.000,00 a título de custas administrativas, R\$ 540.000,00 a título de honorários arbitrais e R\$ 220.000,00 correspondente aos honorários advocatícios.
g. resumo das decisões de mérito proferidas	Em março de 2018, a executada apresentou impugnação à execução, a qual foi recebida pelo juízo como exceção de pré-executividade. Em maio de 2019, foi proferida sentença de mérito que acolheu parcialmente a exceção, reduzindo o valor da multa contratual fixada na sentença arbitral de R\$ 30.250.218,24 para R\$ 7.000.000,00, acrescido de correção monetária e juros de 1% ao mês desde 15/09/2015. Na mesma decisão, foram fixados

4.4 Processos não sigilosos relevantes

	honorários advocatícios no valor de R\$ 700.000,00.A Eneva opôs embargos de declaração, os quais foram rejeitados, sendo mantida a decisão de mérito. Na sequência, foi interposto agravo de instrumento, que foi desprovido por acórdão proferido em maio de 2023, permanecendo válida a redução da multa.Posteriormente, a Eneva interpôs recurso especial, o qual foi admitido em março de 2024, encontrando-se pendente de julgamento. Atualmente, o feito encontra-se suspenso em razão da recuperação judicial da Canabrava.
h. estágio do processo	Aguarda-se julgamento do recurso especial.
i. chance de perda	N/A
j. motivo pelo qual o processo é considerado relevante	A relevância do processo se justifica pelo valor envolvido.
k. análise do impacto em caso de perda	N/A

(iii) Ambiental

Na data deste Formulário de Referência, a Companhia e suas controladas eram parte de processos administrativos e judiciais de natureza ambiental, sendo os seguintes relevantes:

Ação Civil Pública nº 0018069-24.2010.4.01.3700	
a. juízo	8ª Vara Federal Ambiental e Agrária da Seção Judiciária do Maranhão
b. instância	1ª instância
c. data de instauração	09/06/2010
d. partes no processo	Autor: Ministério Público Federal ("MPF")Ré: UTE Porto do Itaqui Geração de Energia Ltda. ("Itaqui") e IBAMA
e. valores, bens ou direitos envolvidos	Licenças ambientais emitidas em favor de Itaqui pelo IBAMA para implantação da UTE Porto do Itaqui.
f. principais fatos	Trata-se de Ação Civil Pública, com pedido liminar, na qual o MPF alega que a Itaqui, no âmbito do processo de licenciamento da UTE Porto do Itaqui, submeteu supostos estudos ambientais deficientes para avaliação do IBAMA, que, por sua vez, teria se absterido de analisar adequadamente os referidos estudos e fazer exigências complementares. De acordo com o MPF, ainda assim, o IBAMA expediu a Licença Prévia nº 293/2008 e as Licenças de Instalação nº 589/2009, 601/2009 e 672/2009. Em sede de liminar, o MPF requereu a suspensão dos efeitos das licenças ambientais concedidas pelo IBAMA, que viabilizaram a implementação da UTE Porto do Itaqui e da Linha de Transmissão, além da imposição de obrigação de não fazer, para que a Itaqui se absteresse de continuar a instalação do empreendimento, da linha de transmissão e de qualquer outra obra, instalação ou serviço no local.Quanto aos pedidos definitivos, o MPF requereu, em síntese: (i) a declaração de nulidade da Licença Prévia e das Licenças de Instalação mencionadas acima; (ii) a condenação da Itaqui à correção das deficiências no Estudo de Impacto Ambiental e no Plano Básico Ambiental (" <u>EIA/PBA</u> "); (iii) a obrigatoriedade de o IBAMA

4.4 Processos não sigilosos relevantes

	reiniciar o processo de licenciamento ambiental do empreendimento; (iv) a realização de novas audiências públicas quando do reinício do processo de licenciamento; e (v) que a Itaqui seja impedida de continuar as obras do empreendimento. Em 12/11/2010 a 8ª Vara indeferiu o pedido liminar formulado pelo MPF. Na decisão saneadora, proferida em 23/02/2012, o Juiz determinou a produção de prova pericial para que, em seguida, fosse realizada audiência pública. A Itaqui interpôs agravo de instrumento contra essa decisão, mas o Tribunal Regional Federal da 1ª Região (“TRF-1”) manteve a determinação de realização da perícia. Apresentado o laudo pericial em 30/06/2018 e o laudo pericial complementar em 25/01/2022, a Itaqui sustenta que houve a confirmação de que as licenças ambientais foram regularmente emitidas pelo IBAMA e as condicionantes impostas pelo IBAMA foram devidamente atendidas. Após o cancelamento da audiência de conciliação, em julho de 2024, as partes apresentaram alegações finais. Em novembro de 2025 foi proferido sentença que julgou parcialmente procedente os pedidos formulados pelo MPF. Da decisão, a Companhia interpôs recurso de apelação, bem como manejou pedido de efeito suspensivo junto ao TRF-1, que concedeu efeito suspensivo ao recurso de apelação da Companhia.
g. resumo das decisões de mérito proferidas	Em 12/11/2010 a 8ª Vara indeferiu o pedido liminar formulado pelo MPF. Na decisão saneadora, proferida em 23/02/2012, o Juiz determinou a produção de prova pericial para que, em seguida, seja realizada audiência pública. A Itaqui interpôs agravo de instrumento contra essa decisão, mas o TRF-1 manteve a determinação de realização da perícia. Em novembro/2025 foi proferido sentença que julgou parcialmente procedentes os pedidos do MPF. Na sequência, o TRF-1 suspendeu os efeitos dessa decisão, mantendo a vigência.
h. estágio do processo	Aguardando julgamento do recurso.
i. chance de perda	Possível.
j. motivo pelo qual o processo é considerado relevante	A relevância do processo se justifica em virtude de possível impacto operacional, visto que se discute a nulidade de licenças ambientais emitidas para a UTE Porto do Itaqui e reinício do licenciamento.
k. análise do impacto em caso de perda	Eventual procedência da demanda, ainda que parcial, poderá ensejar a realização de novos estudos ambientais e implementação de novos programas ou planos ambientais para mitigação dos impactos do empreendimento na região.

Ação Popular nº 002009.37.00.006877-1 (0006730-05.2009.4.01.3700)	
a. juízo	Origem: 8ª Vara Federal Ambiental e Agrária da Seção Judiciária do MaranhãoAtualmente: 5ª Turma do TRF-1, Relator Desembargador Federal Eduardo Martins
b. instância	2ª instância
c. data de instauração	28/09/2009
d. partes no processo	Autor: Pedro Leonel Pinto de CarvalhoRéus: União Federal, IBAMA, Município de São Luis, Estado do Maranhão, MPX Energia S.A. e Diferencial Energia Empreendimentos e Participações Ltda. Posteriormente, a Diferencial foi substituída pela UTE Porto do Itaqui Geração de Energia Ltda.

4.4 Processos não sigilosos relevantes

e. valores, bens ou direitos envolvidos	Processo de Licenciamento Ambiental da Itaqui e Certidão de uso e ocupação do solo concedida para a UTE Porto do Itaqui.
f. principais fatos	Trata-se de Ação Popular, com pedido liminar, na qual o Autor requer, em sede de liminar, a nulidade de todos os atos emitidos por qualquer esfera da Administração Pública que autorizem a construção e instalação da Usina Termoelétrica Porto do Itaqui, sob pena de aplicação de multa diária no valor de R\$ 500.000,00 (quinhentos mil reais). Quanto aos pedidos definitivos, requer: (i) o julgamento de nulidade dos atos emitidos para a UTE Porto do Itaqui; (ii) a condenação da MPX Energia S.A. a se abster de continuar a instalação e construção da UTE, sob pena de aplicação de multa única no valor de R\$ 430.000.000,00 (quatrocentos e trinta milhões de reais); (iii) que o Estudo de Impacto Ambiental e o Relatório de Impacto Ambiental ("EIA/RIMA") sejam submetidos ao IBAMA, determinando-se o deslocamento da competência do licenciamento para o referido órgão federal; e (iv) a anulação da certidão de uso e ocupação do solo concedida pela Secretaria Municipal de Urbanismo e Habitação do Município de São Luís. Em 14/04/2010 foi proferida uma decisão liminar que: (i) suspendeu os efeitos das licenças e autorizações emitidas para o empreendimento até a resolução da questão da legalidade da Certidão de Uso do Solo expedida pelo Município de São Luís e (ii) determinou que a Itaqui suspenda a prática de atos que dependam de licenças e autorizações do IBAMA, sob pena de aplicação de multa diária. Interposto agravo de instrumento pela Itaqui contra a referida decisão, o TRF-1 concedeu efeito suspensivo ao recurso, suspendendo os efeitos da decisão até o julgamento do mérito do agravo. Em 03/09/2013 foi proferida sentença que declarou extinto o processo, sem resolução do mérito, em decorrência do reconhecimento da carência da ação: (i) pela ausência de interesse processual na declaração de nulidade da Licença Prévia nº 043/2007, concedida pela SEMA, e para a imposição da obrigação de que o EIA-RIMA seja submetido ao IBAMA; e (ii) pela impossibilidade jurídica do pedido em relação à condenação da MPX em se abster de continuar a instalação e construção da UTE. Além disso, o Juízo declarou-se incompetente para declarar a nulidade da Autorização para Ocupação de Solo Urbano concedida pelo Município de São Luís. O Autor e o MPF opuseram embargos de declaração, os quais foram rejeitados. Em outubro de 2015, Pedro Leonel e o MPF interpuseram apelação, enquanto as demais Partes apresentaram contrarrazões. Em 14/11/2018 foi publicada decisão que determinou a suspensão do processo pelo prazo de um ano, aguardando o julgamento da apelação interposta na Ação Civil Pública nº 26458-57.2007.8.10.0001, cujo trânsito em julgado já foi certificado. Em maio de 2019, a Itaqui requereu a juntada do acórdão proferido pelo Tribunal de Justiça do Maranhão nos autos da apelação nº 37833/2018 (0026458- 57.2007.8.10.0001), bem como a retomada do curso processual. Ato contínuo, o MPF informou que mantém o interesse no julgamento do feito. Em 12/08/2020 o TRF-1 negou provimento aos recursos de apelação interpostos por Pedro Leonel e pelo MPF, confirmando a sentença. Os embargos de declaração opostos pelo MPF contra o acórdão foram rejeitados pelo TRF-1.
g. resumo das decisões de mérito proferidas	Em 2013, foi proferida sentença que determinou a extinção do feito sem resolução de mérito. Após a interposição de recursos de apelação por Pedro Leonel e Ministério Público Federal, foi proferido acórdão que negou provimento a ambos os recursos, mantendo a sentença.

4.4 Processos não sigilosos relevantes

h. estágio do processo	Aguarda-se o julgamento de admissibilidade do Recurso Especial interposto pelo Ministério Público Federal. Os autos estão conclusos para decisão desde 28/05/2021.
i. chance de perda	Remota.
j. motivo pelo qual o processo é considerado relevante	A relevância do processo se justifica em virtude de possível impacto operacional.
k. análise do impacto em caso de perda	O licenciamento ambiental foi assumido pelo IBAMA, que já emitiu licenças prévia e de instalação para o empreendimento, de modo que parte da ação perdeu seu objeto. Caso declarada a nulidade da certidão de uso e ocupação do solo concedida pela Secretaria Municipal de Urbanismo e Habitação do Município de São Luís o licenciamento ambiental poderá ser impactado e as atividades impactadas.

Medida Cautelar Preparatória nº 0000279-66.2014.4.05.8100 (nova numeração na Justiça Estadual: 0042044-33.2016.8.06.0001)

a. juízo	1ª Vara Federal da Seção Judicial do Ceará / 4ª Vara de Fazenda Pública de Fortaleza/CE
b. instância	1ª instância
c. data de instauração	24/01/2014
d. partes no processo	Autor: MPF Réus: Porto do Pecém Geração de Energia S/A, MPX Pecém II Geração de Energia S/A, Superintendência Estadual do Meio Ambiente do Ceará ("SEMACE"), Estado do Ceará e Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social ("BNDES").
e. valores, bens ou direitos envolvidos	A medida cautelar preparatória engloba: (i) Pecém I e II: suspensão por 120 dias de qualquer atividade de descarregamento pela correia transportadora; (ii) Estado do Ceará e SEMACE: suspensão da instalação de novas correias transportadoras até que seja comprovado, por meio de perícia, que os requisitos técnicos para controle dos danos ambientais são atingidos; (iii) BNDES: suspensão de qualquer repasse de recursos para aquisição de novas correias; e (iv) SEMACE: suspensão dos efeitos da Licença de Operação da Correia de Pecém por 120 dias, bem como todos os procedimentos de licenciamento ambiental de novas correias.
f. principais fatos	Trata-se de Ação Cautelar Inominada Preparatória ajuizada em razão de supostos problemas e danos ambientais à população da região do Porto Pecém, decorrentes da operação da correia transportadora da termelétrica Porto Pecém. Foi proferida sentença que declarou a ilegitimidade ativa do MPF para ajuizar a ação, bem como a incompetência absoluta da Justiça Federal para julgar a demanda, determinando a remessa dos autos à Justiça Estadual. A medida cautelar preparatória engloba, em síntese, (i) Pecém I e II: suspensão por 120 dias de qualquer atividade de descarregamento pela correia transportadora; (ii) Estado do Ceará e SEMACE: suspensão da instalação de novas correias transportadoras até que seja comprovado, por meio de perícia, que os requisitos técnicos para controle dos danos ambientais são atingidos; (iii) BNDES: suspensão de qualquer repasse de recursos para aquisição de novas correias; e (iv) SEMACE: suspensão dos efeitos da Licença de Operação da Correia de Pecém por 120 dias, bem como todos os procedimentos de licenciamento ambiental de novas correias. Em 17/02/2014 foi proferida

4.4 Processos não sigilosos relevantes

	sentença que declarou a ilegitimidade ativa do MPF para ajuizar a ação e incompetência absoluta da Justiça Federal para julgar a demanda e a remessa dos autos à Justiça Estadual.Em 04/11/2014, o MPF interpôs apelação contra a sentença com relação ao pedido em face do BNDES, alegando interesse da União em assegurar a adequada destinação de recursos. Foi proferido acórdão em 2015, negando provimento ao recurso de apelação. Autos baixados para a 1ª instância e redistribuídos para o Juízo Estadual competente em 25 de julho de 2016, sendo atribuída nova numeração: 0042044-33.2016.8.06.0001. Em 16/09/2025 o MPF peticionou nos autos requerendo a extinção do processo sem resolução de mérito. Em 13/11/2025 o Juízo da 1ª Vara Federal do Ceará acolheu o pedido do Parquet Federal e extinguiu o processo ante a perda superveniente de objeto.
g. resumo das decisões de mérito proferidas	Ainda não foram proferidas decisões de mérito no processo.
h. estágio do processo	Com o retorno dos autos para a 1ª instância e redistribuição para a Justiça Estadual, o Juízo suscitou conflito de competência ao Superior Tribunal de Justiça. Os autos foram encaminhados para o STJ em 30 de outubro de 2024. Após pedido do MPF, O juiz sentenciou extinguindo o processo. Aguarda-se decurso do prazo para arquivamento do processo.
i. chance de perda	Possível.
j. motivo pelo qual o processo é considerado relevante	A relevância do processo se justifica em virtude de possível impacto operacional.
k. análise do impacto em caso de perda	Em caso de decisão final de mérito desfavorável, poderá ocorrer a interrupção da correia transportadora de carvão por 120 dias, sendo necessário o descarregamento de carvão por caminhão.

Ação Civil Pública nº 0020676-97.2016.4.01.3700	
a. juízo	Origem: 8ª Vara Federal Ambiental e Agrária da Seção Judiciária do Maranhão Atualmente: 5ª Turma do TRF-1, Relator Desembargador Federal Eduardo Martins
b. instância	1ª instância
c. data de instauração	24/06/2016
d. partes no processo	Autor: Ministério Público Federal Rés: UTE Porto do Itaqui Geração de Energia S/A e IBAMA
e. valores, bens ou direitos envolvidos	Taxa de emissão de efluentes atmosféricos da usina de Itaqui.
f. principais fatos	Trata-se de Ação Civil Pública, com pedido liminar, ajuizada por suposta retificação indevida da Licença de Operação nº 1.101/2012 promovida pelo IBAMA para alterar condicionantes de monitoramento dos efluentes atmosféricos gerados pela usina de Itaqui, supostamente gerando o aumento dos limites de poluentes. Em sede de liminar, o MPF pleiteia: (i) a suspensão dos efeitos da 1ª Retificação da Licença de Operação nº 1.101/2012,

4.4 Processos não sigilosos relevantes

	especialmente para assegurar a manutenção dos limites de efluentes atmosféricos estipulados originalmente na referida Licença de Operação, impedindo a ampliação dos limites de poluentes concedida pelo IBAMA à Itaqui; e (ii) que a Itaqui adeque seus limites de emissões, inclusive com a instalação de equipamentos que auxiliem na redução de emissões, visando alcançar os limites previstos na Licença de Operação nº 1.101/2012, antes da retificação. Quanto aos pedidos definitivos, o MPF requer a confirmação da tutela de urgência, com (i) o reconhecimento da nulidade da 1ª Retificação da Licença de Operação nº 1.101/2012; e (ii) a imposição de obrigação de fazer à Itaqui para que realize as mudanças necessárias para reduzir o limite de poluentes emitidos. Além disso, requer a fixação de multa a ser aplicada ao IBAMA e à Itaqui em caso de descumprimento da obrigação prevista no item “(ii)” acima. Em 28/09/2016 foi proferida decisão liminar que deferiu o pedido liminar formulado pelo MPF. Interposto agravo de instrumento pela Itaqui, o TRF-1, em 28.10.2016, sobrestou os efeitos da decisão liminar, determinado que a Itaqui e o IBAMA submetessem a 1ª Retificação da Licença de Operação nº 1.101/2012 para a avaliação da equipe multidisciplinar responsável pela elaboração do EIA/RIMA do empreendimento. Em janeiro de 2017, a Itaqui protocolou o relatório de emissões no IBAMA. Foi protocolada em novembro de 2017, a réplica do MPF às contestações da Itaqui e do IBAMA, na qual a Promotoria solicitou a dilação do prazo, em 30 dias, para manifestação técnica em relação aos documentos juntados pelo IBAMA. Em junho de 2018, a Itaqui protocolou petição esclarecendo já ter juntado todos os documentos necessários e reforçando a clareza dos estudos técnicos exigidos e analisados pelo IBAMA. Com as alegações finais protocoladas pelas partes entre setembro e outubro de 2022, os autos estão conclusos para julgamento desde 13/10/2022. Em junho de 2025 foi proferida sentença julgando totalmente improcedentes os pedidos do MPF.
g. resumo das decisões de mérito proferidas	Foi proferida decisão que concedeu o pedido liminar do MPF, posteriormente reformada em agravo de instrumento que determinou o restabelecimento dos efeitos da 1ª Retificação da Licença Operacional enquanto não são concluídas as análises de emissões pelo IBAMA. Em junho de 2025 foi proferida sentença julgando totalmente improcedentes os pedidos do MPF.
h. estágio do processo	Pendente de julgamento do recurso do MPF.
i. chance de perda	Possível.
j. motivo pelo qual o processo é considerado relevante	A relevância do processo se justifica pelo possível impacto operacional.
k. análise do impacto em caso de perda	Não há como mensurar o real impacto, em caso de perda, na situação financeira e patrimonial da Companhia, tendo em vista a natureza da causa. Sem prejuízo de tal fato, a Companhia entende ser o processo relevante por conta da complexidade e/ou relevância da matéria discutida.

Processo Administrativo nº 0013183/2015 / Auto de Infração nº 970

a. juízo	Secretaria do Estado do Meio Ambiente e Recursos Naturais do Maranhão (“SEMA”)
b. instância	Processo Administrativo

4.4 Processos não sigilosos relevantes

c. data de instauração	23/06/2015
d. partes no processo	Autoridade: Secretaria do Estado do Meio Ambiente e Recursos Naturais do Maranhão ("SEMA") Autuada: Parnaíba I Geração de Energia S.A. (" <u>Parnaíba I</u> ")
e. valores, bens ou direitos envolvidos	R\$ 22.903.526,73, atualizado até 31 de dezembro de 2025.
f. principais fatos	Trata-se de Processo Administrativo decorrente do Auto de Infração nº 970, lavrado em razão do suposto desatendimento (i) da condicionante nº 4 da Licença de Operação nº 559/2012, referente ao cumprimento do Plano Básico Ambiental ("PBA"), bem como da (ii) condicionante nº 5, por deixar de apresentar mensalmente os dados de monitoramento da qualidade do ar. A SEMA impôs multa no valor histórico de R\$ 10.000.000,00. Em 03 de agosto de 2015, foi apresentada defesa. Aguarda-se análise da defesa pela SEMA.
g. resumo das decisões de mérito proferidas	Não foram proferidas decisões de mérito no processo.
h. estágio do processo	Aguarda-se análise pela SEMA da defesa apresentada pela Autuada.
i. chance de perda	Possível.
j. motivo pelo qual o processo é considerado relevante	A relevância do processo se justifica em virtude de possível impacto operacional.
k. análise do impacto em caso de perda	Caso haja decisão desfavorável à Companhia, a perda poderá resultar no pagamento do valor atualizado de R\$ 22.903.526,73 (atualizado até <u>31 de dezembro</u> de 2025).

Ação Civil Pública nº 2008.37.00.003564-6 (0003446-23.2008.4.01.3700)

a. juízo	Origem: 8ª Vara Federal Ambiental e Agrária da Seção Judiciária do Maranhão. Atualmente: 5ª Turma do TRF-1, Relator Desembargador Federal Alexandre Vasconcelos.
b. instância	2ª instância
c. data de instauração	13/05/2008
d. partes no processo	Autor: IBAMA e MPF Réus: Estado do Maranhão e Diferencial Energia Empreendimentos e Participações Ltda. Posteriormente, a Diferencial foi substituída pela UTE Porto do Itaqui Geração de Energia Ltda.
e. valores, bens ou direitos envolvidos	Processo de Licenciamento Ambiental da Usina Termoeletrica Porto do Itaqui em âmbito estadual.
f. principais fatos	Trata-se de Ação Civil Pública, com pedido liminar, na qual os Autores requerem (i) sejam declarados nulos todos os atos administrativos praticados pelo órgão ambiental estadual (SEMA) com relação ao processo de licenciamento ambiental da UTE Porto do Itaqui; (ii) seja determinado o deslocamento do licenciamento ambiental do empreendimento para o IBAMA; e, por fim, (iii) seja imposta a obrigação de a Itaqui apresentar ao IBAMA pedido de licenciamento ambiental referente à implantação da UTE Porto do Itaqui. Em 26/05/2008, o

4.4 Processos não sigilosos relevantes

	Juízo deferiu parcialmente o pedido liminar, determinando a suspensão do Procedimento de Licenciamento Ambiental nº 0989/2008/SEMA, bem como os efeitos da Licença nº 043/2007 e dos demais atos do Procedimento nº 0291/2007/SEMA, incluindo as obras da UTE Porto do Itaqui, até que a questão da competência para o licenciamento seja decidida. Em 18/04/2012 foi proferida sentença que julgou procedente os pedidos formulados pelos Autores, (i) declarando nulos os atos praticados a título de licenciamento ambiental junto à SEMA e também (ii) condenando a Itaqui em obrigação de fazer consistente na submissão do pedido de licenciamento ambiental ao IBAMA. Itaqui e o Estado do Maranhão interpuuseram recurso de Apelação. Os autos da apelação estão conclusos para decisão com o Relator desde 16.11.2023.
g. resumo das decisões de mérito proferidas	Em 18/04/2012 foi proferida sentença que (i) declarou nulos os atos praticados pelo órgão ambiental estadual no âmbito do licenciamento da UTE Porto do Itaqui; e (ii) determinou que a Itaqui submetesse o pedido de licenciamento ambiental ao IBAMA.
h. estágio do processo	Tendo sido satisfeito o pedido autoral (qual seja, o deslocamento da competência para licenciamento ambiental ao IBAMA e emitidas licenças pelo IBAMA para o empreendimento), entende-se que a ação perdeu o objeto. Entretanto, aguarda-se a apreciação das apelações, que ainda avaliam a condenação dos réus ao pagamento de honorários.
i. chance de perda	Provável. Embora o pedido de licenciamento já tenha sido transferido ao IBAMA, é provável que a sentença de procedência da ação seja mantida. Apesar de a questão do licenciamento estar prejudicada, ainda há discussão relacionada aos honorários advocatícios.
j. motivo pelo qual o processo é considerado relevante	A relevância do processo se justifica pela importância da matéria em discussão.
k. análise do impacto em caso de perda	Não se aplica, uma vez que o processo de licenciamento foi transferido para o IBAMA, que emitiu novas licenças para o empreendimento. Vale destacar que o objeto da ação se limita ao deslocamento da competência para conduzir o licenciamento do órgão estadual para o federal. A Companhia voluntariamente reiniciou o licenciamento ambiental do empreendimento junto ao órgão federal e obteve todas as licenças (Licença Prévia, Licença de Instalação e Licença Operacional) perante o mesmo. Nesse contexto, a Companhia entende que a presente ação perdeu o seu objeto, persistindo a discussão em relação aos honorários advocatícios.

Ação Civil Pública nº 1021269-13.2023.4.01.3200

a. juízo	7ª Vara Federal Ambiental e Agrária da Seção Judiciária do Amazonas
b. instância	1ª instância
c. data de instauração	17/05/2023
d. partes no processo	Autor: ASPAC - Associação de Silves pela Preservação Ambiental Cultural e Jonas Reis de Castro. Réus: Eneva S.A, IPAAM - Instituto de Proteção Ambiental do Amazonas, FUNAI -

4.4 Processos não sigilosos relevantes

	Fundação Nacional do Índio e IBAMA - Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis.
e. valores, bens ou direitos envolvidos	O processo tem por objeto discutir o Licenciamento Ambiental do empreendimento da Eneva, "Campo de Azulão", localizado nos municípios de Silves e Itapiranga, ambos no Estado do Amazonas.
f. principais fatos	Trata-se de Ação Civil Pública, com pedido liminar, na qual os autores requerem, em síntese: (i) a nulidade dos licenciamentos ambientais emitidos pelo IPAAM à Eneva no Estado de Amazonas; (ii) a declaração de incompetência do IPAAM para licenciar o empreendimento, com a consequente transferência do processo de licenciamento para o IBAMA; (iii) a suspensão das audiências públicas que estavam programadas para maio de 2023; (iv) a determinação para realização de consulta livre, prévia e informada aos povos indígenas e demais populações tradicionais localizadas na área de influência do empreendimento (CLPI); e (v) a realização de Estudo de Componente Indígena ("ECI") e a suspensão das licenças de operação e instalação do Campo de Azulão. Em 19/05/2023 foi concedida medida liminar para (i) determinar a suspensão das audiências públicas agendadas para maio de 2023, bem como para (ii) suspender as licenças ambientais objeto da demanda, resultando na suspensão das atividades de produção de gás natural do empreendimento Campo de Azulão, apesar de previamente licenciadas pelo IPAAM. A liminar foi integralmente revertida pelo TRF-1, mantendo as licenças vigentes e o regular prosseguimento do licenciamento ambiental. Posteriormente, o MPF buscou uma nova decisão liminar requerendo a suspensão das atividades e a emissão de novas licenças pelo órgão ambiental estadual, o que foi deferido pelo juízo de 1º grau. Essa decisão também foi revista pelo TRF1, em jun/25 em sede de SLS (Suspensão de Liminar e de Sentença), assegurando as atividades e a vigência das licenças da Cia.
g. resumo das decisões de mérito proferidas	Em 19/05/2023 foi concedida medida liminar para (i) determinar a suspensão das audiências públicas agendadas para maio de 2023, bem como para (ii) suspender as licenças ambientais objeto da demanda, resultando na suspensão das atividades de produção de gás natural do empreendimento Campo de Azulão, apesar de previamente licenciadas pelo IPAAM. A liminar foi integralmente revertida pelo TRF-1, mantendo as licenças vigentes e o regular prosseguimento do licenciamento ambiental. Em jun/25 o TRF1 proferiu nova decisão favorável à Cia., para estender os efeitos da SLS.
h. estágio do processo	Aguarda-se saneamento do processo.
i. chance de perda	Possível.
j. motivo pelo qual o processo é considerado relevante	A relevância do processo se justifica pela possibilidade de impacto na operação.
k. análise do impacto em caso de perda	Eventual procedência dos pedidos autorais pode atrasar a operação, considerando que a Companhia precisaria elaborar estudo de componente indígena ou CPLI.

Ação Civil Pública nº 1005308-95.2024.4.01.3200

a. juízo	7ª Vara Federal Ambiental e Agrária da Seção Judicial do Amazonas
----------	---

4.4 Processos não sigilosos relevantes

b. instância	1ª instância
c. data de instauração	23/02/2024
d. partes no processo	Autor: Ministério Público Federal Rés: Eneva S.A; Atem Participações S.A; ANP e União
e. valores, bens ou direitos envolvidos	Área de Acumulação Marginal Japiim arrematada pela Companhia, no 4º Ciclo de Oferta Permanente de Concessão.
f. principais fatos	Trata-se de Ação Civil Pública com o objetivo de suspender a adjudicação e homologação dos blocos exploratórios AM-T-107, AM-T-133, AM-T-63 AM-T64, e Área de Acumulação Marginal Japiim ofertados no 4º Ciclo de Oferta Permanente de Concessão realizado pela ANP. Os blocos exploratórios AM-T107, AM-T-133, AM-T-63 e AM-T-64 foram arrematados pela Atem (100%), e a Área de Acumulação Marginal Japiim arrematada em conjunto pela ENEVA (80%) e ATEM (20%). O MPF alega supostas sobreposições dos blocos a terras indígenas e unidades de conservação. O MPF alega ainda que os povos indígenas não teriam sido consultados na fase inicial do empreendimento, em suposta violação à Convenção 169 da OIT. Em sede de tutela o MPF requer (i) que a União e a ANP se abstenham de homologar, adjudicar e realizar a assinatura dos contratos dos 04 blocos exploratórios (Atem) e Japiim, enquanto não realizada a consulta prévia, livre, informada, de boa-fé e culturalmente adequada aos povos indígenas e comunicadas tradicionais, nos termos da Convenção 169 da OIT e ainda, no caso do bloco AM-T-133, enquanto não recortada a área sobreposta à Terra Indígena Maraguá. e (ii) que a ATEM e a ENEVA se abstenham de realizar qualquer atividade exploratória ou de estudo nas áreas dos blocos objeto do Leilão do 4º Ciclo da Oferta Permanente de Concessão, enquanto não realizada a consulta prévia, livre, informada, de boa-fé e culturalmente adequada aos povos indígenas e comunicadas tradicionais, nos termos da Convenção 169 da OIT.
g. resumo das decisões de mérito proferidas	Foi proferida decisão concedendo a liminar requerida pelo MPF. Em 23 de outubro de 2024, a liminar foi integralmente reformada pelo TRF-1.
h. estágio do processo	Aguarda-se encerramento da fase de instrução.
i. chance de perda	Possível.
j. motivo pelo qual o processo é considerado relevante	A relevância do processo se justifica em virtude de possível impacto no projeto.
k. análise do impacto em caso de perda	Eventual procedência da demanda impactará o início dos estudos de exploração da Área de Acumulação Marginal Japiim - única arrematada pela companhia.

Inquérito Civil nº 1.13.000.000887/2021-65

a. juízo	Ministério Público Federal
b. instância	Inquérito Civil
c. data de instauração	30/04/2021
d. partes no processo	Investigante: Ministério Público Federal Investigada: Eneva S.A.

4.4 Processos não sigilosos relevantes

e. valores, bens ou direitos envolvidos	Blocos de operações de exploração de petróleo e gás na Bacia do Amazonas.
f. principais fatos	Trata-se de Inquérito Civil instaurado pelo MPF para “averiguar potencial violação ao direito de consulta livre, prévia e informada aos povos indígenas e comunidades tradicionais em Silves/AM e região, em face de empreendimento de exploração de petróleo e gás pela empresa Eneva S.A”. Em 23/03/2023 foi realizada audiência na qual a Eneva prestou esclarecimentos acerca da arrematação de blocos para exploração de petróleo e gás na Bacia do Amazonas e seus impactos em unidades de conservação ambiental e terras indígenas, sobretudo em respeito ao direito à consulta livre, prévia e informada das comunidades tradicionais sobre referido leilão. Em agosto de 2023 foi realizada nova reunião com o MPF, oportunidade em que a Eneva esclareceu diversos pontos relacionados ao empreendimento.
g. resumo das decisões de mérito proferidas	Ainda não foram proferidas decisões de mérito no inquérito civil.
h. estágio do processo	Atualmente, discute-se as medidas relacionadas à criação de RDS de Saraca-piranga, bem como a situação dos povos indígenas e das comunidades tradicionais de Silves.
i. chance de perda	N/A.
j. motivo pelo qual o processo é considerado relevante	A relevância do processo se justifica em virtude de possível impacto no projeto com eventual assinatura de Termo de Ajustamento de Conduta (TAC) ou ajuizamento de Ação Civil Pública.
k. análise do impacto em caso de perda	Eventual Ação Civil Pública ou TAC poderá resultar em impactos na operação do empreendimento.

Ação civil pública nº 1006769-28.2022.4.01.3700	
a. juízo	8ª Vara Federal Ambiental e Agrária da Seção Judiciária do Maranhão
b. instância	1ª instância
c. data de instauração	14 de fevereiro de 2022
d. partes no processo	Autor: Ministério Público Federal Rês: Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis - IBAMA ("IBAMA") e Gera Maranhão - Geradora de Energia do Maranhão S.A. ("Gera Maranhão")
e. valores, bens ou direitos envolvidos	O processo tem por objeto discutir o licenciamento ambiental do projeto UTE Geramar III.
f. principais fatos	Trata-se de Ação civil pública ajuizada pelo Ministério Público Federal em que alega ter havido violação clara e direta a duas regras da legislação ambiental, para o fim de discutir a legalidade do procedimento de licenciamento ambiental em relação à UTE Geramar III. O MPF sustenta que o empreendimento teria sido licenciado em área considerada

4.4 Processos não sigilosos relevantes

	incompatível com o uso previsto pelo Plano Diretor de São Luís e pelo Macrozoneamento Ambiental do município. Além disso, alega que o empreendimento contribuiria para a ultrapassagem dos limites de qualidade do ar estabelecidos pela Resolução CONAMA nº 491/2018. Em 17 de maio de 2022, foi deferida liminar determinando a suspensão da Licença Prévia concedida à Gera Maranhão e a proibição da Gera Maranhão em iniciar qualquer serviço relativo ao empreendimento. Em 07 de junho de 2022, o TRF-1 sustou a eficácia da decisão que deferiu a liminar.
g. resumo das decisões de mérito proferidas	Em 17 de maio de 2022, foi deferida liminar determinando a suspensão da Licença Prévia concedida à Gera Maranhão e a proibição da Gera Maranhão em iniciar qualquer serviço relativo ao empreendimento. Em 07 de junho de 2022, o TRF-1 sustou a eficácia da decisão que deferiu a liminar.
h. estágio do processo	Após manifestação das partes, o processo encontra-se concluso para sentença.
i. chance de perda	Possível.
j. motivo pelo qual o processo é considerado relevante	A relevância do processo se justifica pela possibilidade de impacto na operação.
k. análise do impacto em caso de perda	Eventual procedência dos pedidos autorais implicará a nulidade da Licença Prévia e necessidade de readequação projeto em localização alternativa.

(iv) Trabalhista

Na data deste Formulário de Referência, a Companhia e suas controladas não figuravam como partes em processos judiciais ou administrativos relevantes de natureza trabalhista, de acordo com o critério de relevância estabelecido por este Formulário de Referência.

(v) Regulatório

Na data deste Formulário de Referência, a Companhia e suas controladas eram parte de processos administrativos e judiciais de natureza regulatória, sendo os seguintes relevantes:

Processo administrativo nº 48500.001375/2023-87	
a. juízo	Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL
b. instância	1ª instância administrativa
c. data de instauração	15/03/2023
d. partes no processo	CELSE – Centrais Elétricas de Sergipe S.A.
e. valores, bens ou direitos envolvidos	R\$ 119.000.000,00
f. principais fatos	Requerimento administrativo com pedido de medida cautelar para afastar a aplicação de penalidade até a análise definitiva de mérito administrativo sobre a metodologia de cálculo de indisponibilidade da UTE Porto de Sergipe I. Após indeferimento da medida cautelar,

4.4 Processos não sigilosos relevantes

	foi impetrado Mandado de Segurança para impedir a cobrança do ressarcimento antes da definição no âmbito administrativo.
g. resumo das decisões de mérito proferidas	Em 15 de março de 2023, foi submetido requerimento administrativo com pedido de efeito suspensivo para afastar a aplicação, pela CCEE, do ressarcimento previsto na cláusula 9ª do CCEAR da CELSE. Em 28 de março de 2023, a diretoria da ANEEL negou provimento ao pedido de medida cautelar. Em 29 de março de 2023, foi impetrado Mandado de Segurança com pedido de medida liminar de nº 1025975-21.2023.4.01.3400 para suspender a penalização do ressarcimento até a apreciação definitiva e irrecorrível no âmbito administrativo. Em 30 de março de 2023, a liminar foi concedida. Em 10 de abril de 2023, foi juntado ofício da Procuradoria Federal junto à ANEEL informando do deferimento de pedido liminar, nos autos do Mandado de Segurança. Em 29 de junho de 2023, a SGM elaborou a Nota Técnica nº 43/2023, concluindo pelo indeferimento do requerimento administrativo. Em 06 de dezembro de 2023, foi proferida sentença nos autos do Mandado de Segurança (i) revogando a liminar concedida; (ii) indeferindo a petição inicial; e (iii) julgando extinto o Mandado de Segurança. Na mesma data, a CELSE opôs embargos de declaração contra a sentença. Em 07 de dezembro de 2023, foi proferida decisão reestabelecendo os efeitos da liminar, considerando que sua cassação poderia influir no resultado do procedimento administrativo. A ANEEL opôs embargos de declaração contra a decisão, que foram rejeitados. Em 18 de julho de 2024, a CELSE interpôs apelação em face da sentença. Em 28 de julho de 2024, a ANEEL também interpôs apelação.
h. estágio do processo	Aguarda-se julgamento do mérito na agência. Contra eventual decisão desfavorável, ainda caberá recurso administrativo.
i. chance de perda	Possível.
j. motivo pelo qual o processo é considerado relevante	A relevância do processo se justifica pelo valor envolvido.
k. análise do impacto em caso de perda	Caso haja decisão desfavorável à Companhia, a perda poderá resultar no pagamento do valor histórico de R\$ 119.000.000,00.

Processo Administrativo nº 48513.015375/2024-00	
a. juízo	Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL
b. instância	1ª instância administrativa
c. data de instauração	06/06/2024
d. partes no processo	Eneva S.A.
e. valores, bens ou direitos envolvidos	R\$ 98.398.399,38 (atualizado até 31 de dezembro de 2025).

4.4 Processos não sigilosos relevantes

f. principais fatos	Requerimento administrativo com pedido de medida cautelar para suspender cobrança de encargos rescisórios indevidos após antecipação do término da vigência da outorga da UTE Fortaleza concedida pela ANEEL.
g. resumo das decisões de mérito proferidas	Em 06 de junho de 2024, a Eneva apresentou requerimento administrativo com pedido de medida cautelar para suspender a cobrança de encargos rescisórios decorrentes de suposta rescisão do Contrato de Uso do Sistema de Transmissão da UTE Fortaleza, para que seja suspensa e, ao final, cancelada a cobrança. Em 18 de junho de 2024, foi proferido despacho do Diretor-Geral da ANEEL deferindo a medida cautelar pleiteada pela Companhia. Em julho de 2025, foi protocolada nota técnica pela STD/ANEEL sugerindo a reconsideração parcial da decisão cautelar. Também em julho de 2025, a Companhia apresentou recurso administrativo.
h. estágio do processo	Aguarda-se julgamento de mérito na agência.
i. chance de perda	Possível.
j. motivo pelo qual o processo é considerado relevante	A relevância do processo se justifica pelo valor envolvido.
k. análise do impacto em caso de perda	Caso haja decisão desfavorável à Companhia, a perda poderá resultar no pagamento do valor histórico de R\$ 98.398.399,38.

4.5 Valor total provisionado dos processos não sigilosos relevantes

4.5. VALOR TOTAL PROVISIONADO DOS PROCESSOS NÃO SIGILOSOS RELEVANTES

Não aplicável, tendo em vista que não havia valor provisionado em 31 de dezembro de 2025 para os processos descritos no item 4.4. deste Formulário de Referência.

4.6 Processos sigilosos relevantes

4.6. PROCESSOS SIGILOSOS RELEVANTES

Na data base deste Formulário de Referência, salvo pelos processos abaixo dispostos, a Companhia e suas controladas não eram partes em processos sigilosos relevantes:

Ação Anulatória relativa a Procedimento Arbitral	
a. análise do possível impacto para a Companhia e suas controladas	Trata-se de processo que tramita na 2ª Vara de Falências e Recuperações Judiciais de São Paulo, que consiste em ação anulatória de sentença arbitral que julgou procedentes pedidos formulados pela subsidiária da Companhia, Eneva Comercializadora de Energia Ltda. (" <u>Eneva Comercializadora</u> "), no procedimento arbitral nº 22/2014 (já encerrado). Eventual decisão final de mérito desfavorável poderá resultar (i) na perda do valor mencionado no item (b) abaixo (já desembolsado pela Companhia em virtude de liminar), (ii) no eventual pagamento de penalidades que podem vir a ser impostas (iii) em eventual dano à imagem.
b. valores envolvidos	R\$ 72.809.505,93 (atualizado até 31 de dezembro de 2025)

Procedimento Arbitral	
a. análise do possível impacto para a Companhia e suas controladas	Trata-se de procedimento arbitral instaurado em face Companhia em decorrência do contrato de implantação de Unidade de Tratamento de Gás. A Requerente requereu a condenação da Companhia ao pagamento de valores associados à contratação e prestação dos serviços de implementação da referida unidade. Por outro lado, a Companhia apresentou pedido reconvenicional, para que a Requerente seja condenada ao pagamento de multas por atraso, perdas e danos. Em 24 de outubro de 2025, foi proferida sentença. O saldo imaterial reconhecido à contraparte foi integralmente compensado com valores devidos à Companhia..
b. valores envolvidos	N/A

Procedimento Arbitral	
a. análise do possível impacto para a Companhia e suas controladas	Trata-se de procedimento arbitral instaurado contra subsidiária da Companhia em decorrência do contrato de construção e implantação de empreendimento termelétrico. A Requerente pleiteia a condenação da subsidiária da Companhia ao pagamento de valores associados à contratação e prestação dos serviços. Por outro lado, a subsidiária da Companhia alega falhas da Requerente na gestão e execução do contrato e formulou pedido reconvenicional para que a Requerente seja condenada ao pagamento de multas, perdas e danos em decorrência de descumprimentos contratuais. O procedimento está em fase de instrução probatória. Em 11 de fevereiro de 2026, a Companhia e suas controladas celebraram instrumento de transação com contrapartes para encerrar duas arbitragens, uma no Centro de Arbitragem e Mediação da Câmara de Comércio Brasil-Canadá (CAM-CCBC) e outra na CCI, mediante o recebimento de aproximadamente R\$293.053 a título de indenização, conforme divulgado ao mercado.
b. valores envolvidos	N/A

4.6 Processos sigilosos relevantes

Procedimento Arbitral	
a. análise do possível impacto para a Companhia e suas controladas	Trata-se de procedimento arbitral instaurado contra subsidiária da Companhia em decorrência do contrato de implantação de empreendimento termelétrico. A Requerente pleiteia pela condenação da subsidiária da Companhia ao pagamento de valores associados à contratação e prestação dos serviços. Por outro lado, a subsidiária da Companhia alega que houve falhas na gestão e execução do contrato por parte da Requerente e, em reconvenção, requer a condenação da Requerente ao pagamento de multas, perdas e danos em decorrência de descumprimentos contratuais. Em 11 de fevereiro de 2026, a Companhia e suas controladas celebraram instrumento de transação com contrapartes para encerrar duas arbitragens, uma no Centro de Arbitragem e Mediação da Câmara de Comércio Brasil-Canadá (CAM-CCBC) e outra na CCI, mediante o recebimento de aproximadamente R\$293.053 a título de indenização, conforme divulgado ao mercado.
b. valores envolvidos	N/A.

Procedimento Arbitral	
a. análise do possível impacto para a Companhia e suas controladas	Trata-se de procedimento arbitral instaurado contra subsidiária da Companhia em decorrência do contrato de construção e implantação de empreendimento termelétrico. A Requerente pleiteia a condenação da subsidiária da Companhia ao pagamento de valores associados à contratação e prestação dos serviços. Por outro lado, a subsidiária da Companhia alega que houve falhas na gestão e execução do contrato por parte da Requerente e, por isso, requer em reconvenção a condenação da Requerente ao pagamento de multas, perdas e danos em decorrência de descumprimentos contratuais. Em 14 de janeiro de 2026, foi proferida sentença parcial julgando parcialmente procedentes os pedidos de ambas as partes, resultando na compensação dos créditos e débitos de parte a parte. As partes apresentaram pedidos de esclarecimentos.
b. valores envolvidos	Os pleitos da Requerente somam R\$ 577.920.835,72. Os pedidos reconventionais da Companhia foram estimados em R\$ 416.486.528,18 (atualizados até 31 de dezembro de 2025). Os direitos e deveres envolvidos nessa disputa permaneceram com os ex-acionistas da subsidiária da Companhia parte na arbitragem.

4.7 Outras contingências relevantes

4.7. OUTRAS CONTINGÊNCIAS RELEVANTES

Informações complementares ao item 4.4.

Ações indenizatórias	
a. juízo	Os processos estão distribuídos entre as Varas Cíveis das comarcas de Aracaju, Maruim, Laranjeiras, Nossa Senhora do Socorro, Santo Amaro das Brotas e Barra dos Coqueiros
b. instância	1ª Instância
c. data de instauração	Os processos foram instaurados entre 2019 e 2021.
d. partes no processo	Autores: As 59 ações foram ajuizadas por 1.428 autores Ré: CELSE - Centrais Elétricas de Sergipe S.A. (" <u>CElse</u> ").
e. valores, bens ou direitos envolvidos	R\$ 280.679.103,74 (somatório do valor envolvido em todas as 59 ações indenizatórias, atualizado em 31 de dezembro de 2025)
f. principais fatos	Tratam-se de 59 ações indenizatórias ajuizadas contra CELSE e suas ex-acionistas (EBRASIL e NFE), visando reparações individuais por "danos materiais e morais homogêneos" supostamente decorrentes da instalação do Complexo Termoelétrico do Porto de Sergipe I, sob o argumento de que a (i) instalação do empreendimento teria afetado a atividade pesqueira marinha na região, o que teria causado prejuízos aos Autores que supostamente sobreviviam da pesca artesanal e de subsistência, e de que (ii) a construção da Linha de Transmissão teria afetado os manguezais da região.
g. resumo das decisões de mérito proferidas	Não foram proferidas decisões de mérito em nenhum dos processos.
h. estágio do processo	Os processos estão, em sua maioria, em estágio inicial. Em 27 processos ainda está pendente definição do juízo competente.
i. chance de perda	Possível.
j. motivo pelo qual o processo é considerado relevante	A Companhia entende que as ações, consideradas de forma conjunta, são relevantes por conta da soma dos valores envolvidos.
k. análise do impacto em caso de perda	Na eventual hipótese de procedência do pedido dos autores das ações, poderá ser determinado que a Companhia realize o pagamento dos valores requeridos como indenização.

5.1 Descrição do gerenciamento de riscos e riscos de mercado

5.1. DESCRIÇÃO DO GERENCIAMENTO DE RISCOS E RISCOS DE MERCADO

(a) política formalizada de gerenciamento de riscos

A Eneva S.A. (“Companhia” ou “Eneva”) possui uma Política de Gerenciamento de Riscos, aprovada pelo Conselho de Administração em reunião realizada em 31 de outubro de 2018 (“Política de Gerenciamento de Riscos”) e atualizada em reunião do Conselho de Administração realizada em 23 de março de 2023.

A Política de Gerenciamento de Riscos estabelece os princípios, diretrizes e responsabilidades a serem observados pela Companhia no processo de gerenciamento de riscos, de forma a possibilitar a identificação, avaliação, tratamento, monitoramento e comunicação dos riscos aos administradores, permitindo a redução do grau de incerteza no alcance dos objetivos e na preservação do valor e perpetuidade dos negócios da Companhia. Além disso, visa a promover a gestão integrada de todos os riscos aos quais a Companhia está exposta, incluindo: riscos financeiros, estratégicos, operacionais, regulatórios, dentre outros.

A Política de Gerenciamento de Riscos aplica-se à Companhia e a suas controladas, bem como aos seus colaboradores, administradores e membros do Conselho Fiscal, se instalado.

(b) objetivos e estratégias da política de gerenciamento de riscos

(i) riscos para os quais se busca proteção

A Companhia busca proteção para os principais riscos que possam impactar de forma adversa e relevante os objetivos traçados pela administração da Companhia, sua reputação, bem como os seus resultados financeiros e operacionais.

Exemplos destes riscos se encontram descritos nos itens 4.1 a 4.3 deste Formulário de Referência, dentre os quais se destacam:

- riscos que possam impactar as operações da Companhia, em especial relativos a eventos, sejam de força maior ou decorrentes de processos ordinários da Companhia e suas controladas, que possam impactar seu processo produtivo e utilização da capacidade instalada;
- riscos associados às decisões estratégicas da Companhia para fins de atingimento dos seus objetivos e/ou decorrentes da habilidade da Companhia se proteger ou se adaptar a mudanças nos setores de energia e de exploração e produção de gás natural;
- riscos de sanções legais ou regulatórias, instauração de processos legais contra a Companhia e suas controladas, cuja perda ou aplicação de penalidades possa impactar a Companhia de forma relevante, do ponto de vista financeiro ou operacional ou causar danos à sua imagem;
- risco de aumento dos custos das operações da Companhia, em virtude não só de condições de mercado como também decorrente de alterações legais e regulatórias nas localidades e nos setores operados;
- riscos de paralisação das atividades de projetos da Companhia e de suas controladas em virtude da não obtenção ou não renovação das licenças regulatórias, incluindo, mas não se limitando a licenças ambientais;
- riscos associados à falta de consistência e adequação dos sistemas e controle de operações e projetos da Companhia, incluindo, mas não se limitando a sistemas de informações, bem como a falhas no gerenciamento dos controles internos da Companhia; e
- riscos de mercado aos quais a Companhia está exposta, dentre eles a volatilidade de diversos fatores de risco de mercado – principalmente taxas de inflação e juros flutuantes, taxas de câmbio, risco de variação de preços de *commodities*, risco de variação dos preços de mercado de energia elétrica, risco de liquidez, risco de crédito e risco de estrutura de capital – que podem impactar seu fluxo de caixa e o balanço patrimonial.

(ii) instrumentos utilizados para proteção

5.1 Descrição do gerenciamento de riscos e riscos de mercado

A Companhia adota um modelo de gestão integrada dos riscos aos quais está exposta, incluindo riscos financeiros, estratégicos, operacionais, regulatórios, dentre outros.

Os principais riscos aos quais os negócios e operações da Companhia estão sujeitos são monitorados periodicamente, buscando a efetividade dos controles-chave de prevenção/mitigação desses riscos e a execução dos planos de ação definidos para a redução do risco residual. Para fins de tratamento dos riscos expostos, a Companhia pode adotar as seguintes providências e realizar, dentre outras, as seguintes principais ações:

- desenvolver soluções tecnológicas para a otimização e a mitigação de riscos de seus processos;
- realizar o monitoramento constante dos seus níveis de endividamento por meio de indicadores, bem como realizar a gestão da captação de recursos de forma a obter perfil de amortizações adequado;
- realizar operações de hedge da exposição do fluxo de caixa da empresa a fatores de risco de mercado, quando relevante e alinhado à estratégia da empresa;
- realizar a gestão do endividamento financeiro visando ao integral cumprimento de suas obrigações financeiras, incluindo o enquadramento aos covenants financeiros contratuais e a manutenção de margem de segurança para que tais limites não sejam excedidos;
- monitorar diariamente seu nível de liquidez, considerando os fluxos de caixa esperados em contrapartida ao montante disponível de caixa e equivalentes de caixa e títulos e valores mobiliários, de modo a evitar que eventual ocorrência de descasamentos em seu fluxo de caixa afete sua capacidade de pagamento;
- realizar operações de hedge para mitigar exposições cambiais relacionadas a empréstimos em moeda estrangeira, operações de compra e venda de energia em dólar e investimentos em CAPEX;
- adotar estrutura de hedge natural em determinadas exposições cambiais, incluindo contrato de arrendamento de FSRU, classificado como instrumento financeiro não derivativo;
- mensurar os contratos de compra e venda de energia para entrega futura pelo valor justo, apurado pela diferença entre o preço contratado e o preço de mercado futuro estimado pela Companhia, com base em informações disponíveis no mercado e metodologias aplicáveis de avaliação;
- adotar como política a análise da situação financeira e patrimonial de suas contrapartes, bem como o acompanhamento permanente das posições em aberto;
- manter política de aplicações financeiras que estabelece limites de aplicação por instituição financeira, considerando rating e patrimônio líquido como referenciais para limitar o montante aplicado;
- monitorar mensalmente os créditos relacionados a caixa e equivalentes de caixa, títulos e valores mobiliários, depósitos vinculados e derivativos, os quais estão expostos a baixos riscos devido à classificação dos bancos de primeira linha com os quais a Companhia mantém relacionamento;
- possui receitas e custos variáveis de determinadas usinas termelétricas indexados ao preço de commodities, predominantemente carvão e petróleo, sendo que a estrutura contratual dos Contratos de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado dessas usinas prevê o repasse do custo com a *commodity* na receita variável, sem prejuízo do risco de descasamentos temporais de preços entre a compra das *commodities* e o seu repasse na remuneração da geração de energia;
- promover a capacitação e treinamento de seus colaboradores, inclusive nas políticas e normativos internos;
- realizar procedimentos internos de auditoria para analisar dados e prevenir desvios com relação às atividades desenvolvidas pela Companhia e a consequente aderência de tais atividades às suas políticas e às determinações de seus órgãos de administração;
- revisitar anualmente o planejamento estratégico da Companhia, cuja atualização ocorre com base na avaliação do contexto mercadológico, econômico, tecnológico, regulatório e na valoração corporativa e indicadores financeiros; no curto, médio e longo prazo, a fim de mitigar riscos para continuidade do negócio ou associados aos resultados financeiros da Companhia;
- avaliar e monitorar os riscos de mercado e crédito envolvidos nas operações realizadas pela comercializadora de energia, e o enquadramento aos limites de risco estabelecidos, com acompanhamento e reporte independentes;
- adotar ações para aprimorar a eficiência, transparência e efetividade nos processos de licenciamento regulatório, inclusive licenciamento ambiental;
- aperfeiçoar continuamente os sistemas de gestão de saúde e segurança da Companhia, bem como a disseminação de informação e campanha de prevenção na Companhia para melhoria nos padrões de saúde

5.1 Descrição do gerenciamento de riscos e riscos de mercado

- e segurança dos colaboradores; e
- aperfeiçoar continuamente o seu Programa de *Compliance*, incluindo o monitoramento do canal de denúncias da Companhia, realização de treinamentos periódicos para toda Companhia e revisão dos procedimentos de *Compliance*.

Especificamente, em relação a eventual exposição a situações que infrinjam a legislação anticorrupção ou de combate à lavagem de dinheiro, em virtude das relações da Companhia e suas controladas com autoridades, órgãos reguladores e a administração pública em geral, a Companhia dispõe de uma área de Governança, *Compliance* e Controles Internos, subordinada hierarquicamente à Diretoria Jurídica, responsável pela gestão de um programa de integridade e estabelecimento de medidas, políticas e normas de prevenção a riscos de corrupção e prática de atos ilícitos, bem como ações de reação a situações de não conformidade identificadas.

Dentre essas medidas e ações destaca-se a disponibilização de documentos de integridade para todos os colaboradores e executivos (Código de Conduta, Política Anticorrupção e Normativos de Integridade). Para mais informações sobre tais documentos, vide o item 5.3

- Código de Conduta:** O Código de Conduta é um guia de atuação e padrão de conduta aplicável a todos os profissionais da Companhia e suas controladas. O documento é baseado em valores e princípios que devem estar presentes nas relações com os diferentes públicos, e o cumprimento de suas diretrizes tem por objetivo preservar a integridade e a reputação dos profissionais e das empresas do grupo da Companhia. Periodicamente, os colaboradores precisam formalizar o seu conhecimento ao Código de Conduta, Política Anticorrupção e Normativos de Integridade. O Código de Conduta da Eneva foi revisado e aprovado pelo Conselho de Administração pela última vez em maio de 2025;
- Código de Conduta para Terceiros:** O Código de Conduta para Terceiros descreve as expectativas da Companhia e de suas controladas em relação aos seus fornecedores. Todos os fornecedores cadastrados na Companhia obrigatoriamente precisam formalizar sua ciência. Ao aceitar os termos contidos no documento, os fornecedores reconhecem que todos os acordos, contratos e relações comerciais com a Companhia e suas controladas, existentes e futuros, estão sujeitos às suas disposições, regras e compromissos relacionados a diversos temas, tais como ética e integridade, transparência, responsabilidade e respeito, brindes e presentes, combate a corrupção, conflito de interesses, entre outros. Ainda com relação aos terceiros a Companhia disponibiliza para os colaboradores e executivos a Diretriz de Relação de Terceiros e Política de Defesa da Concorrência com objetivo de orientar sobre o comportamento esperado no relacionamento com clientes, fornecedores e parceiros de negócios. O Código de Conduta para Terceiros foi revisado e aprovado pelo Conselho de Administração pela última vez em maio de 2025;
- Política Anticorrupção:** Esta Política tem como objetivo estabelecer padrões mínimos de comportamento para seus Colaboradores, bem como para seus Terceiros frente a situações que possam envolver ou caracterizar Corrupção ou Lavagem de Dinheiro, deixando clara a postura da Companhia em rejeitar toda e qualquer situação ou circunstância relacionada a estas práticas, observando os requisitos das Legislações Anticorrupção, disposto na Lei Anticorrupção (Lei nº 12.846, de 1º de agosto de 2013), de forma a garantir que durante a condução dos negócios sejam adotados os mais elevados padrões de integridade, legalidade e transparência. Em julho de 2024, a Política Anticorrupção da Companhia foi revisada, seguindo o compromisso de melhoria contínua e alinhamento com as melhores práticas internacionais;
- Política de Direitos Humanos:** Esta Política tem como objetivo estabelecer as diretrizes fundamentais da Eneva para respeitar os direitos humanos e promover práticas não discriminatórias e de diversidade no ambiente de trabalho;
- Diretriz de Brindes, Presentes e Hospitalidades:** Esta diretriz tem por objetivo orientar a conduta dos profissionais da Companhia com relação ao recebimento e oferecimento de brindes, presentes, vantagens e cortesias, tendo em vista a necessidade de evitar conflitos de interesses reais, potenciais ou percebidos e situações que possam caracterizar suborno ou corrupção pública ou privada;
- Diretriz de Conflitos de Interesses:** Esta diretriz orienta a observação, pelos profissionais da Companhia e suas controladas, quanto a situações que envolvam conflitos de interesses reais, potenciais ou percebidos, bem como situações que possam caracterizar concessões de vantagens indevidas, suborno, corrupção ou favorecimento indevido;

5.1 Descrição do gerenciamento de riscos e riscos de mercado

- g. **Diretriz de Doações e Patrocínios:** Esta diretriz objetiva orientar e auxiliar a conduta de profissionais da Companhia, suas controladas quanto aos patrocínios e doações a serem concedidos em relações comerciais;
- h. **Canal de Consulta:** Implementado em 2020, é uma ferramenta disponível para todos os colaboradores na intranet da Companhia com objetivo de esclarecer dúvidas relacionadas à aplicação do Código de Conduta e demais normativos de integridade;
- i. **Canal de Denúncia anônimo e independente:** A Companhia possui um canal de denúncias gerido externamente por empresa especializada (atualmente a Contato Seguro), que pode ser utilizado por todos os profissionais do grupo e pelo público externo e se destina ao recebimento de relatos de condutas contrárias ao Código de Conduta, às políticas de integridade e à lei;
- j. **Procedimento de investigação:** A área de *Compliance* possui um processo estruturado para apurar os fatos registrados no canal de denúncia e para recomendar a aplicação de eventuais medidas disciplinares cabíveis;
- k. **Declaração de Conflito de Interesses:** Foi implementado em 2020 um sistema de controle aplicado a todos os colaboradores com objetivo de monitorar, evitar e avaliar ações de potenciais conflitos em desacordo com o Código de Conduta, normativos internos e as Leis; e
- l. **Treinamento e comunicação:** A Companhia oferece treinamentos periódicos e comunicação contínua relacionados a ética, integridade e prática anticorrupção para sua liderança e seus colaboradores, à distância (curso online) e módulo presencial na ambientação de novos colaboradores.

Em 2025, a Companhia promoveu treinamentos presenciais voltados à disseminação dos pilares do Programa de Integridade, abordando seus principais normativos, incluindo temas como assédio moral e sexual, nas localidades de Azulão, Rio de Janeiro, Parnaíba e Itaqui. Também foram realizados treinamentos de letramento sobre o Novo Código de Conduta de Terceiros, bem como capacitações específicas sobre o Programa de Integridade em Manaus. Adicionalmente, foram implementadas ações de treinamento direcionadas a áreas estratégicas da Companhia, bem como a fornecedores e terceiros com maior exposição a riscos de *Compliance*.

No mesmo período, a Companhia intensificou a divulgação do Canal de Denúncias, com o objetivo de ampliar seu conhecimento e incentivar sua utilização adequada.

- m. **Cláusula anticorrupção e procedimentos de *due diligence* de fornecedores:** A Companhia também adota cláusulas anticorrupção para seus contratos, as quais são customizadas de acordo com os riscos mapeados por meio dos procedimentos de *due diligence* de integridade, que consistem em pesquisas em fontes públicas, visando mitigar riscos no processo de contratação com potenciais parceiros de negócios;
- n. **Diretriz de Delegação de Autoridade:** Esta diretriz visa a estabelecer e comunicar os limites de alçadas para aprovação e responsabilização, ao longo da linha hierárquica, das transações e operações da Eneva relativas a seus planos de negócio, programa de investimentos, plano financeiro e à execução do orçamento anual, bem como estabelecer os princípios e diretrizes para assegurar o correto enquadramento das transações e operações; e
- o. **Diretriz de Gestão de Consequências:** Essa diretriz objetiva dar conhecimento aos profissionais da Companhia quanto aos critérios e procedimentos que serão adotados para a aplicação de medidas disciplinares quando do descumprimento do contrato de trabalho, do Código de Conduta, da legislação em vigor, das políticas e outros procedimentos internos ou quando realizarem qualquer outro tipo de falta disciplinar. Em novembro de 2023, a Diretriz de Gestão de Consequências foi revisada, seguindo o compromisso de melhoria contínua e alinhamento com as melhores práticas internacionais.

Com objetivo de monitorar as interações com órgãos governamentais e agentes públicos foi implementado em 2020 um aplicativo para registrar essas interações em atendimento as orientações dispostas Diretriz de Interação com Poder Público.

A Companhia esclarece, adicionalmente, no que concerne aos riscos de mercado aos quais está exposta, que se utiliza de estratégias e instrumentos de proteção patrimonial (hedge) baseados na realização de transações envolvendo instrumentos financeiros derivativos visando à proteção contra o risco de variação cambial do fluxo de caixa previsto para gastos com aquisição de imobilizados ("Capex"), tendo em vista que suas receitas e geração

5.1 Descrição do gerenciamento de riscos e riscos de mercado

de fluxo de caixa são em reais e uma parcela da sua despesa de Capex é atrelada ao dólar norte americano. Quando necessária a adoção de proteção patrimonial via derivativos, o Comitê Financeiro e a Diretoria da Companhia devem ser consultados.

Em 31 de dezembro de 2025 a Companhia possui NDFs com a finalidade de mitigar a exposição cambial decorrente de operações de venda de energia em moeda estrangeira previstos na Eneva Comercializadora, para as receitas denominadas ou indexadas ao dólar.

A Companhia também apresenta exposição ao risco de variação do preço de mercado do carvão, e do GNL, utilizados como insumos na geração de energia, no que se refere a eventual descasamento de preços no período entre a compra das commodities e sua utilização para geração de energia elétrica.

(iii) estrutura organizacional de gerenciamento de riscos

A Eneva adota, em sua Política de Gerenciamento de Riscos, o conceito das três linhas de defesa a seguir (conforme definidas abaixo e, quando em conjunto, “Linhas de Defesa”) para operacionalizar sua estrutura de gerenciamento de riscos:

1ª Linha de Defesa: É representada por todos os gestores das áreas de negócio e de suporte, os quais devem assegurar a efetiva gestão de riscos dentro do escopo das suas responsabilidades organizacionais diretas. Compete a ela: (a) gerir os riscos e controles dos processos de sua atribuição e das atividades terceirizadas relevantes sob sua coordenação, por meio de abordagens preventivas e detectivas; (b) implementar ações para mitigação e/ou monitoramento dos riscos; (c) comunicar prontamente às áreas de Governança, *Compliance*, Controles Internos e de Gestão de Riscos sempre que identificar riscos potenciais não previstos no desenvolvimento das atividades de controle ou alterações em relação às normas e regulamentações vigentes; (d) avaliar as normas externas e internas e verificar o impacto que estas podem ter nos seus processos e procedimentos e a necessidade de planos de ação para garantir sua aderência; e (e) definir e implantar os planos de ação para endereçamento dos apontamentos efetuados pelas áreas com funções de 2ª Linha de Defesa, pelas auditorias e pelos reguladores.

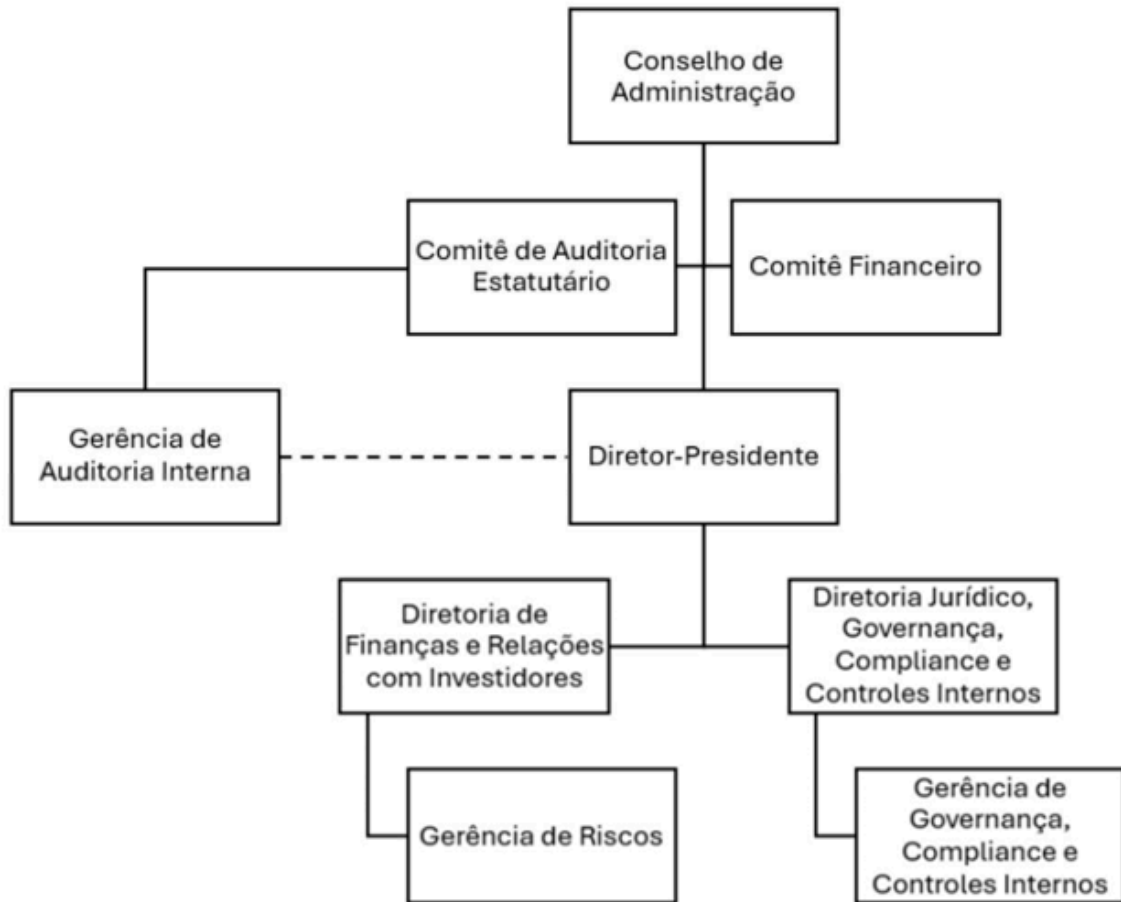
2ª Linha de Defesa: É responsável pelo apoio à 1ª Linha de Defesa no gerenciamento dos riscos e é representada, pela Gerência de Risco e pela Gerência de Governança, *Compliance* e Controles Internos, com atuação consultiva junto às áreas executivas, porém com avaliação e reporte independentes sobre o gerenciamento dos riscos e o ambiente de controle da Companhia, e também por outras áreas de suporte corporativo com funções normativa e consultiva em temas diretamente relacionados a gestão de riscos.

3ª Linha de Defesa: É representada pela Auditoria Interna, e tem como objetivo fornecer opiniões independentes ao Conselho de Administração, por meio do Comitê de Auditoria Estatutário, sobre o processo de gerenciamento de riscos e a efetividade dos controles internos. Compete a ela: (a) auditar os processos da Companhia com pareceres imparciais, independentes e tempestivos; (b) após a implementação dos planos de ação, verificar se as ações foram implementadas como planejado; e (c) identificar novas fragilidades e processos aptos à priorização a partir dos resultados da avaliação de riscos em execução.

O Conselho de Administração, os Diretores da Companhia e os Comitês, atuam na garantia da eficácia das linhas de defesa e assegurando os recursos adequados e suficientes para a execução do gerenciamento de Riscos de forma independente, objetiva e efetiva.

Os órgãos e áreas que atuam na estrutura de gerenciamento de riscos da Companhia são os descritos no organograma abaixo:

5.1 Descrição do gerenciamento de riscos e riscos de mercado



Conselho de Administração

Cabe ao Conselho de Administração aprovar as alterações da Política de Gerenciamento de Riscos e autorizar, se necessário, quaisquer exceções a essa Política de Gerenciamento de Riscos, definir o nível de apetite ao risco na condução dos negócios e assegurar a aderência da Companhia às políticas e às estratégias de gerenciamento de riscos estabelecidas.

O Conselho de Administração também deve buscar a disseminação da cultura de gerenciamento de riscos na Companhia e assegurar recursos adequados e suficientes para a execução do gerenciamento de riscos de forma independente, objetiva e efetiva.

Diretoria Executiva

A Diretoria Executiva deve definir a metodologia a ser utilizada no processo de gerenciamento de riscos, propondo ao Conselho de Administração o nível de apetite ao risco da Companhia. Além disso, cabe à Diretoria Executiva acompanhar de forma periódica o gerenciamento de riscos com o objetivo de garantir sua eficácia e o cumprimento de seus objetivos, revendo a Política de Gerenciamento de Riscos e submetendo adequações e melhorias à aprovação do Conselho de Administração.

Gerências de Governança, Compliance e Controles Internos e de Gestão de Riscos

A área de Governança, Compliance e Controles Internos tem, dentre outras atribuições, o objetivo de incorporar os valores da Companhia e estabelecer um conjunto de práticas e relacionamentos entre acionistas, Conselho de Administração, Diretoria, Auditoria Independente e Comitê de Auditoria Estatutário, com a finalidade de aperfeiçoar o desempenho da empresa e facilitar o acesso alinhado com o interesse dos acionistas; certificar a eficiência e a eficácia do ambiente de controle da 1ª Linha de Defesa, através de monitoramento e testes de controles;

5.1 Descrição do gerenciamento de riscos e riscos de mercado

assegurar a governança de *Compliance* e Controles Internos da Companhia, por meio de monitoramento e reporte periódico.

A área de Gestão de Riscos tem, dentre outras, as seguintes atribuições: contribuir para a disseminação da cultura de gestão de riscos na Companhia; coordenar junto às áreas de negócio e de suporte corporativo as atividades de gestão de riscos; desenvolver e disponibilizar metodologias, ferramentas, sistemas, infraestrutura e governança de gestão de riscos; apoiar a 1ª linha de defesa na implementação de práticas eficazes de gestão de riscos; assegurar a governança de gestão de riscos, por meio de monitoramento e reporte periódico; coordenar as atividades de gestão de crises e de elaboração e aplicação dos planos de continuidade de negócios; atuar em conjunto com as outras áreas de suporte corporativo que, dentre suas atribuições, também possuem funções de 2ª Linha de Defesa.

Ambas as gerências têm atuação consultiva e de coordenação junto às áreas executivas da Companhia, porém com avaliação e reporte independentes, sobre o gerenciamento dos riscos e o ambiente de controle.

Comitês

Comitê de Auditoria Estatutário (“CAE”)

O CAE passou a ser previsto com a alteração do Estatuto Social da Companhia aprovada na Assembleia Geral Extraordinária realizada em 25 de outubro de 2018 e foi instalado pelo Conselho de Administração em reunião realizada em 26 de junho de 2019. Nos termos do artigo 17 do Estatuto Social da Companhia e do seu Regimento Interno, cuja última versão foi aprovada pelo Conselho de Administração em março de 2025, o CAE é um órgão colegiado de assessoramento do Conselho de Administração, composto por, no mínimo três membros, devendo um ser conselheiro independente e ao menos um deve ter reconhecida experiência em assuntos de contabilidade societária.

As principais regras de funcionamento que dispõem sobre seus objetivos, composição, responsabilidades e periodicidade de reuniões do CAE estão previstas em seu Regimento Interno, contemplando as seguintes responsabilidades:

- a. avaliar e monitorar as exposições de risco da companhia, conforme Política de Gerenciamento de Riscos;
- b. opinar sobre a parametrização do modelo de gestão de riscos da Companhia e avaliar periodicamente a Política de Gerenciamento de Riscos, seus recursos e tolerância máxima a riscos, podendo inclusive requerer informações detalhadas de políticas e procedimentos relacionados com:
 - a remuneração da administração;
 - a utilização de ativos da Companhia; e
 - as despesas incorridas em nome da Companhia;
- c. avaliar, em conjunto com a área jurídica da Companhia, todas as questões legais e/ou contingências que possam ter impacto significativo sobre as demonstrações financeiras;
- d. avaliar periodicamente a adequação dos relatórios gerenciais da administração, referentes a aspectos contábeis, de resultados financeiros e de gestão de riscos, em relação a sua integridade, forma, conteúdo e distribuição (acesso às informações);
- e. acompanhar as atividades da Auditoria Interna e Controles Internos por meio de reuniões periódicas, em que deverão ser apresentadas as informações sobre o desempenho das atividades em relação ao seu planejamento, além de outros assuntos a serem comunicados ao Conselho de Administração;
- f. avaliar, opinar e recomendar ao Conselho de Administração a aprovação do Plano Anual de Auditoria Interna, levando em consideração a adequada cobertura de riscos;
- g. avaliar, opinar e recomendar ao Conselho de Administração a aprovação do orçamento e o plano de recursos da área da Auditoria Interna;
- h. avaliar, opinar e recomendar ao Conselho de Administração a aprovação do Estatuto da Auditoria Interna;
- i. avaliar, opinar e recomendar ao Conselho de Administração a nomeação ou a destituição do (a) responsável pela Auditoria Interna, bem como sua remuneração e avaliação de performance;

5.1 Descrição do gerenciamento de riscos e riscos de mercado

- j. convidar o responsável pela Auditoria Interna a participar das reuniões do Comitê, inclusive, tendo direito a pauta nas respectivas reuniões;
- k. opinar sobre a contratação e destituição dos serviços de auditoria independente externa para a Companhia, bem como a substituição de tais auditores, e opinar sobre a sua contratação para qualquer outro serviço;
- l. analisar o escopo e o enfoque propostos pelos auditores externos e avaliar seus honorários e resultados dos serviços prestados, supervisionando suas atividades, a fim de avaliar:
 - a sua independência;
 - a qualidade de serviços prestados; e
 - a adequação dos serviços prestados às necessidades da Companhia.
- m. avaliar as informações trimestrais, demonstrações intermediárias e demonstrações financeiras;
- n. monitorar a qualidade e integridade das informações e medições divulgadas com base em dados contábeis ajustados e em dados não contábeis que acrescentem elementos não previstos na estrutura dos relatórios usuais das demonstrações financeiras;
- o. reunir-se com os auditores independentes externos para tratar de mudança e/ou manutenção de princípios e critérios contábeis; uso de reservas e provisões; estimativas e julgamentos relevantes utilizados na elaboração das demonstrações financeiras; métodos de avaliação de risco e os resultados dessas avaliações; mudanças do escopo da auditoria; áreas de alto risco; deficiências relevantes e falhas significativas nos controles internos; conhecimento de atos ilegais; e efeitos de fatores externos (econômicos, normativos e setoriais) sobre os relatórios financeiros e sobre o processo de auditoria;
- p. monitorar a implementação das recomendações feitas pela área de Auditoria Interna e pelos auditores externos, bem como a qualidade e integridade dos processos;
- q. acompanhar as manifestações encaminhadas através do canal de denúncias da Companhia, zelando pelo cumprimento do Código de Conduta, e alertar ao Conselho de Administração sobre fraudes e/ou crimes e sugerir providências;
- r. avaliar, monitorar e recomendar à administração a correção ou aprimoramento das políticas internas da Companhia, incluindo a Política de Transações entre Partes Relacionadas;
- s. avaliar e monitorar a adequação das transações com partes relacionadas realizadas pela Companhia e suas respectivas evidenciações, em conjunto com a administração, a área de governança, *compliance* e controles internos a área de controladoria e a área jurídica da Companhia;
- t. reunir-se com os diversos Comitês e com o Conselho de Administração da Companhia para discutir políticas, práticas e procedimentos identificados no âmbito das suas respectivas competências;
- u. possuir meios para recepção e tratamento de informações acerca do descumprimento de dispositivos legais e normativos aplicáveis à Companhia, além de regulamentos e códigos internos, inclusive com previsão de procedimentos específicos para proteção do prestador e da confidencialidade da informação;
- v. elaborar um relatório anual a ser apresentado pela Companhia juntamente com as demonstrações financeiras, contendo, no mínimo, as seguintes informações:
 - as atividades exercidas no período, as reuniões realizadas com os principais assuntos discutidos, os resultados e conclusões alcançados;
 - a avaliação da efetividade dos sistemas de controles internos e de gerenciamento de riscos corporativos da Companhia;
 - a descrição das recomendações apresentadas à administração da Companhia e as evidências de sua implementação;
 - a avaliação da efetividade das auditorias independente e interna;
 - a avaliação da qualidade dos relatórios financeiros, de controles internos e de gerenciamento de riscos corporativos referentes ao período; e
 - quaisquer situações nas quais exista divergência significativa entre a administração da Companhia, os auditores independentes e o CAE em relação às demonstrações financeiras da Companhia.
- w. opinar sobre as matérias que lhe sejam submetidas pelo Conselho de Administração;
- x. proceder, anualmente, à autoavaliação de suas atividades e identificar possibilidades de melhorias na forma de sua atuação; e

5.1 Descrição do gerenciamento de riscos e riscos de mercado

y. manter postura imparcial e cética no desempenho de suas atividades e, sobretudo, em relação às estimativas presentes nas demonstrações financeiras e à gestão da Companhia.

O CAE se reunirá ao menos uma vez a cada trimestre, devendo coincidir com as datas de fechamento de resultados trimestrais da Companhia, e sempre que necessário.

Comitê Financeiro

Criado na reunião do Conselho de Administração de 10 de maio de 2017, nos termos do artigo 17 do Estatuto Social, o Comitê Financeiro da Companhia é um órgão não estatutário de assessoramento do Conselho de Administração. Para tanto, compete ao Comitê Financeiro aconselhar e fazer recomendações ao Conselho de Administração em suas decisões relativas (i) à integridade das demonstrações financeiras e dos processos de controle interno; (ii) a políticas financeiras; e (iii) a metas e orçamentos para promover os objetivos estratégicos da Companhia.

O Comitê Financeiro deve ser formado por três a cinco membros, sendo ao menos um conselheiro e, a critério do Conselho de Administração, membros especialistas externos, sendo um dos membros eleito como “Coordenador”. Compete ao Comitê Financeiro, dentre outras matérias:

- a. recomendar e acompanhar a adoção dos melhores padrões econômico-financeiros e o processo de implementação e manutenção de tais padrões na Companhia, propondo alterações, atualizações e melhorias ao Conselho de Administração;
- b. assessorar o Conselho de Administração na análise e eventual revisão do orçamento da Companhia, bem como monitorar a sua implementação e execução;
- c. analisar e revisar os índices econômico-financeiros e de fluxo de caixa da Companhia, de modo a sugerir modificações e ajustes sempre que considerar necessário;
- d. opinar sobre as propostas dos órgãos da administração, a serem submetidas à Assembleia Geral, relativas a modificação do capital social, emissão de debêntures ou bônus de subscrição, planos de investimento e/ou orçamentos de capital, distribuição de dividendos, transformação, incorporação, fusão ou cisão, questões tributárias e operações financeiras estruturadas de mercado;
- e. analisar os potenciais reflexos da conjuntura econômica brasileira e mundial nos negócios da Companhia, bem como na discussão de cenários e tendências, na avaliação de oportunidades e riscos, e na definição de estratégias financeiras apropriadas;
- f. monitorar os riscos de mercado, liquidez e crédito da Companhia, por meio do acompanhamento de indicadores definidos pelo Comitê Financeiro;
- g. analisar e revisar a viabilidade econômico-financeira dos planos e programas de investimento da Companhia, bem como acompanhar e monitorar a sua implementação;
- h. acompanhar e monitorar o custo médio da estrutura de capital da Companhia e sugerir modificações, sempre que considerar necessárias, bem como avaliar e debater alternativas de captação de novos recursos para a Companhia; e
- i. proceder à autoavaliação de suas atividades e identificar possibilidades de melhorias na forma de sua atuação.

As reuniões do Comitê Financeiro ocorrerão ordinariamente a cada trimestre, e extraordinariamente sempre que necessário. As reuniões serão realizadas nas dependências da Companhia, sendo que, em casos especiais, poderão ser realizadas por meio de conferência telefônica ou de outro modo que possibilite a participação de todos os membros do Comitê Financeiro e garanta a troca de ideias e impressões a respeito das matérias em discussão.

O Comitê Financeiro dispõe de Regimento Interno, o qual foi aprovado pelo Conselho de Administração em reunião realizada em 31 de outubro de 2018.

Auditoria Interna

5.1 Descrição do gerenciamento de riscos e riscos de mercado

A Companhia conta, ainda, com uma área específica de Auditoria Interna, criada em 2013. A área de Auditoria Interna monitora continuamente os riscos aos quais a Companhia está exposta, tanto do ponto de vista qualitativo quanto quantitativo, e assegura a efetiva divulgação dos riscos identificados, a fim de adequar a estrutura de controle internos para minimizar eventual materialização de tais riscos. A estrutura e dimensão da área foi atualizada, em 2017, para se adequar às atuais necessidades do negócio e garantir maior efetividade e agilidade aos processos por eles conduzidos, quando passou a reportar-se ao Conselho de Administração, via CAE.

Importante destacar que a área de Auditoria Interna não possui qualquer vínculo hierárquico ou funcional com as unidades auditadas, mantendo, assim, um relacionamento de total independência funcional e técnica para o pleno exercício de suas funções.

À área de Auditoria Interna cabe avaliar de forma objetiva e independente a adequação e eficácia dos procedimentos e controles mantidos pela companhia, a fim de identificar oportunidades de melhoria e reduzir a exposição a riscos indesejáveis.

Além fornecer opiniões independentes ao Conselho de Administração, por meio do CAE, sobre o processo de gerenciamento de riscos e a efetividade dos controles internos, compete a ela monitorar a implementação de ações corretivas e /ou de melhoria recomendadas em seus relatórios, bem como avaliar/validar a eficácia das mesmas para reduzir e/ou eliminar os riscos identificados. Compete a ela:

- a. auditar o processo de gerenciamento de riscos da Companhia com pareceres imparciais, independentes e tempestivos;
- b. após a implementação dos planos de ação, auditar as ações para verificar se todas foram implementadas como planejado;
- c. identificar novas fragilidades e processos aptos à priorização a partir dos resultados da avaliação de riscos em execução; e
- d. adequar o porte do ambiente de testes substantivos ou de monitoramento contínuo a partir da identificação de novos riscos ou agravamento de riscos já identificados.

Atualmente, a área de Auditoria Interna da Companhia é composta por 6 membros, sendo 1 ocupante do cargo de gerente e outros 5 com o cargo de auditores.

(c) adequação da estrutura operacional e controles internos para verificação da efetividade da política adotada

A efetividade das medidas de gerenciamento de riscos adotadas pela Companhia é verificada pelo CAE, descrito no subitem (b) acima, o qual reporta as suas constatações e recomendações para o Conselho de Administração da Companhia para que sejam adotados os planos de ação aplicáveis para aprimoramento dos controles internos da Companhia.

Além do CAE, a Companhia conta com a Gerência de Governança, *Compliance* e Controles Internos e com a Gerência de Riscos, mencionados no item 5.1.iii acima. A Companhia conta, ainda, com uma área de Auditoria Interna, que tem como objetivo fornecer opiniões independentes ao Conselho de Administração, por meio do CAE, sobre o processo de gerenciamento de riscos e a efetividade dos controles internos.

A estrutura acima, no contexto da revisão da sua Política de Gerenciamento de Riscos, foi avaliada pelo Conselho de Administração pela última vez em 2023.

5.2 Descrição dos controles internos

5.2. DESCRIÇÃO DOS CONTROLES INTERNOS

(a) grau de eficiência de tais controles, indicando eventuais imperfeições e providências adotadas para corrigi-las

O ambiente de controles internos da Companhia demonstra um crescente grau de maturidade e melhorias são tempestivamente realizadas através dos mapeamentos de processo com as áreas de negócio.

A área de Controles Internos realiza avaliações periódicas dos controles, além de incluir treinamentos direcionados às equipes envolvidas e aprimoramentos técnicos nos sistemas utilizados para monitoramento e auditoria contínua dos controles internos.

A Companhia considera seus controles internos suficientes dado o tipo de atividade e o volume de transações que opera. Adicionalmente, face à complexidade das atividades e inovações tecnológicas, a administração da Companhia está empenhada no aprofundamento, revisão e melhoria contínua de seus processos, e na implementação de novas ferramentas para revisão e controles internos.

Adicionalmente, a Companhia dispõe de sistema de Controles Internos e de área de Governança, *Compliance* e Controles Internos devem apoiar os donos de cada processo na gestão de seus riscos, de forma priorizada e buscando processos robustos e controles adequados. A área tem como principais atribuições:

- a. Gerenciar o sistema de Controles Internos da Companhia, contribuindo como especialista consultivo independente para seu desenho e implantação;
- b. Avaliar o propósito, eficiência e eficácia dos Controles Internos estabelecidos nos processos, a partir do mapeamento dos mesmos pela área de Gestão e Performance, observando sua execução e alertando os Donos de Processo se necessário;
- c. Auxiliar a 1ª Linha de Defesa na identificação e avaliação dos riscos e na definição dos controles para sua mitigação;
- d. Reavaliar periodicamente a adequação dos Controles Internos em relação ao apetite ao risco, aos resultados dos testes sobre os mesmos e às oportunidades para simplificação e racionalização, sugerindo melhorias e corrigindo deficiências; e
- e. Acompanhar a implantação de Controles Internos.

(b) estruturas organizacionais envolvidas

A Companhia conta com gerências específicas submetidas à Diretoria de Finanças, Diretoria Jurídica e Conselho, quais sejam: Governança, *Compliance* e Controles Internos, Gestão de Riscos, Controladoria, Tesouraria e Auditoria Interna.

Cada uma dessas áreas possui responsabilidades definidas:

- Governança, *Compliance* e Controles Internos ("GCCI") atuam na supervisão e orientação dos processos de conformidade regulatória e operacional;
- Gestão de Riscos realiza a identificação, avaliação e monitoramento dos riscos operacionais e estratégicos;
- Controladoria responde pela gestão contábil e financeira das informações, garantindo sua integridade e exatidão;
- Tesouraria é responsável pela gestão e planejamento financeiro, controle dos recursos e liquidez; e
- Auditoria Interna executa avaliações independentes para assegurar a eficácia dos controles internos e a adequação dos processos operacionais.

O relacionamento entre estas áreas é estruturado por meio de reuniões periódicas, relatórios compartilhados e canais formais de comunicação, garantindo a sinergia e o alinhamento entre as diferentes gerências.

5.2 Descrição dos controles internos

Além do mencionado acima, no subitem 5.1(b) "iii" deste Formulário de Referência, também são detalhadas informações adicionais a respeito das áreas da Companhia e os órgãos da administração envolvidos no monitoramento do sistema de controles internos da Companhia.

(c) forma de supervisão da eficiência dos controles internos pela administração da Companhia, indicando o cargo das pessoas responsáveis pelo referido acompanhamento

A Administração da Companhia supervisiona a eficiência dos controles internos por meio de estrutura formal de governança, com acompanhamento sistemático do grau de eficiência dos controles ao longo do tempo. Esse acompanhamento é coordenado pela GCCI, responsável por monitorar a evolução das práticas de controles internos, avaliar periodicamente seu desenho e efetividade operacional, bem como acompanhar as deficiências identificadas e os respectivos planos de ação. As informações consolidadas são reportadas à Administração, permitindo a supervisão contínua e o aprimoramento progressivo do ambiente de controles internos.

(d) deficiências e recomendações sobre os controles internos presente no relatório do auditor independente

Os auditores independentes da Companhia obtiveram entendimento dos controles internos relevantes da Companhia para a auditoria das demonstrações financeiras do exercício findo em 31 de dezembro de 2025, com o objetivo de determinar a natureza, oportunidade e extensão da aplicação dos procedimentos de auditoria, mas não para fins de expressar uma opinião específica sobre esses controles internos.

Como resultado desta avaliação, para o exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2025 os auditores independentes da Companhia emitiram o relatório de recomendações dos auditores independentes sobre os controles internos da Companhia, os quais não foram classificados como deficiências significativas.

(e) comentários dos diretores sobre as deficiências apontadas no relatório circunstanciado preparado pelo auditor independente e sobre as medidas corretivas adotadas

Não aplicável, uma vez que não foram reportadas deficiências significativas no relatório circunstanciado preparado pelos auditores independentes da Companhia com relação às demonstrações financeiras referentes ao exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2025.

5.3 Programa de integridade

5.3. PROGRAMA DE INTEGRIDADE

(a) regras, políticas, procedimentos ou práticas voltadas para a prevenção, detecção e remediação de fraudes, irregularidades e atos ilícitos praticados contra a administração pública

(i) principais mecanismos e procedimentos de integridade adotados e sua adequação ao perfil e riscos identificados pela Companhia, informando com que frequência os riscos são reavaliados e as políticas, procedimentos e as práticas são adaptadas

A Companhia possui ferramentas e mecanismos voltados à prevenção, detecção e remediação de violações éticas e legais os quais se encontram descritos no Código de Conduta, aprovado em reunião do Conselho de Administração realizada em 14 de maio de 2023 e disponível no website da Companhia (<https://eneva.com.br/a-eneva/compliance/>). A Companhia dispõe também de um Programa de Integridade (Programa de Integridade da Eneva), que reúne diversas ferramentas e mecanismos pensados para atender às especificidades dos setores em que atua, reduzir os riscos a que a Companhia está exposta, prevenir e promover a conformidade regulatória e de normativos internos e fomentar o impacto positivo na cadeia de valor.

Um dos pilares do Programa de Integridade é a capacitação e a conscientização dos colaboradores e terceiros buscando prevenir, detectar e remediar atos que estejam em desacordo com o Código de Ética. Para isso, a área de *Compliance* promove treinamentos de acordo com a exposição e necessidade de cada área de negócio para atender às demandas específicas, além de treinamentos voltados aos terceiros visando a manutenção e a propagação desses valores.

Com o objetivo de mitigar os riscos relacionados à contratação de terceiros fornecedores e prestadores de serviços ("**Terceiros**"), a Companhia realiza análises reputacionais dos Terceiros classificados como críticos sob a ótica de integridade. Para esse fim, são utilizadas ferramentas especializadas, como a *Aliant* (ICTS) e o *D-Tracker* (Deloitte), que possibilitam o acesso a bases de dados robustas para consultas. Essas plataformas fornecem informações detalhadas sobre pessoas jurídicas e físicas, permitindo que os profissionais da área de Compliance realizem uma avaliação adequada e fundamentada dos Terceiros.

Por fim, a Companhia possui um canal de denúncias, gerenciado por um prestador de serviço, disponível 24 horas por dia, confidencial e aberto a todos, o qual permite que colaboradores e Terceiros apresentem relatos, os quais são recebidos pela área de *Compliance* da Companhia, e investigados de acordo com as competências atribuídas na Diretriz de Gestão de Consequências. A área de *Compliance* reporta os indicadores do canal de denúncias ao Comitê de Auditoria Estatutário trimestralmente, e este, por sua vez, ao Conselho de Administração da Companhia. De acordo com a gravidade da denúncia e da violação ao Código de Conduta e políticas de integridade, a sanção ao denunciado pode ser determinada pela Comissão de *Compliance* ou pelo Conselho de Administração.

A Companhia busca revisar periodicamente suas políticas de forma e manter sua aderência às melhores práticas de mercado de acordo com a reavaliação de riscos (que ocorre anualmente), procedimentos e práticas da Companhia para buscar adequação, aperfeiçoamento e atualização do Código de Conduta e do Programa de Integridade.

Desde o ano de 2018, foram conduzidos, pela área de Governança, *Compliance* e *Controles Internos* treinamentos presenciais direcionados aos colaboradores da Companhia sobre assédio moral e suas particularidades. A fim de atender aos colaboradores que não puderam comparecer aos treinamentos presencialmente, a Companhia conduziu treinamentos online. Adicionalmente, a Companhia incluiu uma apresentação sobre o Código de Conduta no processo de ambientação de novos colaboradores.

Adicionalmente, a Companhia ressalta que tem realizado treinamentos desde a aprovação do Código de Conduta com vistas a fomentar o cumprimento e disseminar o conhecimento sobre as suas regras, diretrizes e

5.3 Programa de integridade

procedimentos. São conduzidos treinamentos online e presenciais, em diferentes formatos de acordo com o público alvo. Os treinamentos são oferecidos a todos os colaboradores, diretores e conselheiros de administração da Companhia.

(ii) a estrutura organizacional envolvida 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

A Companhia conta com uma área de *Compliance*, integrante da Gerência de Governança Corporativa, Compliance e Controles Internos, e que compõe a Diretoria Jurídica, buscando garantir o funcionamento e a eficiência dos mecanismos e procedimentos internos de integridade e tendo como atribuição principal o acompanhamento e implementação das iniciativas de *Compliance*.

A Comissão de *Compliance* é um órgão de funcionamento não permanente, que pode ser instalado a qualquer tempo pela Diretoria de *Compliance* ou pelo Comitê de Auditoria Estatutário, para apoiar na resolução de denúncias, ou ainda na resolução de potenciais conflitos de interesses em que estejam envolvidos membros da Alta Administração.

Adicionalmente, a Companhia nota que a estrutura organizacional referente ao seu processo de gerenciamento de riscos, *Compliance*, controles internos e integridade também é descrita em detalhes no item 5.1 deste Formulário de Referência.

(iii) código de ética ou de conduta

- **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**

A Companhia dispõe de Código de Conduta, sendo aplicável a todos os colaboradores, diretores, conselheiros fiscais, quando aplicável, conselheiros de administração e terceiros. No que se refere aos fornecedores, prestadores de serviço, agentes intermediários e associados, a Companhia desenvolveu um Código de Conduta de Terceiros, detalhando as regras e recomendações específicas para aqueles que tenham relações comerciais com a Companhia ou suas subsidiárias.

O Código de Conduta de Terceiros descreve as expectativas da Companhia e de suas controladas em relação aos seus fornecedores. Todos os fornecedores cadastrados na Companhia obrigatoriamente precisam formalizar sua ciência. Ao aceitar os termos contidos no documento, os fornecedores reconhecem que todos os acordos, contratos e relações comerciais com a Companhia e suas controladas, existentes e futuros, estão sujeitos às suas disposições, regras e compromissos relacionados a diversos temas, tais como ética e integridade, transparência, responsabilidade e respeito, brindes e presentes, combate a corrupção, conflito de interesses, entre outros. Ainda com relação aos Terceiros a Companhia disponibiliza para os colaboradores e executivos a Diretriz de Relação de Terceiros e Política de Defesa da Concorrência com objetivo de orientar sobre o comportamento esperado no relacionamento com clientes, fornecedores e parceiros de negócios.

A Companhia também conta com a Política Anticorrupção, que é aplicável a todos os colaboradores, diretores, conselheiros de administração e terceiros. Para mais informações sobre tais códigos e políticas, vide o item 5.1 (c) (b) (ii) deste Formulário de Referência.

- **as sanções aplicáveis na hipótese de violação ao código ou a outras normas relativas ao assunto, identificando o documento onde essas sanções estão previstas**

O Código de Conduta da Companhia determina que o descumprimento das condutas nele definidas ou estabelecidas nas políticas da Companhia e/ou leis e regulamentos aplicáveis poderão resultar na aplicação de

5.3 Programa de integridade

medidas disciplinares, as quais serão proporcionais à natureza e à gravidade da violação, podendo variar desde advertência até demissão por justa causa de acordo com Diretriz de Gestão de Consequência, sem prejuízo de sanções administrativas, civis e penais, quando aplicáveis.

Aos Terceiros que violarem o Código de Conduta, políticas da Companhia e/ou leis e regulamentos aplicáveis, a sanção imposta será aquela prevista no respectivo contrato, incluindo o término da relação comercial existente entre o Terceiro e a Companhia.

Os treinamentos são realizados periodicamente, conjuntamente a ações de comunicação contínuas relacionados a ética, integridade e práticas anticorrupção para sua liderança e seus colaboradores, por meio dos módulos presenciais na ambientação de novos colaboradores e *online*.

Ao longo dos três últimos exercícios sociais, outros treinamentos foram realizados pela Companhia, conforme especificados no item 5.1(ii), letra "I", deste Formulário de Referência.

- **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**

A versão atual do Código de Conduta foi revisada e aprovada em reunião do Conselho de Administração em 13 de maio de 2026, e encontra-se disponível para consulta nas páginas eletrônicas da CVM e de relações com investidores da Companhia.

A versão atual do Código de Conduta de Terceiros foi revisada e aprovada em reunião do Conselho de Administração em 14 de maio de 2025, e encontra-se disponível para consulta nas páginas eletrônicas da CVM e de relações com investidores da Companhia.

(b) canal de denúncia

(i) Canal de Denúncias interno ou a cargo de terceiros.

O canal de denúncia é externo e gerido por empresa terceira especializada (atualmente, a Contato Seguro).

(ii) canal aberto para o recebimento de denúncias de terceiros ou somente de empregados

O canal de denúncia está aberto para o recebimento de relatos de todos os colaboradores próprios e terceiros da Companhia, bem como do público externo.

Desta forma, tanto colaboradores quanto terceiros podem comunicar violações da seguinte forma:

- pelo website: <https://www.contatoseguro.com.br/eneva> ; e/ou
- pelo telefone 0800 601 8679; e/ou
- pelo aplicativo da Contato Seguro.

(iii) mecanismos de anonimato e de proteção a denunciante de boa-fé

Os relatos podem ser realizados anonimamente pelos canais de denúncia disponibilizados pela Contato Seguro, tanto através de ligação gratuita como através do website.

(iv) órgão responsável pela apuração de denúncias

As denúncias são apuradas e tratadas pela área de *Compliance* e reportadas trimestralmente para o Comitê de Auditoria Estatutário.

(c) número de casos confirmados nos últimos 3 (três) exercícios sociais de desvios, fraudes, irregularidades e atos ilícitos praticados contra a administração pública e

5.3 Programa de integridade

medidas corretivas adotadas

Nos últimos três exercícios sociais não houve casos confirmados de desvios, fraudes, irregularidades e atos ilícitos praticados contra a administração pública.

(d) caso a Companhia não possua regras, políticas, procedimentos ou práticas voltadas para a prevenção, detecção e remediação de desvios, fraudes, irregularidades e atos ilícitos praticados contra a administração pública, identificar as razões pelas quais a Companhia não adotou controles nesse sentido

Não aplicável, uma vez que, conforme descrito acima, a Companhia possui um programa de integridade em vigor para a prevenção, detecção e remediação de fraudes e ilícitos praticados contra a administração pública, contra as regras e políticas da Companhia e/ou contra a lei e regulamentos aplicáveis.

5.4 Alterações significativas

5.4. ALTERAÇÕES SIGNIFICATIVAS

Não houve, no exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2025, alterações significativas nos principais riscos aos quais a Companhia está sujeita.

5.5 Outras informações relevantes

5.5. OUTRAS INFORMAÇÕES RELEVANTES

A Companhia mantém um Programa de Governança em Proteção de Dados, estruturado com base em boas práticas de mercado e voltado ao cumprimento da legislação vigente, especialmente a Lei Geral de Proteção de Dados Pessoais ("LGPD").

O programa compreende o mapeamento dos dados pessoais tratados, a identificação dos riscos associados e a adoção de medidas de controle voltadas à mitigação desses riscos, incluindo a nomeação de um Encarregado de Proteção de Dados.

A Companhia estabeleceu normativos internos, políticas e procedimentos de privacidade, proteção de dados e segurança da informação, que integram seu ambiente de controles internos e apoiam a gestão de riscos relacionados ao tratamento de dados pessoais, também são promovidos treinamentos e *workshops* internos para disseminação das normas aplicáveis.

Nos canais institucionais, a Companhia disponibiliza avisos de privacidade com informações claras e acessíveis sobre o tratamento de dados pessoais, bem como mecanismos para o exercício dos direitos previstos na LGPD. As práticas do Programa de Governança em Proteção de Dados são periodicamente revisadas e aprimoradas, em consonância com o processo de melhoria contínua do ambiente de controles internos.

6.1/2 Posição acionária

CONTROLADORA / INVESTIDORA					
ACIONISTA					
CPF/CNPJ acionista	Nacionalidade-UF	Participa de acordo de acionistas	Acionista controlador	Última alteração	
Acionista Residente no Exterior	Nome do Representante Legal ou Mandatário		Tipo de pessoa	CPF/CNPJ	
Detalhamento de ações Unidade					
Qtde. ações ordinárias Unidade	Ações ordinárias %	Qtde. ações preferenciais Unidade	Ações preferenciais %	Qtde. total de ações Unidade	Total ações %
CONTROLADORA / INVESTIDORA			CPF/CNPJ acionista		Composição capital social
BANCO BTG PACTUAL S.A.					
30.306.294/0001-45	Brasil	Não	Não	22/05/2026	
Não	BANCO BTG PACTUAL S.A.		Jurídica	30.306.294/0001-45	
498.268.848	25,723	0	0,000	498.268.848	25,723
Classe Ação	Qtde. de ações Unidade	Ações %	Ações (%) da espécie	Ações (%) do capital social	
TOTAL	0	0.000			
BPAC INFRA FUNDO DE INVESTIMENTO EM PARTICIPACOES INFRAESTRUTURA RESPONSABILIDADE LIMITADA					
62.415.181/0001-74	Brasil	Não	Não	22/05/2026	
Não	Banco BTG Pactual S.A.		Jurídica	09.631.542/0001-37	
437.492.863	22,586	0	0,000	437.492.863	22,586
Classe Ação	Qtde. de ações Unidade	Ações %	Ações (%) da espécie	Ações (%) do capital social	
TOTAL	0	0.000			
DYNAMO ADMINISTRAÇÃO DE RECURSOS LTDA.					
72.116.353/0001-62	Brasil	Não	Não	22/05/2026	
Não	DYNAMO ADMINISTRAÇÃO DE RECURSOS LTDA.		Jurídica	72.116.353/0001-62	
138.134.932	7,131	0	0,000	138.134.932	7,131
Classe Ação	Qtde. de ações Unidade	Ações %	Ações (%) da espécie	Ações (%) do capital social	
TOTAL	0	0.000			

6.1/2 Posição acionária

CONTROLADORA / INVESTIDORA					
ACIONISTA					
CPF/CNPJ acionista	Nacionalidade-UF	Participa de acordo de acionistas	Acionista controlador	Última alteração	
Acionista Residente no Exterior	Nome do Representante Legal ou Mandatário		Tipo de pessoa	CPF/CNPJ	
Detalhamento de ações Unidade					
Qtde. ações ordinárias Unidade	Ações ordinárias %	Qtde. ações preferenciais Unidade	Ações preferenciais %	Qtde. total de ações Unidade	Total ações %
CONTROLADORA / INVESTIDORA				CPF/CNPJ acionista	Composição capital social
GQG Partners LLC					
00.000.000/0000-00	Estados Unidos	Não	Não	22/05/2026	
Sim	Citibank Distribuidora de Títulos e Valores Mobiliários SA		Jurídica	33.868.597/0001-40	
100.458.585	5,186	0	0,000	100.458.585	5,186
Classe Ação	Qtde. de ações Unidade	Ações %	Ações (%) da espécie	Ações (%) do capital social	
TOTAL	0	0.000			
AÇÕES EM TESOURARIA					
24.025.024	1,240	0	0,000	24.025.024	1,240
OUTROS					
738.649.265	38,133	0	0,000	738.649.265	38,133
TOTAL					
1.937.029.517	100,000	0	100,000	1.937.029.517	100,000

6.3 Distribuição de capital

Data da última assembleia / Data da última alteração	27/04/2026
Quantidade acionistas pessoa física	27.701
Quantidade acionistas pessoa jurídica	240
Quantidade investidores institucionais	1.325

Ações em Circulação

Ações em circulação correspondente a todas ações do emissor com exceção das de titularidade do controlador, das pessoas a ele vinculadas, dos administradores do emissor e das ações mantidas em tesouraria

Quantidade ordinárias	1.909.066.130	98,556%
Quantidade preferenciais	0	0,000%
Total	1.909.066.130	98,556%

6.4 Participação em sociedades

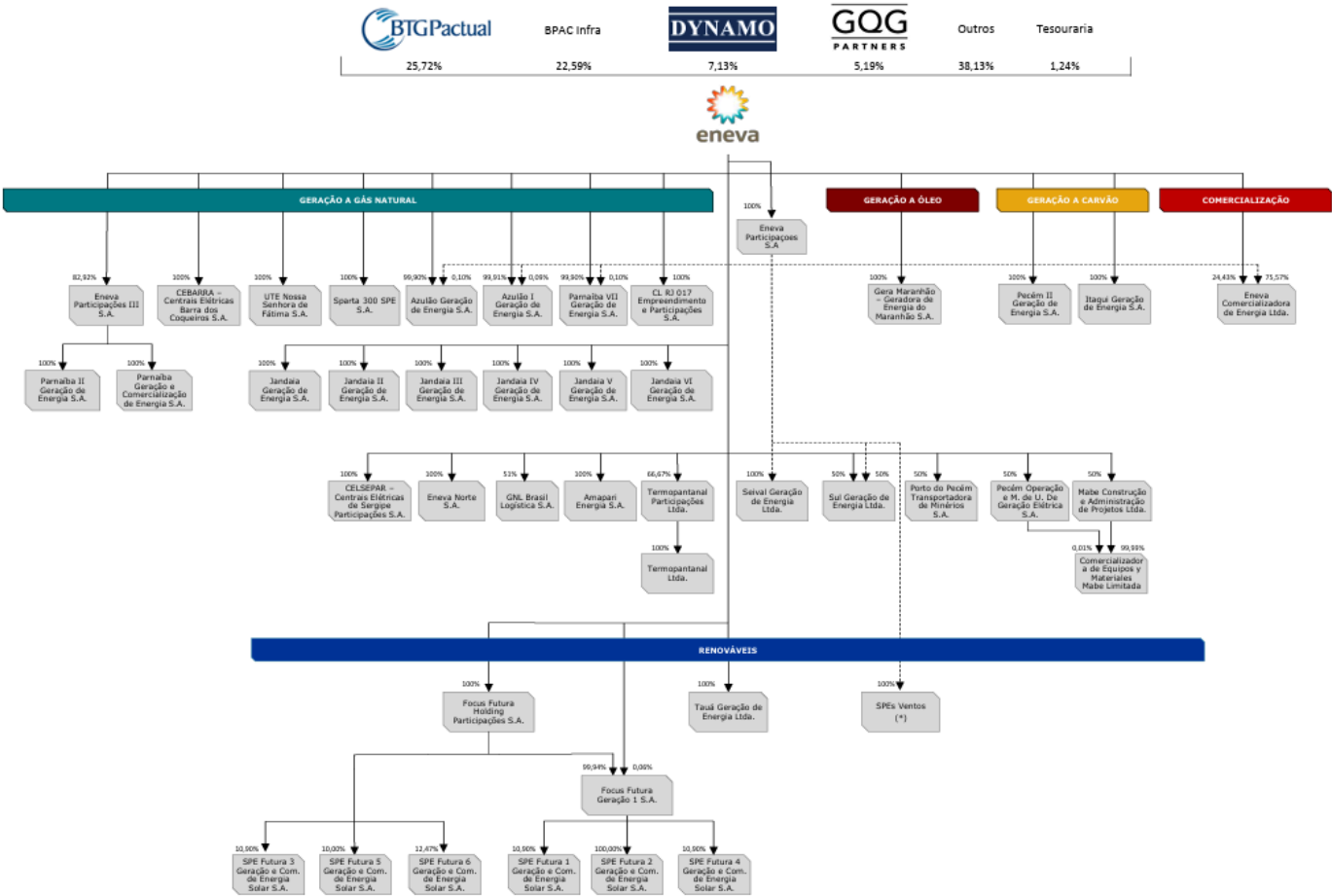
Denominação Social	CNPJ	Participação do emisor (%)
GERA MARANHÃO – GERADORA DE ENERGIA DO MARANHÃO S.A.	09.110.880/0001-23	100
PECÉM II GERAÇÃO DE ENERGIA S.A.	10.471.487/0001-44	100
SPE FUTURA 3 GERAÇÃO E COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA SOLAR S.A.	37.350.010/0001-67	10,9
FOCUS FUTURA HOLDING PARTICIPAÇÕES S.A.	38.075.266/0001-76	100
PARNAÍBA II GERAÇÃO DE ENERGIA S.A.	14.578.002/0001-77	82,92
SPE FUTURA 2 GERAÇÃO E COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA SOLAR S.A.	37.349.892/0001-40	100
TAUÁ GERAÇÃO DE ENERGIA LTDA	09.193.216/0001-95	100
CEBARRA – CENTRAIS ELÉTRICAS BARRA DOS COQUEIROS S.A.	28.556.062/0001-01	100
GNL BRASIL LOGÍSTICA S.A.	47.548.779/0001-48	51
SPE FUTURA 5 GERAÇÃO E COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA SOLAR S.A.	37.349.910/0001-94	10
ENEVA PARTICIPAÇÕES III S.A.	48.676.896/0001-50	82,92
ENEVA COMERCIALIZADORA DE ENERGIA LTDA	09.185.485/0001-00	100
PARNAÍBA GERAÇÃO E COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA S.A.	15.743.303/0001-71	82,92
ITAQUI GERAÇÃO DE ENERGIA S.A.	08.219.477/0001-74	100

6.4 Participação em sociedades

Denominação Social	CNPJ	Participação do emisor (%)
SPE FUTURA 1 GERAÇÃO E COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA SOLAR S.A.	37.349.957/0001-58	10,9
PARNAÍBA VII GERAÇÃO DE ENERGIA S.A.	48.792.120/0001-03	100
FOCUS FUTURA GERAÇÃO 1 S.A.	39.573.257/0001-78	100
ENEVA PARTICIPAÇÕES S.A.	15.379.168/0001-27	100
SPARTA 300 SPE S.A.	35.577.677/0001-71	100
SPE FUTURA 4 GERAÇÃO E COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA SOLAR S.A.	37.349.956/0001-03	10,9
SPE FUTURA 6 GERAÇÃO E COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA SOLAR S.A.	37.576.883/0001-92	12,47
AZULÃO GERAÇÃO DE ENERGIA S.A.	30.185.130/0001-07	99,9
AZULÃO I GERAÇÃO DE ENERGIA S.A.	45.655.695/0001-88	99,91

6.5 Organograma dos acionistas e do grupo econômico

6.5. ORGANOGRAMA DOS ACIONISTAS E DO GRUPO ECONÔMICO



Nota: (1) Na data deste Formulário de Referência, a companhia não possui acionista(s) controlador(es).

6.6 Outras informações relevantes

6.6. OUTRAS INFORMAÇÕES RELEVANTES

Informações adicionais ao item 6.1/2 e 6.5 deste Formulário de Referência

No item 6.1/2 deste Formulário de Referência, a participação indicada para a Dynamo Administração de Recursos Ltda. corresponde ao somatório de participações de diferentes fundos de investimentos ou carteiras geridos pela respectiva gestora.

Adicionalmente, no item 6.1/2 deste Formulário de Referência, foi informado em correspondência encaminhada pelo acionista BPAC Infra Fundo de Investimento em Participações Infraestrutura Responsabilidade Limitada que este é um veículo de investimento de determinados sócios sêniores do Grupo BTG Pactual, mas que tal veículo não é controlado ou possui qualquer tipo de vínculo societário com o Banco BTG Pactual S.A., acionista com participação relevante também informada no item 6.1/2 deste Formulário de Referência.

Ademais, a Companhia comunica que no dia 04 de fevereiro de 2026, recebeu a correspondência da Goldman Sachs & Co. LLC, subsidiária do The Goldman Sachs Group, Inc., e inscrita no CNPJ sob nº 05.987.216/0001-06, informando que, em conjunto com Goldman Sachs International, inscrita no CNPJ sob nº 05.479.103/0001-08, e outras subsidiárias do The Goldman Sachs Group, Inc., nomeadamente Goldman Sachs do Brasil Banco Múltiplo S.A., inscrito no CNPJ sob o nº 04.332.281/0001-30 ("Entidades Goldman") realizaram, em 30 de janeiro de 2026, operações que resultaram em uma posição de derivativos com liquidação física equivalente a 98.046.600 ações ordinárias de emissão da Companhia, correspondente à 5,06% das ações de emissão da Companhia.

Contudo, a posição detida pelas Entidades Goldman não estão descritas no item 6.1/2 deste Formulário de Referência, uma vez que se referem a instrumentos derivativos cuja efetiva liquidação física ainda não foi informada à Companhia, não caracterizando, portanto, participação em ações.

A posição acionária referente à s ações detidas em tesouraria apresentadas no item 6.1/2 f referem-se ao pregão do dia 25 de maio de 2026.

Informações adicionais ao item 6.4 deste Formulário de Referência

Nos termos da Resolução CVM 80/22 e do Ofício Circular/Anual-2026-CVM/SEP, a Companhia informa que o item 6.4 deste Formulário de Referência considera as subsidiárias que a Companhia entende como relevantes para o desenvolvimento de suas atividades. Não obstante, para mais informações a respeito das demais sociedades em que a Companhia detém participação ver o organograma contido no item 6.5 deste Formulário de Referência.

7.1 Principais características dos órgãos de administração e do conselho fiscal

7.1. PRINCIPAIS CARACTERÍSTICAS DOS ÓRGÃOS DE ADMINISTRAÇÃO E DO CONSELHO FISCAL

(a) principais características da política de indicação e de preenchimento de cargos, se houver, e, caso o emissor a divulgue, locais na rede mundial de computadores em que o documento pode ser consultado

A Companhia possui Política de Indicação de Membros do Conselho de Administração, dos Comitês de Assessoramento e da Diretoria Estatutária da Companhia, aprovada pelo Conselho de Administração em 31 de janeiro de 2019 ("Política de Indicação"), disponível no website da Companhia (ri.eneva.com.br). Seu objetivo é estabelecer os critérios para a composição e os procedimentos de indicação de membros do Conselho de Administração, dos Comitês de Assessoramento e da Diretoria Estatutária da Companhia. A Política de Indicação é aplicável à Companhia e às suas subsidiárias, incluindo *joint-ventures* e sociedades coligadas em que o controle seja exercido pela Companhia.

As indicações para os cargos eletivos, além de observarem o disposto na legislação e regulamentações aplicáveis, bem como demais normas internas da Companhia, devem estar sempre alinhadas ao melhor interesse da Companhia, sendo imprescindível que os indicados sejam profissionais altamente qualificados e comprometidos com os valores e cultura da Companhia, além de possuir notável e adequada experiência profissional, técnica e acadêmica, compatível com o cargo para o qual estão sendo indicados. As indicações para os cargos eletivos devem considerar também, na medida do possível, para uma boa composição dos órgãos colegiados, a diversidade de conhecimentos, experiências, comportamentos, aspectos culturais, de gênero, faixa etária e formação acadêmica, bem como a complementariedade de competências no colegiado e a disponibilidade de tempo para o exercício da função.

É recomendável que os indicados para os cargos eletivos referentes ao Conselho de Administração e Diretoria possuam fluência na língua inglesa, dado o porte da Companhia, a natureza de seus negócios, a cobertura global dos mercados onde atua e a presença de investidores estrangeiros entre os acionistas. As indicações para os cargos eletivos do Conselho de Administração e Diretoria devem considerar os requisitos e as vedações legais, incluindo, mas não se limitando aos Artigos 145 a 147 da Lei das S.A. e à Resolução da CVM nº 80/22.

A indicação dos membros para os cargos eletivos do Conselho de Administração poderá ser feita pela administração ou por qualquer acionista da Companhia, nos termos da Lei das S.A. e da regulamentação da CVM. O próprio Conselho de Administração, quando do processo de renovação de seu mandato, deve, com antecedência, definir o perfil, divulgar a qualificação desejável e a expectativa em relação aos candidatos.

Em atendimento ao Anexo B – Medidas ASG do Regulamento de Emissores da B3, a Companhia esclarece que, embora sua Política de Indicação não trata expressamente dos critérios relacionados à orientação sexual, cor ou raça e inclusão de pessoa com deficiência, aborda o tema de equidade de forma mais ampla, considerando elementos como diversidade de gênero, faixa etária e experiências. É importante ressaltar, ainda, que a Política de Indicação estabelece que as indicações para os cargos eletivos devem estar sempre alinhadas ao melhor interesse da Companhia, sendo imprescindível que os indicados sejam profissionais altamente qualificados e comprometidos com os valores e cultura da Companhia, além de possuir notável e adequada experiência profissional, técnica e acadêmica, compatível com o cargo para o qual estão sendo indicados.

As indicações para reeleição de membros do Conselho de Administração deverão levar em consideração o seu bom desempenho durante o período, sua experiência, a assiduidade nas reuniões durante o mandato anterior, bem como a avaliação do benefício da sua substituição e renovação do Conselho de Administração, quando comparada à sua permanência e reeleição. Além disso, é recomendável que o Conselho de Administração tenha em sua composição profissionais com experiência em temas diversificados, tais como aspectos ambientais, sustentabilidade e de tecnologia e segurança da informação. Além do disposto no artigo 147, § 3º da Lei das S.A., para que os membros do Conselho de Administração tenham o tempo hábil necessário para se dedicar às suas

7.1 Principais características dos órgãos de administração e do conselho fiscal

atividades no Conselho de Administração da Companhia, é recomendável que cada um dos indicados não possua mais do que 5 (cinco) cargos em conselhos de administração de outras companhias.

O Conselho de Administração deverá buscar a composição dos Comitês de Assessoramento com ao menos um membro do Conselho de Administração e, sempre que pertinente, incluindo profissionais externos que, além de possuírem as características previstas para os membros do Conselho de Administração acima, possam trazer conhecimento adicional e novas perspectivas e contribuir para o aprofundamento das discussões, opiniões e pareceres encaminhados ao Conselho de Administração. Deve-se ainda, cumprir o que estabelece o respectivo regimento interno no que diz respeito à sua composição. A indicação de nomes dos candidatos para membros dos Comitês de Assessoramento poderá ser feita por qualquer membro do Conselho de Administração ou da Diretoria até 10 (dez) dias úteis anteriores à reunião do Conselho de Administração que indicará a composição de um novo comitê. Os membros dos Comitês de Assessoramento serão eleitos anualmente pelo Conselho de Administração da Companhia. A reeleição dos membros dos Comitês de Assessoramento deverá levar em consideração o seu bom desempenho durante o período, sua experiência e a assiduidade nas reuniões durante o mandato anterior.

O Conselho de Administração deverá buscar a composição dos quadros executivos da Companhia com profissionais que, além de possuírem as características previstas para o Conselho de Administração acima, saibam combinar, de modo harmônico, o interesse da Companhia, dos acionistas, dos colaboradores, bem como a responsabilidade social e ambiental da Companhia, sempre pautados pela legalidade e pela ética.

Na indicação dos membros da Diretoria Estatutária, o cumprimento dos requisitos estabelecidos para os membros da Diretoria na Política de Indicação será verificado pelo próprio Conselho de Administração. O Conselho de Administração elege e destitui o Diretor Presidente da Companhia. O Diretor Presidente da Companhia propõe eleição e destituição dos demais Diretores Estatutários da Companhia e o Conselho de Administração aprova a eleição e a destituição de tais Diretores. As propostas para reeleição de Diretores deverão ser baseadas na avaliação periódica dos Diretores, nos termos do Regulamento do Novo Mercado, na qual são considerados indicadores de desempenho, o cumprimento de metas e alinhamento à cultura da Companhia.

Ainda, a Companhia esclarece que não possui Conselho Fiscal instalado.

A Política de Indicação está disponível para consulta no no website da Companhia (ri.eneva.com.br) e da CVM (gov.br/cvm).

(b) se há mecanismos de avaliação informando, em caso positivo

(i) periodicidade da avaliação e sua abrangência

(ii) metodologia adotada e principais critérios utilizados na avaliação

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

A avaliação do Conselho de Administração e de seus Comitês de Assessoramento é realizada por assessores externos com frequência bienal, conforme determinação do Conselho de Administração.

Em 2023 a avaliação foi conduzida levando-se em consideração os seguintes aspectos: (i) funcionamento do Conselho de Administração (composição, estrutura e organização, dinâmica do conselho, comunicação e fluxo de informação com CEO e Diretoria, estratégia resultados e gestão de riscos, sucessão e desenvolvimento, papel do presidente do conselho e comitês); (ii) efetividade dos comitês; (iii) cultura do Conselho de Administração; e (iv) comparação com *peer group* (benchmark de mercado).

Os assessores externos apresentam, após diagnóstico, os principais temas para reflexão, indicando as melhores práticas já adotadas pelo Conselho e Comitês de Assessoramento bem como as recomendações necessárias para aumentar a efetividade do Conselho.

O Diretor-Presidente e a Diretoria são avaliados com base em metas de desempenho, financeiras e não financeiras (incluindo aspectos ambientais, sociais e de governança), alinhadas com os valores e os princípios

7.1 Principais características dos órgãos de administração e do conselho fiscal

éticos da Companhia. O Diretor-Presidente e a Diretoria são avaliados no Ciclo de Avaliação de Desempenho Eneva, realizado anualmente, e, periodicamente, também são avaliados por assessores externos a fim de auxiliar o processo de desenvolvimento e planejamento sucessório na Companhia. Os principais objetivos da avaliação dos executivos incluem: (i) avaliar o talento executivo frente às necessidades de liderança atuais e futuras; (ii) entender a prontidão para sucessão e potencial para assumir posições no futuro; (iii) comparar as competências com parâmetros de mercado; (iv) entender as aspirações e riscos de retenção; (v) fornecer recomendações específicas de desenvolvimento para os executivos com o objetivo de aumentar seu desempenho e prontidão para sucessão dentro da organização.

As avaliações referentes ao desempenho do Diretor-Presidente e demais diretores em 2025 foram finalizadas no segundo semestre de 2025 durante o Ciclo de Avaliação de Desempenho Eneva. As metas do Diretor Presidente e demais diretores, referentes ao exercício de 2025, foram aprovadas pelo Conselho de Administração na reunião realizada em 11 de dezembro de 2025.

(c) identificação e administração de conflito de interesses

Conforme disposto no Regimento Interno do Conselho de Administração da Companhia, aprovado pelo Conselho de Administração em 31 de outubro de 2018 ("Regime Interno do Conselho de Administração"), na hipótese de serem constatados conflitos de interesses ou interesse particular de um dos membros do Conselho de Administração em relação a determinado assunto a ser decidido, é dever do próprio membro do Conselho de Administração comunicar, tempestivamente, tal fato aos demais membros.

Caso algum membro do Conselho de Administração, que possa ter um potencial benefício particular ou conflito de interesses com alguma decisão a ser tomada, não manifeste seu benefício ou conflito de interesses, qualquer outro membro do Conselho de Administração que tenha conhecimento da situação poderá fazê-lo. A não manifestação voluntária daquele membro será considerada uma violação ao Regime Interno do Conselho de Administração, caso os referidos benefícios particulares ou conflitos de interesses venham a se confirmar. Tão logo identificado o conflito de interesses ou benefício particular, o conselheiro envolvido afastar-se-á das discussões e deliberações, devendo retirar-se temporariamente da reunião até o encerramento do assunto.

A manifestação da situação de conflito de interesses ou benefício particular conforme descrito no artigo 22, caput ou parágrafo 1º do Regimento Interno do Conselho de Administração, conforme o caso, e a subsequente incidência do disposto no parágrafo 2º do mesmo Regimento Interno deverão constar na ata da reunião. A competência do Conselho de Administração sobre o tema do conflito de interesses não afasta a competência da Assembleia Geral prevista em lei.

Em conformidade com a Lei das S.A., qualquer membro do Conselho de Administração da Companhia está proibido de votar em qualquer assembleia ou reunião do Conselho de Administração, ou de atuar em qualquer operação ou negócios nos quais tenha interesses conflitantes com os da Companhia.

Conforme disposto na Política de Transações com Partes Relacionadas da Companhia, aprovada pelo Conselho de Administração em 31 de janeiro de 2019 ("Política de Transações com Partes Relacionadas"), havendo conflito entre os interesses de qualquer acionista ou administrador e a Companhia, em relação a determinada matéria, o acionista ou administrador devem explicar seu envolvimento na transação, se ausentar das discussões sobre o tema e se abster de votar em deliberação sobre a matéria.

(d) por órgão

(i) número total de membros, agrupados por identidade autodeclarada de gênero

Refletido na tabela que consta no item 7.1(d).

(ii) número total de membros, agrupados por identidade autodeclarada de cor ou raça

Refletido na tabela que consta no item 7.1(d).

7.1 Principais características dos órgãos de administração e do conselho fiscal

(iii) número total de pessoas com deficiência, caracterizada nos termos da legislação aplicável

Refletido na tabela que consta no item 7.1(d).

(iv) número total de membros agrupados por outros atributos de diversidade que a Companhia entenda relevantes

Não há outros atributos de diversidade considerados pela Companhia para esta finalidade.

(e) se houver, objetivos específicos que a Companhia possua com relação à diversidade de gênero, cor ou raça ou outros atributos entre os membros de seus órgãos de administração e de seu conselho fiscal.

A Companhia informa que não possui metas quantitativas ou objetivos formais específicos relacionados à diversidade de gênero, cor ou raça ou outros atributos no âmbito de seus órgãos de administração.

Em atendimento ao Anexo B – Medidas ASG do Regulamento de Emissores da B3, a Companhia esclarece que, na data deste Formulário de Referência, não possui um membro da administração que se identifique como mulher ou membro de comunidade sub-representada.

A Companhia reconhece a relevância da diversidade na composição de seus órgãos de administração e seguirá avaliando oportunidades para ampliar a pluralidade de perfis em sua administração, em linha com a evolução de suas práticas de governança corporativa.

(f) papel dos órgãos de administração na avaliação, gerenciamento e supervisão dos riscos e oportunidades relacionados ao clima.

Os riscos relacionados ao clima seguem a mesma governança para identificação, avaliação e monitoramento que os demais riscos mapeados na Companhia. Portanto, o papel da alta administração é o mesmo perante os riscos climáticos e seguem as diretrizes estabelecidas em Política de Gerenciamento de Riscos aprovada pelo Conselho de Administração. Para conhecer mais detalhes da Política de Gerenciamento de Riscos e controles internos, vide item 5.1 deste Formulário de Referência.

As oportunidades climáticas são trabalhadas através da estratégia da Companhia de sustentabilidade por meio do pilar de "Transição Energética". Para mais informações, vide item 2.10 (d) deste Formulário de Referência.

7.1D Descrição das principais características dos órgãos de administração e do conselho fiscal

Quantidade de membros por declaração de gênero

	Feminino	Masculino	Não binário	Outros	Prefere não responder
Diretoria	0	1	0	0	2
Conselho de Administração - Efetivos	0	3	0	0	4
Conselho de Administração - Suplentes	Não se aplica	Não se aplica	Não se aplica	Não se aplica	Não se aplica
Conselho Fiscal - Efetivos	Não se aplica	Não se aplica	Não se aplica	Não se aplica	Não se aplica
Conselho Fiscal - Suplentes	Não se aplica	Não se aplica	Não se aplica	Não se aplica	Não se aplica
TOTAL = 10	0	4	0	0	6

Quantidade de membros por declaração de cor e raça

	Amarelo	Branco	Preto	Pardo	Indígena	Outros	Prefere não responder
Diretoria	0	1	0	0	0	0	2
Conselho de Administração - Efetivos	0	3	0	0	0	0	4
Conselho de Administração - Suplentes	Não se aplica	Não se aplica	Não se aplica	Não se aplica	Não se aplica	Não se aplica	Não se aplica
Conselho Fiscal - Efetivos	Não se aplica	Não se aplica	Não se aplica	Não se aplica	Não se aplica	Não se aplica	Não se aplica
Conselho Fiscal - Suplentes	Não se aplica	Não se aplica	Não se aplica	Não se aplica	Não se aplica	Não se aplica	Não se aplica
TOTAL = 10	0	4	0	0	0	0	6

Quantidade de membros - Pessoas com Deficiência

	Pessoas com Deficiência	Pessoas sem Deficiência	Prefere não responder
Diretoria	0	1	2
Conselho de Administração - Efetivos	0	3	4
Conselho de Administração - Suplentes	Não se aplica	Não se aplica	Não se aplica
Conselho Fiscal - Efetivos	Não se aplica	Não se aplica	Não se aplica
Conselho Fiscal - Suplentes	Não se aplica	Não se aplica	Não se aplica
TOTAL = 10	0	4	6

7.2 Informações relacionadas ao conselho de administração

7.2. INFORMAÇÕES RELACIONADAS AO CONSELHO DE ADMINISTRAÇÃO

(a) órgãos e comitês permanentes que se reportem ao conselho de administração

Na data deste Formulário de Referência, o Conselho de Administração é assessorado pelos seguintes Comitês:

Comitê Financeiro, cuja última versão do regimento interno foi aprovada pelo Conselho de Administração em 31 de outubro de 2018, e se encontra disponível nos seguintes *websites*:

- Site de RI da Companhia (ri.eneva.com.br/governanca-corporativa/estatuto-politicas-e-regimentos/);
- Site da CVM (<https://www.rad.cvm.gov.br/>); e
- Site da B3 (<https://sistemaswebb3-listados.b3.com.br/listedCompaniesPage/main/21237/ENEV/material-facts?language=pt-br>).

Comitê de Pessoas, cuja última versão do regimento interno foi aprovada pelo Conselho de Administração em 26 de junho de 2019, e se encontra disponível nos seguintes *websites*:

- Site de RI da Companhia (ri.eneva.com.br/governanca-corporativa/estatuto-politicas-e-regimentos/);
- Site da CVM (<https://www.rad.cvm.gov.br/>); e
- Site da B3 (<https://sistemaswebb3-listados.b3.com.br/listedCompaniesPage/main/21237/ENEV/material-facts?language=pt-br>).

Comitê de Auditoria Estatutário, cuja última versão do regimento interno foi aprovada pelo Conselho de Administração em 20 de março de 2025, e se encontra disponível nos seguintes *websites*:

- Site de RI da Companhia (ri.eneva.com.br/governanca-corporativa/estatuto-politicas-e-regimentos/);
- Site da CVM (<https://www.rad.cvm.gov.br/>); e
- Site da B3 (<https://sistemaswebb3-listados.b3.com.br/listedCompaniesPage/main/21237/ENEV/material-facts?language=pt-br>).

Comitê de Acompanhamento de Obras, de caráter temporário, cuja última versão do regimento interno foi aprovada pelo Conselho de Administração em 14 de junho de 2023, e se encontra disponível nos seguintes *websites*:

- Site de RI da Companhia (ri.eneva.com.br/governanca-corporativa/estatuto-politicas-e-regimentos/);
- Site da CVM (<https://www.rad.cvm.gov.br/>); e
- Site da B3 (<https://sistemaswebb3-listados.b3.com.br/listedCompaniesPage/main/21237/ENEV/material-facts?language=pt-br>).

Dentre as outras áreas e/ou órgãos que se reportam, direta ou indiretamente, ao Conselho de Administração da Companhia, também indicamos a área de Auditoria Interna da Companhia, cujas atribuições estão descritas no item 5.1 deste Formulário de Referência. É importante destacar que, no caso da área de Auditoria Interna, o reporte ao Conselho de Administração é realizado via Comitê de Auditoria Estatutário.

(b) de que forma o conselho de administração avalia o trabalho da auditoria independente, indicando se o emissor possui uma política de contratação de serviços de extra-auditoria com o auditor independente e, caso o emissor divulgue a política, locais na rede mundial de computadores onde o documento pode ser consultado

É competência do Conselho de Administração escolher e destituir os auditores independentes da Companhia.

O Conselho de Administração avalia o trabalho da auditoria independente por meio do Comitê de Auditoria Estatutário, o qual é responsável por opinar sobre a contratação e destituição dos serviços de auditoria independente externa para a Companhia, bem como a substituição de tais auditores, e opinar sobre a sua

7.2 Informações relacionadas ao conselho de administração

contratação para qualquer outro serviços, conforme atribuições listadas no Regimento Interno do órgão disponível nos seguintes websites:

- Site de RI da Companhia (ri.eneva.com.br/governanca-corporativa/estatuto-politicas-e-regimentos/);
- Site da CVM (<https://www.rad.cvm.gov.br/>); e
- Site da B3 (<https://sistemaswebb3-listados.b3.com.br/listedCompaniesPage/main/21237/ENEV/material-facts?language=pt-br>).

Adicionalmente, a Companhia não possui uma política de contratação de serviços de extra-auditoria.

(c) canais instituídos para que questões críticas relacionadas a temas e práticas ASG e de conformidade cheguem ao conhecimento do conselho de administração

A Companhia disponibiliza o e-mail esg@eneva.com.br para tratar de assuntos específicos relacionados aos temas ambiental, social e de governança. O canal é de gestão direta da Gerência ESG, e serve como canal aberto de comunicação para todos os *stakeholders*.

Além disso, há outros canais para tratar, inclusive, de questões críticas relacionadas a temas e práticas ASG, observado que tais questões podem ser reportadas e, conforme o caso, oportunamente levadas a conhecimento do Comitê de Auditoria Estatutário, Diretoria Executiva e Conselho de Administração da Companhia (conforme procedimentos previstos no Código de Conduta e descritos na seção 5 deste Formulário de Referência). São eles:

Canal de Denúncias

O Canal de Denúncias da Eneva (“Canal de Denúncias”) está disponível para todos os *stakeholders* da Companhia. O objetivo é oferecer um canal seguro e que garanta o anonimato dos seus usuários para relatos de condutas contrárias ao Código de Conduta e às leis. O Canal de Denúncias é hospedado por empresa independente, e gerenciado pela área de *Compliance* da Companhia. As apurações das denúncias seguem os fluxos definidos pela Diretriz de Gestão de Consequências e Procedimento de Investigação Interna de *Compliance*.

Em todos os casos considerados procedentes ou parcialmente procedentes são adotadas medidas como advertência, verbal ou escrita, suspensão e demissão, de acordo com nossa Diretriz de Gestão de Consequências.

Todos os relatos devem ser apurados no prazo de até 60 dias, observadas as situações excepcionais que por sua complexidade podem ensejar prazos maiores para apuração.

O canal está disponível 24 horas para o recebimento de denúncias, 7 dias por semana.

Os relatos podem ser realizados por meio telefônico ou via web.

- Telefone: 0800 601 8679.
- Website: <https://www.contatoseguro.com.br/eneva>

Canal de Comunicação

O Canal de Comunicação da Companhia está disponível para todo público externo, incluindo, mas não se limitando a fornecedores, comunidades, poder público, estudantes e demais *stakeholders*. O objetivo é oferecer um canal aberto e acessível em casos de dúvidas, informações, elogios, solicitações, emergências e reclamações, com retorno no prazo de 72 horas. A divulgação do canal é realizada em materiais e no website da Companhia. O canal está disponível 24h, durante os 7 dias da semana para todos os atendimentos.

- Telefone: 0800 730 1060.

7.3 Composição e experiências profissionais da administração e do conselho fiscal

Funcionamento do conselho fiscal: Não permanente e não instalado

Nome ANDRÉ SANTOS ESTEVES CPF: 857.454.487-68 Passaporte: Nacionalidade: Brasil Profis são: Analista de Sistemas Data de Nascimento: 12/07/1968

Experiência Profissional: O Sr. André Esteves formou-se em Matemática na Universidade Federal do Rio de Janeiro (UFRJ), com especialização em Computação. Ingressou no Banco Pactual em 1989 aos 21 anos. Trabalhando ao longo das últimas três décadas em conjunto com seus sócios e colaboradores, teve papel crucial para a transformação do BTG Pactual em um grupo de alcance global, que é ainda o principal Banco de Investimentos da América Latina, empregando hoje mais de 5 mil pessoas. Além disso, cumpre ressaltar que o Sr. André Esteves foi membro do Conselho de Administração da B3 - Bolsa de Valores Brasileira; e também da FEBRABAN - Federação Brasileira de Bancos. Atualmente, o Sr. André Esteves desenvolve atividades em outras áreas, como a educacional e sócio-ambiental, como sócio-fundador do Inteli. Ainda, foi membro do Conselho Latino Americano da Harvard Business School e do Conselho da Fundação Estudar, entidade destinada a fomentar estudos de graduação e pós-graduação de jovens brasileiros no Brasil e no exterior, encaminhando esses profissionais no mercado de trabalho. Com exceção do Banco BTG Pactual, que atualmente detém mais de 5% das ações ordinárias da Companhia, as experiências profissionais do Sr. André Esteves, nos últimos 5 anos, não foram exercidas em sociedades que integram o grupo econômico da Companhia, nem são controladas por acionista da Companhia que detenha participação direta ou indireta igual ou superior a 5% de uma mesma classe ou espécie de valor mobiliário da Companhia. O Sr. André Esteves não esteve sujeito, nos últimos cinco anos, a qualquer condenação criminal, ou à condenação em processo administrativo da CVM, o Banco Central do Brasil ou a Superintendência de Seguros Privados ou a qualquer condenação transitada em julgado, na esfera judicial ou administrativa, que o tenha suspenso ou inabilitado para a prática de atividade profissional ou comercial qualquer, e declara que não é considerado pessoa exposta politicamente, nos termos da Resolução da CVM nº 50, de 31 de agosto de 2021.

Órgãos da Administração:

Órgão da Administração	Data da Eleição	Prazo do mandato	Cargo eletivo ocupado	Detalhar o cargo exercido	Data de posse	Foi eleito pelo controlador	Data de início do primeiro mandato
Conselho de Administração	30/04/2025	Até a AGO de 2027	Conselho de Administração (Efetivo)		30/04/2025	Não	30/04/2025

Condenações:

Tipo de Condenação	Descrição da Condenação
N/A	

Nome BARNE SECCARELLI
LAUREANO

CPF: 461.598.007-87

Passaporte:

Nacionalidade: Brasil

Profis são: Engenheiro

Data de Nascimento: 11/07/1955

Experiência Profissional:

O Sr. Barne Laureano é engenheiro eletricista especializado em Sistemas de Potência, formado pela Universidade Federal do Rio de Janeiro. Com quase 50 anos de experiência contínua em projetos, consultoria e implantação de empreendimentos de distribuição, geração e transmissão para o setor elétrico nacional, ele se destaca como um dos principais profissionais da área. Foi fundador e gestor de empresas de consultoria de engenharia em energia elétrica e pioneiro em projetos de geração renovável. Nos últimos vinte anos, atuou como Engenharia do Proprietário e Engenheiro Independente na implantação de usinas geradoras e sistemas de transmissão em alta e extra alta tensão. Além disso, realizou análises de investimentos na área de concessão de transmissão e geração de energia elétrica. Sr. Laureano também foi consultor técnico em processos de M&A, desestatização, privatização e federalização de empresas no setor elétrico, desempenhando o papel de Engenheiro Independente em projetos de infraestrutura que envolvem não apenas o setor eletroenergético, mas também eletrificação ferroviária, saneamento, instalações aeronáuticas sensíveis, entre outros. Durante este período, assessorou empreendedores em investimentos que somam aproximadamente US\$ 40 bilhões. Desde 2021, dedica-se exclusivamente ao Banco BTG Pactual como Diretor Executivo, onde analisa e gerencia investimentos de capital privado em infraestrutura. Com exceção do Banco BTG Pactual, que atualmente detém mais de 5% das ações ordinárias da Companhia, as experiências profissionais do Sr. Barne Laureano, nos últimos 5 anos, não foram exercidas em sociedades que integram o grupo econômico da Companhia, nem são controladas por acionista da Companhia que detenha participação direta ou indireta igual ou superior a 5% de uma mesma classe ou espécie de valor mobiliário da Companhia. O Sr. Barne Laureano não esteve sujeito, nos últimos cinco anos, a qualquer condenação criminal, ou à condenação em processo administrativo da CVM, o Banco Central do Brasil ou a Superintendência de Seguros Privados ou a qualquer condenação transitada em julgado, na esfera judicial ou administrativa, que o tenha suspenso ou inabilitado para a prática de atividade profissional ou comercial qualquer, e declara que não é considerado pessoa exposta politicamente, nos termos da Resolução da CVM nº 50, de 31 de agosto de 2021.

Órgãos da Administração:

Órgão da Administração	Data da Eleição	Prazo do mandato	Cargo eletivo ocupado	Detalhar o cargo exercido	Data de posse	Foi eleito pelo controlador	Data de início do primeiro mandato
Conselho de Administração	30/04/2025	Até a AGO de 2027	Presidente do Conselho de Administração		30/04/2025	Não	28/04/2023

Condenações:

Tipo de Condenação	Descrição da Condenação
N/A	

Nome HENRI PHILIPPE REICHSTUL

CPF: 001.072.248-36

Passaporte:

Nacionalidade: Brasil

Profis são: Economista

Data de Nascimento: 12/04/1949

Experiência Profissional:

O Sr. Henri Philippe Reichstul é economista formado pela Faculdade de Economia e Administração da Universidade de São Paulo (FEA-USP) e possui estudos de pós-graduação em Economia no Hertford College na Universidade de Oxford, em Oxford, realizados entre 1973 a 1976. É membro do Conselho da TAM, desde 2014, da Repsol (setor de energia) desde 2018, Membro do Conselho de Administração da FIVES (setor de engenharia industrial) desde 2025, Membro do Conselho de Administração da Eneva, (desde: 2023) e Membro do Conselho Consultivo da LHOIST (setor industrial), desde 2005. Foi presidente e Membro do Conselho de Administração da Petrobras entre 1999 e 2001, Presidente do IPEA - Instituto de Planejamento Econômico e Social, de 1986 a 1987, e vice-presidente Executivo do Banco Inter American Express S.A., entre 1988 e 1999. As experiências profissionais do Sr. Henri Philippe Reichstul, nos últimos 5 anos, não foram exercidas em sociedades que integram o grupo econômico da Companhia, nem são controladas por acionista da Companhia que detenha participação direta ou indireta igual ou superior a 5% de uma mesma classe ou espécie de valor mobiliário da Companhia. O Sr. Henri Philippe Reichstul não esteve sujeito, nos últimos cinco anos, a qualquer condenação criminal, ou à condenação em processo administrativo da CVM, o Banco Central do Brasil ou a Superintendência de Seguros Privados ou a qualquer condenação transitada em julgado, na esfera judicial ou administrativa, que o tenha suspenso ou inabilitado para a prática de atividade profissional ou comercial qualquer, e declara que não é considerado pessoa exposta politicamente, nos termos da Resolução da CVM nº 50, de 31 de agosto de 2021.

Órgãos da Administração:

Órgão da Administração	Data da Eleição	Prazo do mandato	Cargo eletivo ocupado	Detalhar o cargo exercido	Data de posse	Foi eleito pelo controlador	Data de início do primeiro mandato
Conselho de Administração	30/04/2025	Até a AGO de 2027	Vice Presidente Cons. de Administração Independente		30/04/2025	Não	30/04/2021

Condenações:

Tipo de Condenação	Descrição da Condenação
N/A	

Nome JOSÉ AFONSO ALVES CASTANHEIRA **CPF:** 175.020.127-53 **Passaporte:** **Nacionalidade:** Brasil **Profis são:** Engenheiro **Data de Nascimento:** 29/12/1946

Experiência Profissional: O Sr. José Afonso Alves Castanheira é formado em Engenharia pela Escola de Engenharia da Universidade Federal do Rio de Janeiro - UFRJ, com especialização em Administração de Empresas pela PUC - RJ e especialização em Economia pela UFRJ. Em março de 2007 iniciou suas atividades como membro do Conselho de Administração da Cia Vale do Araguaia e, atualmente, também é membro do Conselho de Administração da Ânima Holding S/A, desde agosto de 2020. É sócio - Diretor da Consemp Consultoria e Empreendimentos Industriais Ltda, atual Rotapar Investimentos, Administração e Participações Ltda, desde 1987. Atuou como Presidente do Conselho de Administração da BR Malls Participações de outubro de 2017 a maio de 2022; Presidente do Conselho de Administração do Grupo Technos S.A. de outubro de 2014 a abril de 2019; membro do Conselho de Administração da Odontoprev S.A. de dezembro de 2009 a abril de 2019; e membro do Conselho de Administração da Helbor Empreendimentos S.A. de abril de 2010 a abril de 2013. Foi Diretor do Instituto de Economistas do Estado do Rio de Janeiro, Secretário Executivo do CDI - Conselho de Desenvolvimento Industrial, Presidente da BEFLEX – Comissão para Concessão de Benefícios Fiscais e Programas Especiais de Exportação e Presidente da INNOBRA - Innocenti Ind. Mecânica S.A. Participou do Conselho de Administração da Cobafi, Dedini, Estrela, Caemi, MBR, Quebec Cartier Mining, Distribuidora de Produtos e Petróleo Ipiranga, Refinaria de Petróleo Ipiranga S/A, Grupo Paranapanema, Drogasil S/A. As experiências profissionais do Sr. José Afonso Alves Castanheira, nos últimos 5 anos, não foram exercidas em sociedades que integram o grupo econômico da Companhia, nem são controladas por acionista da Companhia que detenha participação direta ou indireta igual ou superior a 5% de uma mesma classe ou espécie de valor mobiliário da Companhia. O Sr. José Afonso Alves Castanheira não esteve sujeito, nos últimos cinco anos, a qualquer condenação criminal, ou à condenação em processo administrativo da CVM, o Banco Central do Brasil ou a Superintendência de Seguros Privados ou a qualquer condenação transitada em julgado, na esfera judicial ou administrativa, que o tenha suspenso ou inabilitado para a prática de atividade profissional ou comercial qualquer, e declara que não é considerado pessoa exposta politicamente, nos termos da Resolução da CVM nº 50, de 31 de agosto de 2021.

Órgãos da Administração:

Órgão da Administração	Data da Eleição	Prazo do mandato	Cargo eletivo ocupado	Detalhar o cargo exercido	Data de posse	Foi eleito pelo controlador	Data de início do primeiro mandato
Conselho de Administração	30/04/2025	Até a AGO de 2027	Conselho de Adm. Independente (Efetivo)		30/04/2025	Não	28/04/2023

Condenações:

Tipo de Condenação	Descrição da Condenação
N/A	

Nome LINO LOPES CANÇADO

CPF: 012.321.167-00

Passaporte:

Nacionalidade: Brasil

Profis são: Engenheiro

Data de Nascimento: 13/01/1968

Experiência Profissional:

O Sr. Lino Lopes Cançado é formado e pós-graduado em Engenharia Mecânica na PUC Rio, com mestrado em Gerência de Projetos de Desenvolvimento de Óleo & Gás pela Heriot-Watt University, Edinburgh, na Escócia. Possui mais de 28 anos de experiência na indústria de Óleo & Gas, com ênfase em gerência de projetos, construção de poços, produção e extração de gás natural. Atuou como Diretor de Operações da Parnaíba Gás Natural S.A. (setor óleo e gás), e, antes disso, foi Vice-Presidente de Projetos Integrados na Schlumberger América do Sul, Diretor de Operações na Schlumberger Brasil, Gerente de Projetos Integrados na Schlumberger Brasil, Gerente de Projeto no desenvolvimento de campos de gás no Norte do México na Schlumberger México e América Central (setor óleo e gás). Exceto pela Parnaíba Gás Natural S.A., que era empresa controlada da Companhia, tais empresas não integram o grupo econômico do emissor, nem são controladas por acionista da Companhia que detenha participação direta ou indireta igual a 5% de uma mesma classe ou espécie de valor mobiliário da Companhia. O Sr. Lino Lopes Cançado não esteve sujeito, nos últimos cinco anos, a qualquer condenação criminal, ou à condenação em processo administrativo da CVM, o Banco Central do Brasil ou a Superintendência de Seguros Privados ou a qualquer condenação transitada em julgado, na esfera judicial ou administrativa, que o tenha suspenso ou inabilitado para a prática de atividade profissional ou comercial qualquer, e declara que não é considerado pessoa exposta politicamente, nos termos da Resolução da CVM nº 50, de 31 de agosto de 2021.

Órgãos da Administração:

Órgão da Administração	Data da Eleição	Prazo do mandato	Cargo eletivo ocupado	Detalhar o cargo exercido	Data de posse	Foi eleito pelo controlador	Data de início do primeiro mandato
Diretoria	30/04/2024	3 anos	Diretor Presidente / Superintendente		30/04/2024		10/08/2016

Condenações:

Tipo de Condenação	Descrição da Condenação
N/A	

Nome MARCELO CAMPOS HABIBE **CPF:** 052.949.797-21 **Passaporte:** **Nacionalidade:** Brasil **Profis são:** Economista **Data de Nascimento:** 26/02/1980

Experiência Profissional: O Sr. Marcelo Habibe é formado em economia pela Universidade Federal do Rio de Janeiro, com mestrado em finanças na Fundação Getúlio Vargas. Acumula mais de 17 anos de experiência, passando pela Brookfield Brasil e Embratel. Atuou também como tesoureiro da Vale S.A. por 8 anos e desempenhou a função de tesoureiro corporativo e head da área de fusões e aquisições na Fibria S.A. por 4 anos. Sua última passagem foi na Omega Geração S.A., onde foi Diretor de Finanças e Relações com Investidores. O Sr. Marcelo Habibe não esteve sujeito, nos últimos cinco anos, a qualquer condenação criminal, ou à condenação em processo administrativo da CVM, o Banco Central do Brasil ou a Superintendência de Seguros Privados ou a qualquer condenação transitada em julgado, na esfera judicial ou administrativa, que o tenha suspenso ou inabilitado para a prática de atividade profissional ou comercial qualquer, e declara que não é considerado pessoa exposta politicamente, nos termos da Resolução da CVM nº 50, de 31 de agosto de 2021.

Órgãos da Administração:

Órgão da Administração	Data da Eleição	Prazo do mandato	Cargo eletivo ocupado	Detalhar o cargo exercido	Data de posse	Foi eleito pelo controlador	Data de início do primeiro mandato
Diretoria	30/04/2024	3 anos	Diretor de Relações com Investidores		30/04/2024		31/01/2019

Condenações:

Tipo de Condenação	Descrição da Condenação
N/A	

Nome MARCELO CRUZ LOPES **CPF:** 045.022.147-44 **Passaporte:** **Nacionalidade:** Brasil **Profis são:** Engenheiro **Data de Nascimento:** 13/04/1977

Experiência Profissional: O Sr. Marcelo Cruz Lopes é Engenheiro Eletricista formado pela Universidade Federal Fluminense (UFF), com MBA Executivo pela Fundação Dom Cabral e Especialização em Negociação e Liderança na Kellogg School of Management da Northwestern University, EUA. Possui 20 anos de experiência no Setor de Energia, passando pelo ONS (Operador Nacional do Sistema Elétrico), Petrobras, onde entre outras funções de liderança, ocupou a Gerência Executiva de Gás e Energia, e BR Distribuidora, onde ocupou a Diretoria Executiva de Comercial B2B, seu último cargo. O Sr. Marcelo Cruz Lopes não esteve sujeito, nos últimos cinco anos, a qualquer condenação criminal, ou à condenação em processo administrativo da CVM, o Banco Central do Brasil ou a Superintendência de Seguros Privados ou a qualquer condenação transitada em julgado, na esfera judicial ou administrativa, que o tenha suspenso ou inabilitado para a prática de atividade profissional ou comercial qualquer. O Sr. Marcelo Cruz Lopes declara, adicionalmente, que é considerado pessoa exposta politicamente, conforme regulamentação aplicável.

Órgãos da Administração:

Órgão da Administração	Data da Eleição	Prazo do mandato	Cargo eletivo ocupado	Detalhar o cargo exercido	Data de posse	Foi eleito pelo controlador	Data de início do primeiro mandato
Diretoria	30/04/2024	3 anos	Outros Diretores	N/A.	30/04/2024		25/03/2021

Condenações:

Tipo de Condenação	Descrição da Condenação
N/A	

Nome	RENATO ANTONIO SECONDO MAZZOLA	CPF:	264.834.068-86	Passaporte:		Nacionalidade:	Brasil	Profis são:	Economista	Data de Nascimento:	06/06/1976
------	-----------------------------------	------	----------------	-------------	--	----------------	--------	----------------	------------	------------------------	------------

Experiência Profissional: O Sr. Renato Antônio Secondo Mazzola é sócio do Grupo BTG Pactual e atualmente é responsável pela área de Infraestrutura e Private Equity, tendo se juntado ao Grupo BTG Pactual em junho de 2011. O Sr. Renato possui longa experiência no mercado financeiro e foi gestor de investimentos em diversas companhias de infraestrutura e private equity. Antes de se juntar ao Grupo BTG Pactual, o Sr. Renato foi gestor de investimentos sênior no Banco de Desenvolvimento Interamericano (BID), em Washington, D.C., na divisão de infraestrutura. Anteriormente, entre 1999 e 2003, passou 5 anos no JP Morgan. Atualmente ocupa o cargo de conselheiro em diversas sociedades em diferentes setores e áreas geográficas. No Brasil, atua como conselheiro das sociedades: Tropicalia Transmissora de Energia S.A. (setor de energia), A BodyTech S.A. (setor de serviços), CCRR Participações S.A. (setor industrial), Globenet Cabos Submarinos S.A. (setor de telecomunicações), Universo Online S.A. (setor de tecnologia), e AllPark Empreendimentos Participações e Serviços S.A. (Estapar) (setor de serviços), Rede Inspira de Educadores (setor de educação), Contrail Logística S.A. (setor de transporte e logística). No Chile, é conselheiro das sociedades: Latin America Power S.A. (setor de energia), Infraestructura Interportuaria S.A. (setor de infraestrutura), Trenes Continentales S.A. (setor de serviços), Sociedad Concessionaria Autopista S.A. (setor de construção), Sociedad Concessionaria Melipilla S.A. (setor industrial), Ruta de los Ríos Sociedad Concessionaria S.A. (setor de infraestrutura) e Sociedad Concessionaria Valles del Desierto S.A. (setor de infraestrutura). Na Bolívia, é conselheiro na sociedade Trenes Continentales S.A. (setor de corretagem). Na Espanha, já atuou como conselheiro nas sociedades Tunels de Barcelona I CADI CGC S.A. (setor de transportes) entre 2012 e 2014 e na ATLL Concessionária de La Generalitat de Catalunya (setor industrial) entre 2012 e 2015. É formado em economia pela Pontifícia Universidade Católica (PUC-SP), com MBA em mercado de capitais pela Universidade de São Paulo (USP) e mestrado em relações internacionais pela The Fletcher School (Tufts University). Com exceção do Banco BTG Pactual, que atualmente detém mais de 5% das ações ordinárias da Companhia, as experiências profissionais do Sr. Renato Antônio Secondo Mazzola, nos últimos 5 anos, não foram exercidas em sociedades que integram o grupo econômico da Companhia, nem são controladas por acionista da Companhia que detenha participação direta ou indireta igual ou superior a 5% de uma mesma classe ou espécie de valor mobiliário da Companhia. O Sr. Renato Antônio Secondo Mazzola não esteve sujeito, nos últimos cinco anos, a qualquer condenação criminal, ou à condenação em processo administrativo da CVM, o Banco Central do Brasil ou a Superintendência de Seguros Privados ou a qualquer condenação transitada em julgado, na esfera judicial ou administrativa, que o tenha suspenso ou inabilitado para a prática de atividade profissional ou comercial qualquer, e declara que não é considerado pessoa exposta politicamente, nos termos da Resolução da CVM nº 50, de 31 de agosto de 2021.

Órgãos da Administração:

Órgão da Administração	Data da Eleição	Prazo do mandato	Cargo eletivo ocupado	Detalhar o cargo exercido	Data de posse	Foi eleito pelo controlador	Data de início do primeiro mandato
Conselho de Administração	30/04/2025	Até a AGO de 2027	Conselho de Administração (Efetivo)		30/04/2025	Não	09/11/2016

Condenações:

Tipo de Condenação	Descrição da Condenação
N/A	

Nome RENATO TADEU BERTANI CPF: 230.074.510-00 Passaporte: Nacionalidade: Brasil Profis são: Geólogo Data de Nascimento: 31/08/1953

Experiência Profissional: O Sr. Renato Bertani é formado em Geologia pela Universidade Federal do Rio Grande do Sul e tem doutorado em Geologia Sedimentar e Geoquímica pela University of Illinois, USA. Possui mais de 45 anos de experiência internacional na atividade de exploração e produção de petróleo e gás natural, incluindo aquisição e venda de ativos, em vários países da América Latina, Oeste da África, Reino Unido e Golfo do México. Em maio de 2010 assumiu a posição de CEO da Barra Energia, uma companhia dedicada à atividade de exploração e produção na costa brasileira, onde desenvolveu o plano estratégico da companhia, montou uma equipe altamente qualificada e implementou um plano de negócios extremamente bem sucedido. Sob sua liderança a companhia participou de uma grande descoberta de petróleo na província do pré-sal da Bacia de Santos (Carcará, recentemente renomeada Bacalhau) e no desenvolvimento do Campo de Atlanta. Em conformidade com o plano estratégico dos investidores os ativos da companhia foram vendidos e a companhia controladora foi então dissolvida em março de 2024. No período de fevereiro de 2007 a maio de 2010 o Sr. Renato Bertani fundou e liderou a TK Global Energy Services, uma companhia dedicada a serviços de consultoria em gestão de portfólios e desenvolvimento de negócios de exploração e produção de petróleo e gás natural. Dentre as companhias para as quais prestou serviços se incluem Vale e Alvorada (bacias terrestres e marítimas do Brasil), Rockhopper (Ilhas Falklands), Infiniy (Texas e Nicarágua) e Sinopec (avaliação de aquisição de uma companhia independente com ativos em múltiplos países). Anteriormente ele trabalhou por 31 anos na Petrobras em múltiplas posições técnicas e gerenciais, entre elas presidente da Petrobras America (2001/2006), Gerente Geral da Petrobras UK (1998/2001) e diretor da área de E&P internacional do Grupo Petrobras. O Sr. Renato Bertani serviu, de 2011 a 2014, como presidente do World Petroleum Council, uma organização com 65 países membros dedicada a promover a indústria de petróleo global. Ele atuou como membro do conselho consultivo do Museum of Fine Arts of Houston de 2003 a 2006, e como presidente da Brazil Texas Chamber of Commerce de 2002 a 2007. Ele também serviu com membro do conselho do IBP – Instituto Brasileiro de Petróleo e Gás de 1995 a 1997 e de 2021 a 2022. . As experiências profissionais do Sr. Renato Bertani, nos últimos 5 anos, não foram exercidas em sociedades que integram o grupo econômico da Companhia, nem são controladas por acionista da Companhia que detenha participação direta ou indireta igual ou superior a 5% de uma mesma classe ou espécie de valor mobiliário da Companhia. O Sr. Renato Bertani não esteve sujeito, nos últimos cinco anos, a qualquer condenação criminal, ou à condenação em processo administrativo da CVM, do Banco Central do Brasil ou da Superintendência de Seguros Privados ou a qualquer condenação transitada em julgado, na esfera judicial ou administrativa, que o tenha suspenso ou inabilitado para a prática de atividade profissional ou comercial qualquer, e declara que não é considerado pessoa exposta politicamente, nos termos da Resolução da CVM nº 50, de 31 de agosto de 2021.

Órgãos da Administração:

Órgão da Administração	Data da Eleição	Prazo do mandato	Cargo eletivo ocupado	Detalhar o cargo exercido	Data de posse	Foi eleito pelo controlador	Data de início do primeiro mandato
Conselho de Administração	11/12/2025	Até a AGO de 2027	Conselho de Administração (Efetivo)		11/12/2025	Não	11/12/2025

Condenações:

Tipo de Condenação	Descrição da Condenação
N/A	

Nome RODRIGO SANTOS
COUTINHO ALVES

CPF: 092.823.107-01

Passaporte:

Nacionalidade: Brasil

Profis são: Economista

Data de Nascimento: 08/11/1981

Experiência Profissional:

O Sr. Rodrigo Santos Coutinho Alves é graduado em Economia pela Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro. O Sr. Rodrigo é sócio do Grupo BTG Pactual, atuando na área de Private Equity e sendo responsável principalmente pela estratégia de infraestrutura da área, em especial pelo investimento e gerenciamento de diferentes ativos no setor de energia. O Sr. Rodrigo liderou projetos no setor de energia que se sagraram vencedores de leilões de energia em 2021. Com exceção do Banco BTG Pactual, que atualmente detém mais de 5% das ações ordinárias da Companhia, as experiências profissionais do Sr. Rodrigo Santos Coutinho Alves, nos últimos 5 anos, não foram exercidas em sociedades que integram o grupo econômico da Companhia, nem são controladas por acionista da Companhia que detenha participação direta ou indireta igual ou superior a 5% de uma mesma classe ou espécie de valor mobiliário da Companhia. O Sr. Rodrigo não esteve sujeito, nos últimos cinco anos, a qualquer condenação criminal, ou à condenação em processo administrativo da CVM, o Banco Central do Brasil ou a Superintendência de Seguros Privados ou a qualquer condenação transitada em julgado, na esfera judicial ou administrativa, que o tenha suspenso ou inabilitado para a prática de atividade profissional ou comercial qualquer, e declara que não é considerado pessoa exposta politicamente, nos termos da Resolução da CVM nº 50, de 31 de agosto de 2021.

Órgãos da Administração:

Órgão da Administração	Data da Eleição	Prazo do mandato	Cargo eletivo ocupado	Detalhar o cargo exercido	Data de posse	Foi eleito pelo controlador	Data de início do primeiro mandato
Conselho de Administração	30/04/2025	Até a AGO de 2027	Conselho de Administração (Efetivo)		30/04/2025	Não	30/04/2025

Condenações:

Tipo de Condenação	Descrição da Condenação
N/A	

7.4 Composição dos comitês

Nome:ARTHUR HAJ MUSSI
PEREIRA OLIVEIRA

CPF:053.242.929-07

Passaporte:

Nacionalidade:Brasil

Profissão:Administrador

Data de Nascimento:09/02/2002

Experiência Profissional:

O Sr. Arthur Haj é formado em Administração pelo Insper e atua, desde 2024, no time de investimentos da área de capital privado do BTG Pactual, dedicado à análise e acompanhamento de investimentos nos setores de energia, utilities, educação e indústria. Atua também como observador em conselhos de administração, incluindo Beontag, um dos líderes globais em autoadesivos e RFID, e Gran Cursos, a maior edtech da América Latina. O Sr. Arthur Haj não esteve sujeito, nos últimos cinco anos, a qualquer condenação criminal, ou à condenação em processo administrativo da CVM, o Banco Central do Brasil ou a Superintendência de Seguros Privados ou a qualquer condenação transitada em julgado, na esfera judicial ou administrativa, que o tenha suspenso ou inabilitado para a prática de atividade profissional ou comercial qualquer, e declara que não é considerado pessoa exposta politicamente, nos termos da Resolução da CVM nº 50, de 31 de agosto de 2021.

Comitês:

Tipo comitê	Tipo auditoria	Cargo ocupado	Data posse	Prazo mandato	Descrição de outros comitês	Descrição de outro cargo/função	Data da eleição	Data de início do primeiro mandato
Comitê Financeiro		Membro do Comitê (Efetivo)	15/04/2026	Até a 1ª RCA após a AGO de 2027			15/04/2026	15/04/2026

Condenações:

Tipo de Condenação	Descrição da Condenação
N/A	

Nome:

BARNE SECCARELLI
LAUREANO

CPF:

461.598.007-87

Passaporte:

Nacionalidade:

Brasil

Profissão:

Engenheiro

Data de Nascimento:

11/07/1955

Experiência Profissional:

O Sr. Barne Laureano é engenheiro eletricista especializado em Sistemas de Potência, formado pela Universidade Federal do Rio de Janeiro. Com quase 50 anos de experiência contínua em projetos, consultoria e implantação de empreendimentos de distribuição, geração e transmissão para o setor elétrico nacional, ele se destaca como um dos principais profissionais da área. Foi fundador e gestor de empresas de consultoria de engenharia em energia elétrica e pioneiro em projetos de geração renovável. Nos últimos vinte anos, atuou como Engenharia do Proprietário e Engenheiro Independente na implantação de usinas geradoras e sistemas de transmissão em alta e extra alta tensão. Além disso, realizou análises de investimentos na área de concessão de transmissão e geração de energia elétrica. Sr. Laureano também foi consultor técnico em processos de M&A, desestatização, privatização e federalização de empresas no setor elétrico, desempenhando o papel de Engenheiro Independente em projetos de infraestrutura que envolvem não apenas o setor eletroenergético, mas também eletrificação ferroviária, saneamento, instalações aeronáuticas sensíveis, entre outros. Durante este período, assessorou empreendedores em investimentos que somam aproximadamente US\$ 40 bilhões. Desde 2021, dedica-se exclusivamente ao Banco BTG Pactual como Diretor Executivo, onde analisa e gerencia investimentos de capital privado em infraestrutura. Com exceção do Banco BTG Pactual, que atualmente detém mais de 5% das ações ordinárias da Companhia, as experiências profissionais do Sr. Barne Laureano, nos últimos 5 anos, não foram exercidas em sociedades que integram o grupo econômico da Companhia, nem são controladas por acionista da Companhia que detenha participação direta ou indireta igual ou superior a 5% de uma mesma classe ou espécie de valor mobiliário da Companhia. O Sr. Barne Laureano não esteve sujeito, nos últimos cinco anos, a qualquer condenação criminal, ou à condenação em processo administrativo da CVM, o Banco Central do Brasil ou a Superintendência de Seguros Privados ou a qualquer condenação transitada em julgado, na esfera judicial ou administrativa, que o tenha suspenso ou inabilitado para a prática de atividade profissional ou comercial qualquer, e declara que não é considerado pessoa exposta politicamente, nos termos da Resolução da CVM nº 50, de 31 de agosto de 2021.

Comitês:

Tipo comitê	Tipo auditoria	Cargo ocupado	Data posse	Prazo mandato	Descrição de outros comitês	Descrição de outro cargo/função	Data da eleição	Data de início do primeiro mandato
Outros Comitês		Outros	14/05/2025	Até a 1ª RCA após a AGO de 2027	Comitê de Acompanhamento de Obras	Coordenador do Comitê (Efetivo)	14/05/2025	15/05/2023

Condenações:

Tipo de Condenação	Descrição da Condenação
N/A	

Nome:EDSON TEIXER**CPF:**175.205.608-64**Passaporte:****Nacionalidade:**Brasil**Profissão:**Contador**Data de Nascimento:**24/03/1975

Experiência Profissional:

O Sr. Edson Teixeira é contador, auditor e especialista financeiro com mais de 27 anos de experiência profissional com destacada experiência em Companhias de capital aberto no Brasil e no Exterior. É formado em Ciências Contábeis pela Universidade São Francisco/SP, possui especialização em finanças pela FIA e Harvard Business School, especialização em Gestão Estratégica e Econômica de Negócios pela FGV-RJ e formação de master em governança pela GoNew. De 1995 a 2017 atuou como sócio de auditoria na PricewaterhouseCoopers e atualmente acumula as atividades de sócio diretor do Grupo IRKO no Rio de Janeiro, membro do comitê de auditoria da ENEVA, conselheiro fiscal do Grupo Wilson Sons, membro do grupo de implementação de normas contábeis do IASB (SMEIG), diretor executivo da ANEFAC-RJ, professor de contabilidade e finanças dos MBAs e Pós Graduações do IBMEC-RJ e palestrante e produtor de conteúdos voltados às áreas de finanças e contabilidade. Edson é Contador Público Brasileiro com certificação de Auditor Independente pelo Conselho Federal de Contabilidade (CNAI) para atuar no ambiente CVM e é conselheiro fiscal certificado pelo IBGC, entidade a qual é membro. Possui amplo conhecimento de contabilidade, demonstrações financeiras e assuntos relacionados a preparação e arquivamento de informações financeiras na SEC (20-F) e na CVM, bem como tem vários anos de experiência profissional em auditoria de empresas nacionais e internacionais, incluindo auditoria de demonstrações financeiras preparadas de acordo com o BR GAAP, USGAAP e IFRS. Possui destacada experiência com ofertas públicas (IPO) e também participou ativamente da implementação da Lei Sarbanes-Oxley e do processo de convergência dos novos pronunciamentos contábeis no Brasil (IFRS) em 2010. As experiências profissionais do Sr. Edson Teixeira, nos últimos 5 anos, não foram exercidas em sociedades que integram o grupo econômico da Companhia, nem são controladas por acionista da Companhia que detenha participação direta ou indireta igual ou superior a 5% de uma mesma classe ou espécie de valor mobiliário da Companhia. O Sr. Edson Teixeira não esteve sujeito, nos últimos cinco anos, a qualquer condenação criminal, ou à condenação em processo administrativo da CVM, o Banco Central do Brasil ou a Superintendência de Seguros Privados ou a qualquer condenação transitada em julgado, na esfera judicial ou administrativa, que o tenha suspenso ou inabilitado para a prática de atividade profissional ou comercial qualquer, e declara que não é considerado pessoa exposta politicamente, nos termos da Resolução da CVM nº 50, de 31 de agosto de 2021.

Comitês:

Tipo comitê	Tipo auditoria	Cargo ocupado	Data posse	Prazo mandato	Descrição de outros comitês	Descrição de outro cargo/função	Data da eleição	Data de início do primeiro mandato
Comitê de Auditoria	Comitê de Auditoria Estatutário aderente a Resolução CVM nº 23/21	Outros	14/05/2025	Até a 1ª RCA após a AGO de 2027		Coordenador do Comitê (Efetivo)	14/05/2025	23/05/2020

Condenações:

Tipo de Condenação	Descrição da Condenação
N/A	

Nome: FABRICIO CASALI REIS

CPF: 083.709.297-37

Passaporte:

Nacionalidade: Brasil

Profissão: Administrador

Data de Nascimento: 14/04/1979

Experiência Profissional:

O Sr. Fabricio Casali Reis é graduado em Administração de Empresas pela Universidade Federal Rural do Rio de Janeiro, possui MBA Executivo em Auditoria Fiscal e Tributária pela Universidade Gama Filho, especialização em Wealth Management pela Saint Paul Escola de Negócios, extensão em Agronegócio pela ESALQ/USP, formação executiva em Economia e Gestão Empresarial pelo Insper, especialização em Governança Risco e Compliance pela Fundação Dom Cabral e formação no curso de Governança Corporativa para Conselheiros pelo IBGC. É certificado como CFP® pela ANBIMA. Natural do Rio de Janeiro, ingressou no Banco do Brasil em 2002, onde construiu sólida trajetória no segmento de investimentos. Atuou como Gerente Geral e Superintendente no Private Banking entre 2010 e 2019, e como Superintendente Estadual nas áreas de Pessoa Física e Agro entre 2019 e 2022. Em 2022, passou a responder como Head de Captação e Investimentos. Já atuou como presidente do Conselho Fiscal do BB-Banco de Investimentos S/A, como membro do Conselho Fiscal da BB Asset Management, do Conselho do IDR-PR e do Conselho deliberativo do Sebrae-PR. Atualmente, o Sr. Fabricio Casali Reis é Diretor Comercial e de Produtos da BB Asset Management, Diretor do BB Fund SPC e membro do Comitê de Finanças e Operações da Cateno. Desde julho de 2025, lidera a Diretoria Comercial e de Produtos da BB Asset Management, contribuindo com sua ampla experiência e visão estratégica para impulsionar o crescimento e a inovação da companhia. As experiências profissionais do Sr. Reis, nos últimos 5 anos, não foram exercidas em sociedades que integram o grupo econômico da Companhia, nem são controladas por acionista da Companhia que detenha participação direta ou indireta igual ou superior a 5% de uma mesma classe ou espécie de valor mobiliário da Companhia. O Sr. Reis não esteve sujeito, nos últimos cinco anos, a qualquer condenação criminal, ou à condenação em processo administrativo da CVM, o Banco Central do Brasil ou a Superintendência de Seguros Privados ou a qualquer condenação transitada em julgado, na esfera judicial ou administrativa, que o tenha suspenso ou inabilitado para a prática de atividade profissional ou comercial qualquer, e declara que é considerado pessoa exposta politicamente, nos termos da Resolução da CVM nº 50, de 31 de agosto de 2021.

Comitês:

Tipo comitê	Tipo auditoria	Cargo ocupado	Data posse	Prazo mandato	Descrição de outros comitês	Descrição de outro cargo/função	Data da eleição	Data de início do primeiro mandato
Comitê de Auditoria	Comitê de Auditoria Estatuário aderente a Resolução CVM nº 23/21	Membro do Comitê (Efetivo)	13/05/2026	Até a 1a RCA após a AGO de 2027			13/05/2026	13/05/2026

Condenações:

Tipo de Condenação	Descrição da Condenação
N/A	

Nome: FERNANDO FLORÊNCIO CAMPOS

CPF: 087.755.588-58

Passaporte:

Nacionalidade: Brasil

Profissão: Contador

Data de Nascimento: 18/05/1969

Experiência Profissional:

O Sr. Fernando Campos é graduado em Ciências Contábeis, possui pós-graduação em Gerência Financeira e MBA em Formação Geral para Altos Executivos. Desde 2021 atua como membro titular do Comitê de Auditoria Estatutário da ENEVA S.A. e desde abril de 2025 atua como Conselheiro de Administração Independente do Banco do Brasil S.A. No ano de 2020 foi Diretor Estatutário do Banco Crefisa S.A. Até o ano de 2019, o Sr. Fernando Campos ocupou diversos cargos executivos no Banco do Brasil S.A., tais como Diretor Estatutário de Mercado de Capitais e Large Corporate - CIB, Diretor de Governança de Entidades Ligadas, Gerente Executivo - Corporate Banking e Superintendente Comercial de Atacado. Durante o período de 2016 a 2019 atuou como Presidente do Conselho de Administração da BB Securities Asia PTE. Ltd., da Banco do Brasil Securities LLC, da BB Securities Limited, além de membro titular do Conselho Fiscal da BBTUR Viagens e Turismo Ltda. Entre 2017 e 2019 foi Presidente do Conselho de Administração da Kepler Weber S.A. e entre 2018 e 2019 foi membro titular do Conselho de Administração do Banco Patagonia S.A. O Sr. Fernando Campos também atuou como membro titular do Conselho Fiscal da Elo Participações S.A. durante os anos de 2017 a 2018, como membro titular do Comitê de Remuneração e RH do Banco Votorantim S.A., entre 2016 e 2017 e, no ano de 2016, atuou como membro titular do Comitê de Assessoramento ao CA da Elo Participações S.A e membro titular do Comitê de Governança Corporativa da Cielo S.A. Entre 2015 e 2016, foi membro titular do Conselho de Administração da Elo Participações S.A. As experiências profissionais do Sr. Fernando Campos, nos últimos 5 anos, não foram exercidas em sociedades que integram o grupo econômico da Companhia, nem são controladas por acionista da Companhia que detenha participação direta ou indireta igual ou superior a 5% de uma mesma classe ou espécie de valor mobiliário da Companhia. O Sr. Fernando Campos não esteve sujeito, nos últimos cinco anos, a qualquer condenação criminal, ou à condenação em processo administrativo da CVM, o Banco Central do Brasil ou a Superintendência de Seguros Privados ou a qualquer condenação transitada em julgado, na esfera judicial ou administrativa, que o tenha suspenso ou inabilitado para a prática de atividade profissional ou comercial qualquer, e declara que não é considerado pessoa exposta politicamente, nos termos da Resolução da CVM nº 50, de 31 de agosto de 2021.

Comitês:

Tipo comitê	Tipo auditoria	Cargo ocupado	Data posse	Prazo mandato	Descrição de outros comitês	Descrição de outro cargo/função	Data da eleição	Data de início do primeiro mandato
Comitê de Auditoria	Comitê de Auditoria Estatutário aderente a Resolução CVM nº 23/21	Membro do Comitê (Efetivo)	14/05/2025	Até a 1ª RCA após a AGO de 2027			14/05/2025	12/05/2021

Condenações:

Tipo de Condenação	Descrição da Condenação
--------------------	-------------------------

Nome:
HENRI PHILIPPE
REICHSTUL

CPF:
001.072.248-36

Passaporte:

Nacionalidade:
Brasil

Profissão:
Economist
a

Data de Nascimento:
12/04/1949

Experiência Profissional:

O Sr. Henri Philippe Reichstul é economista formado pela Faculdade de Economia e Administração da Universidade de São Paulo (FEA-USP) e possui estudos de pós-graduação em Economia no Hertford College na Universidade de Oxford, em Oxford, realizados entre 1973 a 1976. É membro do Conselho da TAM, desde 2014, da Repsol (setor de energia) desde 2018, Membro do Conselho de Administração da FIVES (setor de engenharia industrial) desde 2025, Membro do Conselho de Administração da Eneva, (desde: 2023) e Membro do Conselho Consultivo da LHOIST (setor industrial), desde 2005. Foi presidente e Membro do Conselho de Administração da Petrobras entre 1999 e 2001, Presidente do IPEA - Instituto de Planejamento Econômico e Social, de 1986 a 1987, e vice-presidente Executivo do Banco Inter American Express S.A., entre 1988 e 1999. As experiências profissionais do Sr. Henri Philippe Reichstul, nos últimos 5 anos, não foram exercidas em sociedades que integram o grupo econômico da Companhia, nem são controladas por acionista da Companhia que detenha participação direta ou indireta igual ou superior a 5% de uma mesma classe ou espécie de valor mobiliário da Companhia. O Sr. Henri Philippe Reichstul não esteve sujeito, nos últimos cinco anos, a qualquer condenação criminal, ou à condenação em processo administrativo da CVM, o Banco Central do Brasil ou a Superintendência de Seguros Privados ou a qualquer condenação transitada em julgado, na esfera judicial ou administrativa, que o tenha suspenso ou inabilitado para a prática de atividade profissional ou comercial qualquer, e declara que não é considerado pessoa exposta politicamente, nos termos da Resolução da CVM nº 50, de 31 de agosto de 2021.

Comitês:

Tipo comitê	Tipo auditoria	Cargo ocupado	Data posse	Prazo mandato	Descrição de outros comitês	Descrição de outro cargo/função	Data da eleição	Data de início do primeiro mandato
Comitê de Auditoria	Comitê de Auditoria Estatutário aderente a Resolução CVM nº 23/21	Membro do Comitê (Efetivo)	14/05/2025	Até a 1ª RCA após a AGO de 2027			14/05/2025	14/05/2025
Outros Comitês		Outros	14/05/2025	Até a 1ª RCA após a AGO de 2027	Comitê de Pessoas	Coordenador do Comitê (Efetivo)	14/05/2025	12/05/2022

Condenações:

Tipo de Condenação	Descrição da Condenação
N/A	

Nome:JOÃO MARCELLO DANTAS LEITE

CPF:013.849.777-08

Passaporte:

Nacionalidade:Brasil

Profissão:Economist a

Data de Nascimento:04/08/1970

Experiência Profissional:

O Sr. João Marcello Dantas Leite é atualmente sócio e membro do Conselho de Administração do BTG Pactual. Foi, por mais de 10 anos, Chief Financial Officer (CFO), e desde 2009, diretor executivo do grupo. O Sr. Dantas ingressou no Banco BTG Pactual em 1993 como responsável pelo departamento tributário, e em 1997 assumiu a área de finanças, tornando-se sócio da instituição em 1999. Antes de ingressar no Banco BTG Pactual, Sr. Dantas trabalhou no departamento de consultoria tributária da Arthur Andersen de 1989 a 1993. Sr. Dantas foi também membro do conselho de administração da ANBIMA. Sr. Dantas é bacharel em economia pela Universidade Cândido Mendes. O Sr. Dantas não esteve sujeito, nos últimos cinco anos, a qualquer condenação criminal, ou à condenação em processo administrativo da CVM, o Banco Central do Brasil ou a Superintendência de Seguros Privados ou a qualquer condenação transitada em julgado, na esfera judicial ou administrativa, que o tenha suspenso ou inabilitado para a prática de atividade profissional ou comercial qualquer, e declara que não é considerado pessoa exposta politicamente, nos termos da Resolução da CVM nº 50, de 31 de agosto de 2021.

Comitês:

Tipo comitê	Tipo auditoria	Cargo ocupado	Data posse	Prazo mandato	Descrição de outros comitês	Descrição de outro cargo/função	Data da eleição	Data de início do primeiro mandato
Comitê de Auditoria	Comitê de Auditoria Estatuário aderente a Resolução CVM nº 23/21	Membro do Comitê (Efetivo)	14/05/2025	Até a 1ª RCA após a AGO de 2027			14/05/2025	14/05/2025

Condenações:

Tipo de Condenação	Descrição da Condenação
N/A	

Nome:

JOSÉ AFONSO ALVES CASTANHEIRA

CPF:

175.020.127-53

Passaporte:

Nacionalidade:

Brasil

Profissão:

Engenheiro

Data de Nascimento:

29/12/1946

Experiência Profissional:

O Sr. José Afonso Alves Castanheira é formado em Engenharia pela Escola de Engenharia da Universidade Federal do Rio de Janeiro - UFRJ, com especialização em Administração de Empresas pela PUC - RJ e especialização em Economia pela UFRJ. Em março de 2007 iniciou suas atividades como membro do Conselho de Administração da Cia Vale do Araguaia e, atualmente, também é membro do Conselho de Administração da Ânima Holding S/A, desde agosto de 2020. É sócio - Diretor da Consemp Consultoria e Empreendimentos Industriais Ltda, atual Rotapar Investimentos, Administração e Participações Ltda, desde 1987. Atuou como Presidente do Conselho de Administração da BR Malls Participações de outubro de 2017 a maio de 2022; Presidente do Conselho de Administração do Grupo Technos S.A. de outubro de 2014 a abril de 2019; membro do Conselho de Administração da Odontoprev S.A. de dezembro de 2009 a abril de 2019; e membro do Conselho de Administração da Helbor Empreendimentos S.A. de abril de 2010 a abril de 2013. Foi Diretor do Instituto de Economistas do Estado do Rio de Janeiro, Secretário Executivo do CDI - Conselho de Desenvolvimento Industrial, Presidente da BEFIEEX – Comissão para Concessão de Benefícios Fiscais e Programas Especiais de Exportação e Presidente da INNOBRA - Innocenti Ind. Mecânica S.A. Participou do Conselho de Administração da Cobafi, Dedini, Estrela, Caemi, MBR, Quebec Cartier Mining, Distribuidora de Produtos e Petróleo Ipiranga, Refinaria de Petróleo Ipiranga S/A, Grupo Paranapanema, Drogasil S/A. As experiências profissionais do Sr. José Afonso Alves Castanheira, nos últimos 5 anos, não foram exercidas em sociedades que integram o grupo econômico da Companhia, nem são controladas por acionista da Companhia que detenha participação direta ou indireta igual ou superior a 5% de uma mesma classe ou espécie de valor mobiliário da Companhia. O Sr. José Afonso Alves Castanheira não esteve sujeito, nos últimos cinco anos, a qualquer condenação criminal, ou à condenação em processo administrativo da CVM, o Banco Central do Brasil ou a Superintendência de Seguros Privados ou a qualquer condenação transitada em julgado, na esfera judicial ou administrativa, que o tenha suspenso ou inabilitado para a prática de atividade profissional ou comercial qualquer, e declara que não é considerado pessoa exposta politicamente, nos termos da Resolução da CVM nº 50, de 31 de agosto de 2021.

Comitês:

Tipo comitê	Tipo auditoria	Cargo ocupado	Data posse	Prazo mandato	Descrição de outros comitês	Descrição de outro cargo/função	Data da eleição	Data de início do primeiro mandato
Outros Comitês		Membro do Comitê (Efetivo)	14/05/2025	Até a 1ª RCA após a AGO de 2027	Comitê de Acompanhamento de Obras		14/05/2025	15/05/2023

Condenações:

Tipo de Condenação	Descrição da Condenação
N/A	

Nome:

RAFAEL CHAVES SANTOS

CPF:

763.445.330-72

Passaporte:

Nacionalidade:

Brasil

Profissão:

Engenheiro

Data de Nascimento:

03/07/1974

Experiência Profissional:

O Sr. Rafael Chaves Santos é engenheiro com Ph.D. em economia, já exerceu posições executivas em algumas das principais multinacionais brasileiras, incluindo VALE, PETROBRAS e Banco Central do Brasil (BCB). Atualmente, atua como pesquisador, professor e líder de educação executiva na Fundação Getulio Vargas (FGV), no Rio de Janeiro e assessora executivos, em regime de tempo parcial, na DSS+ (DuPont) e na MSW Capital (CVC). As experiências profissionais do Sr. Rafael Chaves Santos, nos últimos 5 anos, não foram exercidas em sociedades que integram o grupo econômico da Companhia, nem são controladas por acionista da Companhia que detenha participação direta ou indireta igual ou superior a 5% de uma mesma classe ou espécie de valor mobiliário da Companhia. O Sr. Rafael Chaves Santos não esteve sujeito, nos últimos cinco anos, a qualquer condenação criminal, ou a condenação em processo administrativo da CVM, do Banco Central do Brasil ou da Superintendência de Seguros Privados ou a qualquer condenação transitada em julgado, na esfera judicial ou administrativa, que o tenha suspenso ou inabilitado para a prática de atividade profissional ou comercial qualquer, e declara que é considerado pessoa exposta politicamente, nos termos da Resolução da CVM nº 50, de 31 de agosto de 2021.

Comitês:

Tipo comitê	Tipo auditoria	Cargo ocupado	Data posse	Prazo mandato	Descrição de outros comitês	Descrição de outro cargo/função	Data da eleição	Data de início do primeiro mandato
Comitê Financeiro		Membro do Comitê (Efetivo)	14/01/2026	Até a 1ª RCA após a AGO de 2027			14/01/2026	14/01/2026

Condenações:

Tipo de Condenação	Descrição da Condenação
N/A	

Nome:RENATO ANTONIO
SECONDO MAZZOLA

CPF:264.834.068-86

Passaporte:

Nacionalidade:Brasil

Profissão:Economist
a

Data de Nascimento:06/06/1976

Experiência Profissional:

O Sr. Renato Antônio Secondo Mazzola é sócio do Grupo BTG Pactual e atualmente é responsável pela área de Infraestrutura e Private Equity, tendo se juntado ao Grupo BTG Pactual em junho de 2011. O Sr. Renato possui longa experiência no mercado financeiro e foi gestor de investimentos em diversas companhias de infraestrutura e private equity. Antes de se juntar ao Grupo BTG Pactual, o Sr. Renato foi gestor de investimentos sênior no Banco de Desenvolvimento Interamericano (BID), em Washington, D.C., na divisão de infraestrutura. Anteriormente, entre 1999 e 2003, passou 5 anos no JP Morgan. Atualmente ocupa o cargo de conselheiro em diversas sociedades em diferentes setores e áreas geográficas. No Brasil, atua como conselheiro das sociedades: Tropicalia Transmissora de Energia S.A. (setor de energia), A BodyTech S.A. (setor de serviços), CCRR Participações S.A. (setor industrial), Globenet Cabos Submarinos S.A. (setor de telecomunicações), Universo Online S.A. (setor de tecnologia), e AllPark Empreendimentos Participações e Serviços S.A. (Estapar) (setor de serviços), Rede Inspira de Educadores (setor de educação), Contrail Logística S.A. (setor de transporte e logística). No Chile, é conselheiro das sociedades: Latin America Power S.A. (setor de energia), Infraestructura Interportuaria S.A. (setor de infraestrutura), Trenes Continentales S.A. (setor de serviços), Sociedad Concessionaria Autopista S.A. (setor de construção), Sociedad Concessionaria Melipilla S.A. (setor industrial), Ruta de los Ríos Sociedad Concessariona S.A. (setor de infraestrutura) e Sociedad Concessariona Valles del Desierto S.A. (setor de infraestrutura). Na Bolívia, é conselheiro na sociedade Trenes Continentales S.A. (setor de corretagem). Na Espanha, já atuou como conselheiro nas sociedades Tunels de Barcelona I CADI CGC S.A. (setor de transportes) entre 2012 e 2014 e na ATLL Concessarionária de La Generalitat de Catalunya (setor industrial) entre 2012 e 2015. É formado em economia pela Pontifícia Universidade Católica (PUC-SP), com MBA em mercado de capitais pela Universidade de São Paulo (USP) e mestrado em relações internacionais pela The Fletcher School (Tufts University). Com exceção do Banco BTG Pactual, que atualmente detém mais de 5% das ações ordinárias da Companhia, as experiências profissionais do Sr. Renato Antônio Secondo Mazzola, nos últimos 5 anos, não foram exercidas em sociedades que integram o grupo econômico da Companhia, nem são controladas por acionista da Companhia que detenha participação direta ou indireta igual ou superior a 5% de uma mesma classe ou espécie de valor mobiliário da Companhia. O Sr. Renato Antônio Secondo Mazzola não esteve sujeito, nos últimos cinco anos, a qualquer condenação criminal, ou à condenação em processo administrativo da CVM, o Banco Central do Brasil ou a Superintendência de Seguros Privados ou a qualquer condenação transitada em julgado, na esfera judicial ou administrativa, que o tenha suspenso ou inabilitado para a prática de atividade profissional ou comercial qualquer, e declara que não é considerado pessoa exposta politicamente, nos termos da Resolução da CVM nº 50, de 31 de agosto de 2021.

Comitês:

Tipo comitê	Tipo auditoria	Cargo ocupado	Data posse	Prazo mandato	Descrição de outros comitês	Descrição de outro cargo/função	Data da eleição	Data de início do primeiro mandato
Comitê Financeiro		Membro do Comitê (Efetivo)	14/05/2025	Até a 1ª RCA após a AGO de 2027			14/05/2025	08/05/2019
Outros Comitês		Membro do Comitê (Efetivo)	14/05/2025	Até a 1ª RCA após a AGO de 2027	Comitê de Pessoas		14/05/2025	08/05/2019

Condenações:

Tipo de Condenação	Descrição da Condenação
--------------------	-------------------------

N/A

Nome: RODRIGO SANTOS COUTINHO ALVES **CPF:** 092.823.107-01 **Passaporte:** **Nacionalidade:** Brasil **Profissão:** Economista **Data de Nascimento:** 08/11/1981

Experiência Profissional: O Sr. Rodrigo Santos Coutinho Alves é graduado em Economia pela Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro. O Sr. Rodrigo é sócio do Grupo BTG Pactual, atuando na área de Private Equity e sendo responsável principalmente pela estratégia de infraestrutura da área, em especial pelo investimento e gerenciamento de diferentes ativos no setor de energia. O Sr. Rodrigo liderou projetos no setor de energia que se sagraram vencedores de leilões de energia em 2021. Com exceção do Banco BTG Pactual, que atualmente detém mais de 5% das ações ordinárias da Companhia, as experiências profissionais do Sr. Rodrigo Santos Coutinho Alves, nos últimos 5 anos, não foram exercidas em sociedades que integram o grupo econômico da Companhia, nem são controladas por acionista da Companhia que detenha participação direta ou indireta igual ou superior a 5% de uma mesma classe ou espécie de valor mobiliário da Companhia. O Sr. Rodrigo não esteve sujeito, nos últimos cinco anos, a qualquer condenação criminal, ou à condenação em processo administrativo da CVM, o Banco Central do Brasil ou a Superintendência de Seguros Privados ou a qualquer condenação transitada em julgado, na esfera judicial ou administrativa, que o tenha suspenso ou inabilitado para a prática de atividade profissional ou comercial qualquer, e declara que não é considerado pessoa exposta politicamente, nos termos da Resolução da CVM nº 50, de 31 de agosto de 2021.

Comitês:

Tipo comitê	Tipo auditoria	Cargo ocupado	Data posse	Prazo mandato	Descrição de outros comitês	Descrição de outro cargo/função	Data da eleição	Data de início do primeiro mandato
Comitê Financeiro		Outros	14/05/2025	Até a 1ª RCA após a AGO de 2027		Coordenador do Comitê (Efetivo)	14/05/2025	14/05/2025

Condenações:

Tipo de Condenação	Descrição da Condenação
--------------------	-------------------------

N/A

7.5 Relações familiares

Justificativa para o não preenchimento do quadro:

Não há existência de relações conjugais, união estável ou parentesco até o segundo grau entre: (i) os administradores da Companhia; (ii) entre os administradores da Companhia e administradores de controladas, diretas ou indiretas, da Companhia; (iii) entre os administradores da Companhia ou de suas controladas, diretas ou indiretas e controladores diretos ou indiretos da Companhia; e (iv) administradores da Companhia e administradores das sociedades controladoras diretas e indiretas da Companhia.

Ressalta-se ainda que a Companhia não possui acionista controlador.

7.6 Relações de subordinação, prestação de serviço ou controle

Justificativa para o não preenchimento do quadro:

Não há relações de subordinação, prestação de serviço ou controle mantidas, nos últimos três exercícios sociais entre administradores da Companhia e (a) sociedade controlada, direta ou indiretamente, pela Companhia, com exceção daquelas em que a Companhia detenha, direta ou indiretamente, participação igual ou superior a 99% do capital social; (b) controlador direto ou indireto da Companhia; e (c) fornecedor, cliente, devedor ou credor relevante da Companhia, de sua controlada ou controladoras ou controladas de alguma dessas pessoas. Ressalta-se ainda que a Companhia não possui acionista controlador.

7.7 Acordos/seguros de administradores

7.7. ACORDOS/SEGUROS DE ADMINISTRADORES

Directors & Officers Liability Insurance

A Companhia possui apólices de seguro de responsabilidade civil para seus Administradores (membros do Conselho de Administração, Diretoria e Comitês) e membros do Conselho Fiscal, se instalado, emitidas por renomadas seguradoras, que têm por objetivo garantir o pagamento de prejuízos financeiros decorrentes de reclamações feitas contra os segurados, em virtude de atos danosos culposos pelos quais sejam responsabilizados, desde que os mesmos tenham agido dentro de sua capacidade de gestor, e os atos tenham sido praticados no exercício de suas funções.

O valor total dos prêmios das referidas apólices é de R\$ 430.105,70, com o limite máximo de garantia que, somados, totalizam R\$ 210.000.000,00, sendo este considerado pela administração como suficiente para cobrir eventuais sinistros, considerando a natureza da atividade da Companhia.

Abaixo, segue breve sumário das condições do Seguro de Responsabilidade Civil Geral de Administradores da Companhia vigente (*Directors & Officers Liability Insurance*):

- Vigência: 01/03/2026 a 01/09/2027
- Seguradoras: AlGe Starr/Ezze/Austral
- Riscos Cobertos: Proteção ao patrimônio pessoal dos administradores, caso estes venham a ser responsabilizados por atos danosos causados a terceiros. Garantir o pagamento de prejuízos financeiros decorrentes de reclamações feitas contra os segurados, em virtude de atos danosos culposos pelos quais sejam responsabilizados, desde que os mesmos tenham agido dentro de sua capacidade de gestor, e os atos tenham sido praticados no exercício de suas funções.
- Importância Segurada: R\$ 210.000.000,00 (Limite Máximo)
- Custo total do seguro: R\$ 430.105,70 (Prêmio total)

Compromissos de Indenidade

Os contratos de prestação de serviços celebrados com os Diretores Estatutários da Companhia estabelecem o compromisso da Companhia de mantê-los indenados e resguardados de quaisquer processos, demandas, reclamações e pretensões decorrentes de:

- i. ações ou omissões efetivamente ou assumidamente tomadas pelo Diretor em função do exercício regular de suas funções, salvo se o Diretor tenha comprovadamente agido dolosamente ou com culpa grave ou manifesta; e/ou
- ii. responsabilidades e/ou obrigações da Companhia, passadas, presentes ou futuras, cujo fato gerador tenha surgido até o momento da celebração dos respectivos contratos, razão pela qual a Companhia deverá suportar todo e qualquer custo que o Diretor possa desembolsar, incluindo-se honorários advocatícios, custas, seguros, depósitos judiciais ou administrativos, necessários para a adequada defesa em qualquer ação ou reclamação.

7.8 Outras informações relevantes

7.8. OUTRAS INFORMAÇÕES RELEVANTES

A Companhia segue as práticas de governança do segmento especial de governança corporativa denominado Novo Mercado da B3 S.A. – Brasil, Bolsa, Balcão, que exige um padrão de governança corporativa diferenciado, tendo como principais requisitos ter o capital social exclusivamente constituído por ações ordinárias, incluir em seu estatuto social a previsão de o Conselho de Administração deverá ter em sua composição, no mínimo, 2 (dois) conselheiros independentes, ou 20%, o que for maior, e a realização de oferta pública de aquisição de ações, nos termos da regulamentação específica, em caso de aquisição de controle.

A Companhia busca observar, ainda, as práticas de governança corporativa recomendadas pelo Código Brasileiro de Governança Corporativa - Companhias Abertas, conforme indicado no preenchimento do Informe de Governança, nos termos do artigo 32 da Resolução CVM nº 80/22, conforme alterada, que está disponível no site da Companhia e da CVM.

Para informações acerca do treinamento de colaboradores sobre o Código de Conduta, vide o item 5.3 deste Formulário de Referência.

Informações sobre quóruns de instalação de Assembleias Gerais

Seguem abaixo informações sobre a instalação de nossas Assembleias Gerais de acionistas ocorridas nos três últimos exercícios sociais e no exercício social corrente até a data de arquivamento deste Formulário de Referência:

Data	Evento	Convocação	Quórum
01/03/2023	Assembleia Geral Extraordinária	Em 1ª convocação	75,34%
28/04/2023	Assembleia Geral Ordinária e Extraordinária	Em 1ª convocação	76,25% (AGO) e 76,75% (AGE)
21/12/2023	Assembleia Geral Extraordinária	Em 1ª convocação	75,65%
29/04/2024	Assembleia Geral Ordinária e Extraordinária	Em 1ª convocação	84,78% (AGO) e 84,77% (AGE)
30/09/2024	Assembleia Geral Extraordinária	Em 1ª convocação	82,11%
09/01/2025	Assembleia Extraordinária	Em 1ª convocação	85,41%
30/04/2025	Assembleia Geral Ordinária e Extraordinária	Em 1ª convocação	83,17% (AGO) e 83,16% (AGE)
05/02/2026	Assembleia Extraordinária	Em 1ª convocação	57,32%
27/04/2026	Assembleia Geral Ordinária e Extraordinária	Em 1ª convocação	59,93% (AGO) e 59,95% (AGE)

8.1 Política ou prática de remuneração

8.1. POLÍTICA OU PRÁTICA DE REMUNERAÇÃO

(a) objetivos da política ou prática de remuneração, informando se a política de remuneração foi formalmente aprovada, órgão responsável por sua aprovação e, caso a Companhia divulgue a política, locais na rede mundial de computadores onde o documento pode ser consultado.

A Companhia possui Política de Remuneração de administradores e empregados, que foi aprovada pelo Conselho de Administração em 31 de janeiro de 2019, revisada em 02 de setembro de 2021 e em 20 de março de 2025 (“**Política de Remuneração**”), que pode ser encontrada nos websites de relações com investidores da Companhia (<https://ri.eneva.com.br/governanca-corporativa/estatuto-politicas-e-regimentos/>), da CVM (gov.br/cvm) e da B3 (b3.com.br).

A Política de Remuneração estabelece a remuneração com base nas responsabilidades e atribuições dos cargos, tendo por objetivo propiciar uma remuneração competitiva com o mercado, atraindo, motivando e retraindo profissionais altamente qualificados, além de alinhar os interesses da Diretoria Estatutária e do Conselho de Administração (em conjunto, “**Administradores**”) com os da Companhia e dos seus acionistas, estimulando a cultura empreendedora e orientada para resultados.

A remuneração de todos os colaboradores da Companhia, inclusive dos Administradores, poderá compreender: (i) remuneração fixa mensal, que inclui benefícios diretos ou indiretos; (ii) incentivo de curto prazo atrelado ao cumprimento de metas; e (iii) incentivos de longo prazo vinculados ao desempenho e estratégia da companhia. Com relação ao Conselho Fiscal, ele não esteve instalado nos últimos três exercícios sociais, mas caso venha a ser instalado, sua remuneração observará o disposto na lei e será objeto de deliberação pela assembleia geral que instale o órgão.

Por fim, em relação aos comitês de assessoramento ao Conselho de Administração, os membros dos comitês não estatutários atualmente não fazem jus a qualquer remuneração especificamente pelas funções ali exercidas, sendo remunerados pelas funções ocupadas em outros órgãos da Companhia. A remuneração dos membros externos do comitê de auditoria estatutário tem como objetivo adequar a responsabilidade fiduciária inerente à atividade durante o exercício de suas funções.

(b) práticas e procedimentos adotados pelo conselho de administração para definir a remuneração individual do conselho de administração e da diretoria

(i) órgãos e comitês que participam do processo decisório e de que forma participam

O Conselho de Administração da Companhia define a estratégia de remuneração dos Administradores mediante avaliação do desempenho e das melhores práticas de remuneração do mercado. O Conselho de Administração é assessorado pelo Comitê de Pessoas no monitoramento e exame da Política de Remuneração, incluindo política salarial e de benefícios, remuneração variável e incentivos de longo prazo para os Administradores e colaboradores da Companhia.

(ii) critérios e metodologia utilizada para a fixação da remuneração individual

Com relação à metodologia utilizada para fixação da remuneração individual dos Administradores, a Companhia utiliza estudos para verificação das práticas de mercado, especialmente as praticadas pelas principais companhias do setor de energia, indústrias de base e mercado em geral.

Para a Diretoria Estatutária e Não Estatutária é utilizada uma pesquisa de mercado, contratada anualmente, cujo painel de companhias é formado por companhias renomadas, em sua maioria de capital aberto e nacional e os cargos são comparados na metodologia de *job matching*, em que há a análise de cada componente da remuneração direta separadamente, com a indicação de eventuais desvios e necessidades de ajustes.

8.1 Política ou prática de remuneração

Para o Conselho de Administração, Conselho Fiscal, quando instalado, e Comitês Estatutários utiliza-se pesquisa voltada para esses órgãos, contratada anual ou bianualmente, utilizando um painel extenso de companhias de diversos segmentos, comparando os dados de remuneração e respeitando as características dos membros analisados (interno, externo, independentes ou consultivos).

(iii) frequência e forma de avaliação do conselho de administração para adequação da política de remuneração

O Conselho de Administração avalia anualmente a adequação da prática utilizada para definição da remuneração individual dos Administradores, no tocante à sua metodologia e procedimentos adotados para tanto.

(c) composição da remuneração

(i) descrição dos elementos da remuneração e os objetivos de cada um deles

A remuneração dos Administradores, dos membros do Conselho Fiscal, quando instalado, da Diretoria Não Estatutária e dos integrantes do Comitê de Auditoria Estatutário da Companhia pode vir a ser composta, conforme o caso, por (i) uma remuneração fixa, que inclui benefícios diretos ou indiretos; (ii) incentivo de curto prazo atrelado ao cumprimento de metas; e (iii) incentivos de longo prazo vinculados ao desempenho e estratégia da companhia. Cada órgão terá a composição específica de sua remuneração conforme descrito nos itens abaixo.

Todos esses elementos da remuneração têm como objetivo reconhecer e refletir a amplitude de escopo e o valor do cargo internamente, o desempenho individual e das equipes, bem como experiência, formação e conhecimento do executivo, suportada pelas práticas de mercado, além de atrair e reter profissionais de grande qualificação na Companhia.

Adicionalmente à remuneração acima referida, a Companhia concede incentivos de longo prazo, como forma de fortalecer a relação entre a remuneração e ganhos, além da construção de valor da empresa a longo prazo se baseando na meritocracia, além da motivação, reconhecimento e retenção de profissionais. Sendo eles:

- Plano de ações restritas com o objetivo de conceder à colaboradores chave a oportunidade de se tornarem acionistas da Companhia por meio da outorga de unidades de ações, visando (i) assegurar a competitividade dos níveis de remuneração total praticados pela Companhia; (ii) garantir um maior alinhamento dos interesses dos Beneficiários com os interesses dos acionistas; (iii) maximizar os níveis de comprometimento com a geração de resultados sustentáveis; bem como (iv) possibilitar à Companhia reter administradores e empregados; e
- Plano de Opções de compra de ações – incentivo já concedido a colaboradores chave como uma oportunidade de se tornarem acionistas da Companhia, obtendo em consequência (i) uma melhor gestão da Companhia através do estímulo dos participantes para trabalhar na consecução dos objetivos da Companhia; e (ii) motivar e reter administradores e empregados. Não são mais outorgados Planos de Opções de Compra ou Subscrição de Ações (“**Opção**”) na Companhia, sendo administrados apenas os planos ainda em carência.

Adicionalmente, o Conselho de Administração aprovou em 2021 duas diretrizes que visam incentivar a aquisição e manutenção de ações de emissão da Companhia por parte de determinados colaboradores, utilizando parte da sua remuneração variável ou as ações que venham a ser recebidas por meio dos incentivos baseados em ações acima referidos, conforme o caso:

- a. o Plano de *Matching Shares*, que constitui um plano de incentivo que tem como objetivo conceder aos colaboradores da Companhia a oportunidade de comprar ações de emissão da Companhia a partir da remuneração variável recebida, com isso (i) garantindo o maior alinhamento dos beneficiários com os interesses dos acionistas; (ii) maximizando os níveis de comprometimento; e (iii) possibilitando à Companhia atrair e manter vinculados a ela administradores e empregados. O participante deve designar uma parcela de seu incentivo de curto prazo para adquirir ações da Eneva e, em contrapartida, recebe remuneração

8.1 Política ou prática de remuneração

variável adicional para compra de ações *matching*. O Plano de *Matching Shares* está disponível no *website* de Relações com Investidores da Companhia; e

- b. as Diretrizes de Retenção e Incentivo – *Stock Ownership*, que constitui um “programa de sócios” que visa alinhar os interesses de Administradores e empregados da Companhia e de suas sociedades controladas diretas ou indiretas com os interesses dos acionistas, estimulando a obtenção de resultados sustentáveis e compartilhando a criação de valor, bem como os riscos inerentes ao negócio e ao mercado de capitais. Por meio desse “programa”, que é combinado com o Plano de Matching Shares e com alguns dos planos de incentivo baseados em ações descritos acima, cada participante deve manter um número mínimo de ações da Companhia por todo o tempo em que se mantiver ligado à Companhia.

Por fim, os benefícios diretos e indiretos têm como objetivo oferecer serviços que aumentem o bem-estar do indivíduo e de sua família em termos econômicos e sociais, refletindo sobre o valor recebido pelos executivos, visando atraí-los e retê-los na Companhia. O pacote de benefícios considera a importância da função do ocupante dentro da estrutura organizacional, tomando como base os parâmetros de mercado do total *compensation*, identificados nas pesquisas especializadas de mercado. A Companhia busca oferecer um pacote de benefícios que seja amplo e capaz de abranger as diferentes dimensões de bem-estar, com critérios de elegibilidade que podem ser específicos ou relacionados à grade e cargo do ocupante. Os benefícios evoluem segundo práticas de mercado e do acordo coletivo, assim como pela evolução das expectativas e necessidades das pessoas. Alguns exemplos de benefícios ofertados pela Companhia são: previdência privada, licença maternidade, paternidade e casamento estendidas, plano de saúde, plano odontológico, seguro de vida, auxílio creche, auxílio material escolar, e vale alimentação/refeição.

Conselho de Administração

Remuneração Fixa e Benefícios

Pró-labore. Os membros do Conselho de Administração fazem jus a uma remuneração fixa mensal (honorários), a qual tem por objetivo reconhecer e refletir o valor do cargo internamente e externamente, dentro do escopo de responsabilidade atribuído ao Conselho de Administração da Companhia. O valor anual global da remuneração dos Administradores, compreendendo os membros do Conselho de Administração e da Diretoria Estatutária, é fixado na Assembleia Geral Ordinária e distribuído pelo Conselho de Administração.

Benefícios Diretos e Indiretos. Os membros do Conselho de Administração não fazem jus a benefícios diretos ou indiretos.

Participação em Comitês. Atualmente, os membros do Conselho de Administração podem fazer jus à remuneração por participação em Comitês de Assessoramento Estatutários.

Remuneração Variável e Baseada em Ações

Remuneração Variável e Baseada em Ações. Os membros do Conselho de Administração não fazem jus a remuneração variável ou baseada em ações.

Benefícios Pós-Emprego

Os membros do Conselho de Administração não fazem jus a benefícios pós-emprego.

Benefícios Motivados pela Cessação do Exercício do Cargo

Os membros do Conselho de Administração não fazem jus a benefícios motivados pela cessação do exercício do cargo.

Diretoria Estatutária e Não Estatutária

As informações referentes à Diretoria Estatutária e à Não Estatutária são apresentadas conjuntamente, uma vez que divergem apenas no que se refere aos benefícios pós emprego, conforme sinalizado abaixo.

8.1 Política ou prática de remuneração

Remuneração Fixa e Benefícios

Pró-labore ou Salário. Os membros da Diretoria Estatutária e Não Estatutária fazem jus a uma remuneração fixa mensal, a qual é definida de acordo com a responsabilidade de cada cargo e em linha com as melhores práticas do mercado. A remuneração fixa tem como objetivo remunerar a atuação de cada diretor de acordo com o seu escopo de atuação e senioridade.

Benefícios. A remuneração acima destacada poderá, conforme o caso, ser complementada por benefícios diretos ou indiretos, quais sejam: assistência médica, assistência odontológica, seguro de vida, seguro de vida complementar, vale refeição e vale alimentação.

Participação em Comitês. Os Diretores Estatutários não fazem jus a remuneração por participação em comitês.

Remuneração Variável e Baseada em Ações

Remuneração Variável

A remuneração variável de curto prazo das Diretorias Estatutária e Não Estatutária é composta por montante anual baseado no atingimento de metas da Companhia. Tem como objetivo remunerar os resultados atingidos pelos Diretores (Estatutários e Não Estatutários), de acordo com seu desempenho e retorno para a Companhia.

A remuneração variável de curto prazo consiste no pagamento de bônus e/ou no pagamento de participação nos resultados – PLR, vinculado a indicadores estratégicos para o business da Companhia, contendo metas e objetivos, tanto corporativos quanto de equipe (de cada Diretoria), além de avaliação discricionária.

As metas corporativas representam os objetivos globais da empresa e devem ter suporte de todas as demais metas dos colaboradores. Trata-se dos principais indicadores financeiros, operacionais, de sustentabilidade e segurança. As metas de Equipe representam os desafios da área e devem dar suporte aos objetivos globais da empresa. Devem estimular o alinhamento dos esforços dos colaboradores das áreas da Eneva, incentivando a cooperação e o trabalho em equipe. A avaliação discricionária representa o reconhecimento dos desempenhos individuais que superem as expectativas e contribuam para os objetivos de curto prazo da Eneva.

Os membros Diretores não fazem jus a remuneração por participações em reuniões e comissões.

Remuneração Baseada em Ações

Os Diretores são elegíveis a todos os incentivos baseados em ações atualmente em vigor aprovados pela Assembleia Geral da Companhia, quais sejam:

- Programa de Outorga de Opção da Companhia, aprovado em Assembleia Geral Extraordinária realizada em 02 de agosto de 2016, conforme aditado em Assembleia Geral Extraordinária realizada em 11 de março de 2021 (“**Programa da Companhia**”), sendo que a última outorga com relação a esse Plano ocorreu em 2021 e não serão mais realizadas outorgas com base nele;
- Plano de Outorga de Opção de Compra ou Subscrição de Ações aprovado na Assembleia Geral de Acionistas da Companhia realizada em 29 de abril de 2020 e rratificado na Assembleia Geral de Acionistas realizada em 11 de março de 2021 (“**Plano de Outorga de Opção de 2020**”), sendo que a última outorga com relação a esse Plano ocorreu em 2023 e não serão mais realizadas outorgas com base nele;
- Plano de Incentivo de Remuneração de Longo Prazo Baseado em Ações da Companhia aprovado na Assembleia Geral de Acionistas realizada em 11 de março de 2021 (“**Plano 2021 Restricted Units**”), sendo que as outorgas relativas a este plano ocorreram em 2022 e 2023, como continuidade do Plano de Incentivo de Remuneração de Longo Prazo Baseado em Ações aprovado na Assembleia Geral Extraordinária da Companhia realizada em 27 de março de 2018 e rratificado na Assembleia Geral Extraordinária da Companhia realizada em 12 de julho de 2018, em relação ao qual a última outorga ocorreu nos termos do programa aprovado em 2021 e já foi liquidada em 2024. Não serão mais realizadas outorgas com base nele;

8.1 Política ou prática de remuneração

- Plano de 2023 de Incentivo de Remuneração de Longo Prazo Baseado em Ações da Companhia (*Restricted Units*) aprovado na Assembleia Geral Ordinária e Extraordinária do dia 28 de abril de 2023 (“**Plano 2023 Restricted Units**”). As outorgas relativas a este plano são limitadas e ocorreram exclusivamente em 2023 e 2024; e
- Plano de 2024 de Incentivo de Remuneração de Longo Prazo Baseado em Ações da Companhia (*Restricted Units*), aprovado na Assembleia Geral Ordinária e Extraordinária do dia 29 de abril de 2024 (“**Plano 2024 Restricted Units**”), sendo que as outorgas relativas a este plano estão previstas para ocorrer entre 2024 e 2027.
- Plano de 2026 de Incentivo e Remuneração de Longo Prazo Baseado em Ações da Companhia (*Restricted Units*), aprovado na Assembleia Geral Ordinária e Extraordinária realizada em 05 de fevereiro de 2026 (“**Plano 2026 Restricted Units**”), sendo que as outorgas de Units relativas ao Plano 2026 estão previstas para ocorrer [em 2026]., e a conversão das Units em Ações estão previstas para ocorrer entre [2028 e 2031].

Como já mencionado, a Companhia ressalta que não serão realizadas mais outorgas para o Programa da Companhia (2016), Plano de Outorga de Opção de 2020, o Plano 2021 *Restricted Units* e o Plano 2023 *Restricted Units*.

Vale destacar que os Diretores que sejam participantes das Diretrizes de Retenção e Incentivo – *Stock Ownership* são elegíveis ao Plano 2024.

Todos esses mecanismos de incentivo baseados em ações têm como finalidade, em resumo, assegurar a competitividade dos níveis de remuneração total praticados pela Eneva; garantir um maior alinhamento dos interesses dos beneficiários com os interesses dos acionistas; maximizar os níveis de comprometimento com a geração de resultados sustentáveis; bem como possibilitar à Companhia manter vinculados a ela pessoas chave à execução da implementação da sua estratégia. Para mais informações sobre tais incentivos, vide item 8.4 deste Formulário de Referência.

Benefícios Pós-Emprego

Os membros da Diretoria Estatutária e não Estatutária são elegíveis a previdência privada.

Para os membros da Diretoria Estatutária há uma obrigação de não-concorrência estabelecida em seus respectivos contratos de prestação de serviços como executivos, razão pela qual é previsto o pagamento da última remuneração mensal vigente por cada mês que o respectivo membro da Diretoria Estatutária tenha observado a obrigação de não-concorrência, limitado a 6 (seis) meses. Por igual período, serão mantidos os benefícios de assistência médica e odontológica, bem como o seguro de vida, em condições idênticas àquelas vigentes no mês que anteceder o término do contrato em questão.

Benefícios Motivados pela Cessação do Exercício do Cargo

Os Diretores não fazem jus a benefícios motivados pela cessação do exercício do cargo.

Conselho Fiscal

O Conselho Fiscal da Companhia não tem caráter permanente, assim os membros titulares do Conselho Fiscal, quando instalado, poderão ser remunerados por um pagamento fixo mensal (honorários) equivalente a 10% (dez por cento) da média atribuída à Diretoria Estatutária, nos termos da Lei das Sociedades por Ações, não computados os benefícios, verbas de representação e participação nos lucros, a depender de deliberação dos acionistas a respeito. Os membros do Conselho Fiscal também têm direito a reembolso das despesas de locomoção e estadia necessárias ao desempenho das suas funções. Os membros suplentes somente são remunerados nos casos em que exerçam a titularidade em virtude de vacância, impedimento ou ausência do respectivo membro titular.

A remuneração fixa teria como objetivo remunerar os serviços de cada conselheiro, dentro do escopo de responsabilidade atribuído ao Conselho Fiscal da Companhia. Não é prevista remuneração de nenhuma outra

8.1 Política ou prática de remuneração

natureza além da remuneração fixa explicada acima.

Comitês de Assessoramento ao Conselho de Administração

A Companhia possui um Comitê de Auditoria Estatutário instalado em 26 de setembro de 2019 e, nos termos do artigo 17 do Estatuto Social da Companhia, um Comitê de Finanças, um Comitê de Pessoas, instalados pelo Conselho de Administração em 10 de maio de 2017, e um Comitê de Acompanhamento de Obras instalado em 15 de maio de 2023 (“Comitês de Assessoramento”).

Esses comitês, à parte do Comitê de Auditoria Estatutário, são órgãos não estatutários de assessoramento do Conselho de Administração com relação a determinadas questões, inclusive relativas à gestão de riscos.

Atualmente, os membros dos Comitês de Assessoramento não estatutários não fazem jus a qualquer remuneração especificamente pelas funções ali exercidas, sendo remunerados pelas funções ocupadas em outros órgãos da Companhia.

Os membros do Comitê de Auditoria Estatutário fazem jus a uma remuneração fixa mensal (honorários), a qual tem por objetivo reconhecer e refletir o valor do cargo internamente e externamente, dentro do escopo de responsabilidade atribuído a referido comitê. Caso o membro do Comitê de Auditoria Estatutário seja também membro do Conselho de Administração, este fará jus a ambas as remunerações, sendo em função do cargo exercido no Conselho de Administração da Companhia e do cargo exercido no Comitê de Auditoria Estatutário.

- seus objetivos e alinhamento aos interesses de curto, médio e longo prazo do emissor

As remunerações fixas e variáveis, inclusive a remuneração baseada em ações, visam estimular, a melhor gestão, atratividade e retenção dos membros da administração, buscando ganhos pelo comprometimento com os resultados de curto e médio prazo. Além disso, os planos de remuneração baseados em ações conferem aos seus beneficiários a possibilidade de se tornarem acionistas da Companhia, estimulando-os a trabalhar na otimização de todos os aspectos que possam valorizar a Companhia de modo sustentável no longo prazo.

- sua proporção na remuneração total nos 3 (três) últimos exercícios sociais

A proporção de cada elemento na remuneração total nos últimos três exercícios sociais foi a seguinte:

Proporção de cada elemento na remuneração total do Exercício Social encerrado em 31/12/2025 - Valores Anuais					
Composição da Remuneração	Conselho de Administração	Diretoria Estatutária	Conselho Fiscal	Diretoria Não Estatutária	Comitês
Remuneração Fixa Mensal					
Salário ou <i>pró-labore</i>	97%	27%	-	33%	100%
Benefícios Diretos ou Indiretos	-	1%	-	3%	-
Participação em comitês (3)	3%	-	-	-	-
Outros	-	-	-	-	-
Remuneração Variável					
Bônus (1)	-	50%	-	3%	-
Participação nos Resultados	-	-	-	40%	-
Participações em Reuniões	-	-	-	-	-
Comissões	-	-	-	-	-
Outros	-	-	-	-	-
Benefícios Pós- Emprego (2)	-	1%	-	1%	-
Cessação do Exercício do Cargo (4)	-	-	-	3%	-

8.1 Política ou prática de remuneração

Remuneração Baseada em Ações	-	21%	-	17%	-
TOTAL	100%	100%	-	100%	100%

(1) Valor análogo ao Programa de Participação nos Resultados, que para os membros da Diretoria Estatutária possui caráter remuneratório a título de bônus. Reclassificação adotada a partir do exercício de 2024.

(2) Valor referente a previdência privada.

(3) Em 2025, um membro do Conselho de Administração da Companhia passou a integrar também o Comitê de Auditoria Estatutário, razão pela qual passou a ser prevista remuneração por participação em comitês.

(4) Valor referente a verbas rescisórias de um Diretor da Companhia

Proporção de cada elemento na remuneração total do Exercício Social encerrado em 31/12/2024 - Valores Anuais					
Composição da Remuneração	Conselho de Administração	Diretoria Estatutária	Conselho Fiscal	Diretoria Não Estatutária	Comitês
Remuneração Fixa Mensal					
Salário ou <i>pró-labore</i>	100%	27%	-	36%	100%
Benefícios Diretos ou Indiretos	-	1%	-	4%	-
Participação em comitês	-	-	-	-	-
Outros	-	-	-	-	-
Remuneração Variável					
Bônus (1)	-	45%	-	4%	-
Participação nos Resultados	-	-	-	41%	-
Participações em Reuniões	-	-	-	-	-
Comissões	-	-	-	-	-
Outros (2)	-	-	-	2%	-
Benefícios Pós- Emprego (3)	-	1%	-	1%	-
Cessação do Exercício do Cargo	-	-	-	-	-
Remuneração Baseada em Ações	-	26%	-	12%	-
TOTAL	100%	100%	-	100%	100%

(1) Valor análogo ao Programa de Participação nos Resultados, que para os membros da Diretoria Estatutária possui caráter remuneratório a título de bônus. Reclassificação adotada a partir do exercício de 2024.

(2) Valor referente a *hiring* bônus.

(3) Valor referente a previdência privada.

Proporção de cada elemento na remuneração total do Exercício Social encerrado em 31/12/2023 - Valores Anuais					
Composição da Remuneração	Conselho de Administração	Diretoria Estatutária	Conselho Fiscal	Diretoria Não Estatutária	Comitês
Remuneração Fixa Mensal					
Salário ou <i>pró-labore</i>	100%	24%	-	30%	100%
Benefícios Diretos ou Indiretos	-	1%	-	7%	-
Participação comitês	-	-	-	-	-
Outros	-	-	-	-	-
Remuneração Variável					
Bônus (1)	-	1%	-	1%	-
Participação Resultados	-	39%	-	49%	-
Participações Reuniões	-	-	-	-	-

8.1 Política ou prática de remuneração

Comissões	-	-	-	-	-
Outros (2)	-	-	-	2%	-
Benefícios Emprego (3)	-	1%	-	1%	-
Cessação do Exercício do Cargo	-	-	-	-	-
Remuneração Baseada em Ações	-	34%	-	10%	-
TOTAL	100%	100%	-	100%	100%

(1) Valor atrelado ao Programa de Participação nos Resultados.

(2) Valor referente a *hiring* bônus ou gratificação.

(3) Valor referente a previdência privada.

- sua metodologia de cálculo e de reajuste**

O cálculo da remuneração acima explicada é definido utilizando-se como referência as práticas do mercado, com base na prática de empresas do mesmo setor, assim como empresas de porte e características similares à Companhia e referências internas, que são reavaliadas periodicamente. No caso dos Diretores, o cálculo da remuneração também se baseia na meritocracia, sempre se observando a competitividade externa.

A metodologia de reajuste específico para cada um dos componentes da remuneração da Diretoria Estatutária, Não Estatutária e demais colaboradores leva em conta pesquisas de mercado e benchmarking com empresas do setor. As pesquisas de mercado são encomendadas a empresas especializadas, sendo o referido trabalho supervisionado pela área de Recursos Humanos da Companhia.

- principais indicadores de desempenho nele levados em consideração, inclusive, se for o caso, indicadores ligados a questões ASG**

No que se refere à remuneração fixa e aos benefícios, não são levados em conta indicadores de desempenho para sua determinação. Tais elementos de remuneração estão atrelados aos cargos exercidos, e no caso específico da remuneração fixa, também é considerada a qualificação do profissional para o exercício da função. No que se refere à remuneração variável, é considerado o atingimento de metas corporativas, as quais são fixadas anualmente. Os principais indicadores de desempenho considerados para fixação da remuneração variável de 2025 foram (i) indicadores financeiros, tais como EBITDA e Custos Fixos, e (ii) indicadores operacionais de produtividade e de sustentabilidade, como aderência física de projetos de capital e a meta de “Limitar as taxas de acidentes (TFA, TFCA e Taxa de Gravidade de Acidentes - TKM Grave)”. Já para o ciclo da remuneração variável de 2026 as principais métricas adotadas são os (i) indicadores financeiros, tais como EBITDA fixo e variável, e (ii) indicadores operacionais de produtividade e de sustentabilidade, como aderência física de projetos de capital e a meta de “Limitar as taxas de acidentes (TFA, TFCA e Taxa de Gravidade de Acidentes - TKM Grave)”. No caso das remunerações baseadas em ações, os indicadores de desempenho considerados em cada um dos modelos em vigor estão indicados no item 8.4 deste Formulário de Referência.

Em atendimento ao Anexo B – Medidas ASG do Regulamento de Emissores da B3, a Companhia informa que a remuneração variável da Diretoria Estatutária deve observar métricas corporativas relacionadas a metas ASG, conforme acima descrito.

(ii) razões que justificam a composição da remuneração

A composição da remuneração visa refletir a responsabilidade do cargo, sempre mantendo a competitividade com o mercado. A Companhia busca incentivar a melhoria da gestão, atração e retenção dos colaboradores, assim como o alinhamento com os interesses dos acionistas através do compartilhamento de riscos nos incentivos de longo prazo, no caso dos Diretores. Para os Diretores, ainda, pratica-se a utilização de componentes de remuneração variados e a fixação de relevante parcela da remuneração por meio de remuneração variável

8.1 Política ou prática de remuneração

atrelada a metas. Por outro lado, para os membros do Conselho de Administração e Comitês, a remuneração se dá por meio de remuneração fixa conforme demonstrado nas tabelas acima.

(iii) membros não remunerados

Nos exercícios sociais encerrados em 31 de dezembro de 2025, 2024 e 2023 não houve membros da Administração, da Diretoria não estatutária, do Conselho Fiscal ou de Comitês de Auditoria Estatutários não remunerados. Apenas os membros dos Comitês de Assessoramento não estatutários da Companhia não recebem remuneração por política interna da Companhia, sendo certo que já são remunerados por outras ocupações dentro da Companhia.

(d) existência de remuneração suportada por subsidiárias, controladas ou controladores diretos ou indiretos

Não há remuneração de membros da Administração, da Diretoria não Estatutária ou de Comitês da Companhia suportada por subsidiárias, controladas ou controladores diretos ou indiretos da Companhia.

(e) existência de qualquer remuneração ou benefício vinculado à ocorrência de determinado evento societário, tal como a alienação do controle societário da Companhia

Nos termos dos planos de incentivo baseados em ações da Companhia descritos no item 8.4 a seguir, pode ocorrer vencimento antecipado dos prazos de carência para os benefícios em caso de determinados eventos societários, quais sejam:

- **Programa de Outorga de Opção de 2016:** conforme previsão dos planos específicos, pode ocorrer a transformação imediata de opções não maduras em opções maduras na hipótese de mudança ou estabelecimento do controle acionário da Companhia. O mesmo se aplica na hipótese de fusão, cisão, incorporação ou transformação da Companhia;
- **Plano de Outorga de Opção de 2020:** conforme previsão dos programas específicos, pode ocorrer a transformação imediata de opções não maduras em opções maduras na hipótese de estabelecimento do controle acionário da Companhia;
- **Plano 2021 *Restricted Units*:** na hipótese de dissolução, transformação, incorporação, fusão, cisão ou reorganização da Companhia, na qual a Companhia não seja a sociedade remanescente ou, em sendo a sociedade remanescente, deixe de ter suas ações admitidas à negociação em bolsa de valores, as Units em vigência, a critério do Conselho de Administração, conforme o caso, poderão: (a) ser transferidas para a companhia sucessora; (b) ter seus prazos de carência antecipados; ou (c) ser mantidas e liquidadas em dinheiro;
- **Plano 2023 *Restricted Units*:** na hipótese de dissolução, transformação, incorporação, fusão, cisão ou reorganização da Companhia, na qual a Companhia não seja a sociedade remanescente ou, em sendo a sociedade remanescente, deixe de ter suas ações admitidas à negociação em bolsa de valores, as units em vigência, a critério do Conselho de Administração, conforme o caso, poderão: (a) ser transferidas para a companhia sucessora; (b) ter seus prazos de carência antecipados; ou (c) ser mantidas e liquidadas em dinheiro; e
- **Plano 2024 *Restricted Units*:** na hipótese de dissolução, transformação, incorporação, fusão, cisão ou reorganização da Companhia, na qual a Companhia não seja a sociedade remanescente, ou a Companhia deixar de ter suas ações admitidas à negociação em bolsa de valores, as unidades de performance restritas ("**Units**") em vigência sofrerão a antecipação dos seus respectivos prazos de carência, sendo liquidadas em moeda nacional corrente. Além disso, caso haja o estabelecimento de acionista ou grupo de acionistas controlador da Companhia e o beneficiário venha a ser desligado por iniciativa da Eneva, haverá também o vencimento antecipado da carência da totalidade das suas respectivas Units, resultando na transferência de ações da Companhia ao mesmo. Por fim, caso haja alteração na composição acionária da Companhia de forma que seja estabelecido um acionista ou grupo de acionistas controlador, haverá a liquidação imediata

8.1 Política ou prática de remuneração

da totalidade das *Units* que o beneficiário faz jus, mediante a antecipação dos seus respectivos prazos de carência, sendo liquidadas em moeda nacional corrente.

- **Plano 2026 *Restricted Units*:** na hipótese de dissolução, transformação, incorporação, fusão, cisão ou reorganização da Companhia, na qual a Companhia não seja a sociedade remanescente, ou a Companhia deixar de ter suas ações admitidas à negociação em bolsa de valores, as unidades de performance restritas ("**Units**") em vigência sofrerão a antecipação dos seus respectivos prazos de carência, sendo liquidadas em moeda nacional corrente em montante a ser calculado a partir da conversão virtual da totalidade das *Units* vigentes em Ações. Especificamente com relação à Parcela Performance, o Conselho de Administração fixará, nos respectivos Programas, a taxa de conversão virtual das Units aplicável, podendo ser definidas taxas de conversão uniformes para grupos de Beneficiários a serem definidos pelo Conselho de Administração, desconsiderando as metas de performance conforme cláusula 5.2.2 do Plano 2026, ou até mesmo uma taxa que seja mais favorável aos Beneficiários, até o limite de 400% (quatrocentos por cento), considerando o status das respectivas metas no momento da liquidação. Além disso, caso haja o estabelecimento de acionista ou grupo de acionistas controlador da Companhia e o beneficiário venha a ser desligado por iniciativa da Companhia, O Conselho de Administração poderá prever, nos respectivos Programas, que o estabelecimento de acionista ou grupo de acionistas controlador da Companhia dará ensejo ao vencimento antecipado da carência da totalidade das *Units* vigentes.

8.2 Remuneração total por órgão**Remuneração total prevista para o Exercício Social corrente 31/12/2026 - Valores Anuais**

	Conselho de Administração	Diretoria Estatutária	Conselho Fiscal	Total
Nº total de membros	7	3	0	10,00
Nº de membros remunerados	7	3	0	10,00
Esclarecimento	N/A	N/A	N/A	
Remuneração fixa anual				
Salário ou pró-labore	5.867.736	7.199.365,33	0	13.067.101,33
Benefícios direto e indireto	0	369.550,56	0	369.550,56
Participações em comitês	304.136	0	0	304.136,00
Outros	0	0	0	0,00
Descrição de outras remunerações fixas	N/A	N/A	N/A	
Remuneração variável				
Bônus	0	10.871.118,35	0	10.871.118,35
Participação de resultados	0	0	0	0,00
Participação em reuniões	0	0	0	0,00
Comissões	0	0	0	0,00
Outros	0	0	0	0,00
Descrição de outras remunerações variáveis	N/A	N/A	N/A	
Pós-emprego	0	359.968,27	0	359.968,27
Cessação do cargo	0	0	0	0,00
Baseada em ações (incluindo opções)	0	62.946.901,68	0	62.946.901,68

Observação	1. Conforme Ofício Circular/Anual-2026-CVM/SEP, os valores de remuneração informados são líquidos de encargos sociais que sejam ônus do empregador. 2. Conforme disposto no Ofício Circular SEP 2026, o número de membros foi apurado de acordo com a média anual do número de membros de cada órgão apurado mensalmente, com duas casas decimais. 3. Os valores indicados correspondem ao exercício social que encerrar-se-á em 31.12.2026, e, dessa forma, não são iguais aos valores propostos em Assembleia Geral, visto que estes correspondem ao período de abril de 2026 a abril de 2027 (exclusive).	1. Conforme Ofício Circular/Anual-2026-CVM/SEP, os valores de remuneração informados são líquidos de encargos sociais que sejam ônus do empregador. 2. Conforme disposto no Ofício Circular SEP 2026, o número de membros foi apurado de acordo com a média anual do número de membros de cada órgão apurado mensalmente, com duas casas decimais. 3. O valor constante no campo "bônus" é análogo ao Programa de Participação nos Resultados, que para os membros da Diretoria Estatutária possui caráter remuneratório a título de bônus. 4.Os valores indicados correspondem ao exercício social que encerrar-se-á em 31.12.2026, e, dessa forma, não são iguais aos valores propostos em Assembleia Geral, visto que estes correspondem ao período de abril de 2026 a abril de 2027 (exclusive).	N/A	
Total da remuneração	6.171.872	81.746.904,19	0	87.918.776,19

Remuneração total do Exercício Social em 31/12/2025 - Valores Anuais				
	Conselho de Administração	Diretoria Estatutária	Conselho Fiscal	Total
Nº total de membros	7	3	0	10,00
Nº de membros remunerados	7	3	0	10,00
Esclarecimento	N/A	N/A	N/A	
Remuneração fixa anual				
Salário ou pró-labore	5.461.227,19	6.466.465,44	0	11.927.692,63
Benefícios direto e indireto	0	241.081,86	0	241.081,86
Participações em comitês	173.936	0	0	173.936,00
Outros	0	0	0	0,00
Descrição de outras remunerações fixas	N/A	N/A	N/A	
Remuneração variável				
Bônus	0	11.979.150,44	0	11.979.150,44
Participação de resultados	0	0	0	0,00
Participação em reuniões	0	0	0	0,00
Comissões	0	0	0	0,00
Outros	0	0	0	0,00
Descrição de outras remunerações variáveis	N/A	N/A	N/A	
Pós-emprego	0	320.153,44	0	320.153,44
Cessação do cargo	0	0	0	0,00
Baseada em ações (incluindo opções)	0	4.869.989,24	0	4.869.989,24
Observação	1. Conforme Ofício Circular/Anual-2026-CVM/SEP, os valores de remuneração informados são líquidos de encargos sociais que sejam ônus do empregador. 2.Conforme disposto no Ofício Circular SEP 2026, o número de membros foi apurado de acordo com a média anual do número de membros de cada órgão apurado mensalmente, com duas casas decimais. 3. Os valores indicados correspondem ao exercício social que encerrar-se-á em 31.12.2025, e, dessa forma, não são iguais aos valores propostos em Assembleia Geral, visto que estes correspondem ao período de abril de 2025 a abril de 2026 (exclusive).	1. Conforme Ofício Circular/Anual-2026-CVM/SEP, os valores de remuneração informados são líquidos de encargos sociais que sejam ônus do empregador. 2. Conforme disposto no Ofício Circular SEP 2026, o número de membros foi apurado de acordo com a média anual do número de membros de cada órgão apurado mensalmente, com duas casas decimais. 3. O valor constante no campo "bônus" é análogo ao Programa de Participação nos Resultados, que para os membros da Diretoria Estatutária possui caráter remuneratório a título de bônus. 4. Os valores indicados correspondem ao exercício social que encerrar-se-á em 31.12.2025, e, dessa forma, não são iguais aos valores propostos em Assembleia Geral, visto que estes correspondem ao período de abril de 2025 a abril de 2026 (exclusive).		
Total da remuneração	5.635.163,19	23.876.840,42	0	29.512.003,61

Remuneração total do Exercício Social em 31/12/2024 - Valores Anuais				
	Conselho de Administração	Diretoria Estatutária	Conselho Fiscal	Total
Nº total de membros	7	3	0	10,00
Nº de membros remunerados	7	3	0	10,00
Esclarecimento	N/A	N/A	N/A	
Remuneração fixa anual				
Salário ou pró-labore	5.181.702,78	5.949.877,31	0	11.131.580,09
Benefícios direto e indireto	0	297.546,28	0	297.546,28
Participações em comitês	0	0	0	0,00
Outros	0	0	0	0,00
Descrição de outras remunerações fixas	0	NA	NA	
Remuneração variável				
Bônus	0	9.844.142,81	0	9.844.142,81
Participação de resultados	0	0	0	0,00
Participação em reuniões	0	0	0	0,00
Comissões	0	0	0	0,00
Outros	0	0	0	0,00
Descrição de outras remunerações variáveis	NA	NA	NA	
Pós-emprego	0	294.572	0	294.572,00
Cessação do cargo	0	0	0	0,00
Baseada em ações (incluindo opções)	0	5.672.284,19	0	5.672.284,19

Observação	1. Conforme Ofício Circular/Anual-2026-CVM/SEP, os valores de remuneração informados são líquidos de encargos sociais que sejam ônus do empregador. 2. Conforme disposto no Ofício Circular SEP 2026, o número de membros foi apurado de acordo com a média anual do número de membros de cada órgão apurado mensalmente, com duas casas decimais. 3. Os valores indicados correspondem ao exercício social encerrado em 31.12.2024, e, dessa forma, não são iguais aos valores aprovados em Assembleia Geral, visto que estes correspondem ao período de abril de 2024 a abril de 2025 (exclusive).	1. Conforme Ofício Circular/Anual-2026-CVM/SEP, os valores de remuneração informados são líquidos de encargos sociais que sejam ônus do empregador. 2.Conforme disposto no Ofício Circular SEP 2026, o número de membros foi apurado de acordo com a média anual do número de membros de cada órgão apurado mensalmente, com duas casas decimais. 3. O valor constante no campo "bônus" é análogo ao Programa de Participação nos Resultados, que para os membros da Diretoria Estatutária possui caráter remuneratório a título de bônus. 4. Os valores indicados correspondem ao exercício social encerrado em 31.12.2024, e, dessa forma, não são iguais aos valores aprovados em Assembleia Geral, visto que estes correspondem ao período de abril de 2024 a abril de 2025 (exclusive).	N/A	
Total da remuneração	5.181.702,78	22.058.422,59	0	27.240.125,37

Remuneração total do Exercício Social em 31/12/2023 - Valores Anuais

	Conselho de Administração	Diretoria Estatutária	Conselho Fiscal	Total
Nº total de membros	7	3	0	10,00
Nº de membros remunerados	7	3	0	10,00
Esclarecimento	N/A	N/A	N/A	
Remuneração fixa anual				
Salário ou pró-labore	4.727.673,33	5.429.040	0	10.156.713,33
Benefícios direto e indireto	0	376.276,63	0	376.276,63
Participações em comitês	0	0	0	0,00
Outros	0	0	0	0,00
Descrição de outras remunerações fixas	NA	NA	NA	
Remuneração variável				
Bônus	0	291.532,73	0	291.532,73
Participação de resultados	0	8.855.749,82	0	8.855.749,82
Participação em reuniões	0	0	0	0,00
Comissões	0	0	0	0,00
Outros	0	0	0	0,00
Descrição de outras remunerações variáveis	NA	NA	NA	
Pós-emprego	0	265.374,5	0	265.374,50
Cessação do cargo	0	0	0	0,00
Baseada em ações (incluindo opções)	0	7.767.576,23	0	7.767.576,23

Observação	1. Conforme Ofício Circular/Anual-2026-CVM/SEP, os valores de remuneração informados são líquidos de encargos sociais que sejam ônus do empregador. 2. Conforme disposto no Ofício Circular SEP 2026, o número de membros foi apurado de acordo com a média anual do número de membros de cada órgão apurado mensalmente, com duas casas decimais. 3. Os valores indicados correspondem ao exercício social encerrado em 31.12.2023, e, dessa forma, não são iguais aos valores aprovados e posteriormente rerratificados em Assembleia Geral, visto que estes correspondem ao período de abril de 2023 a abril de 2024 (exclusive).	1. Conforme Ofício Circular/Anual-2026-CVM/SEP, os valores de remuneração informados são líquidos de encargos sociais que sejam ônus do empregador. 2. O valor constante do campo "bônus" se refere ao pagamento da parcela da remuneração variável que conforme a Lei 10.101/2000 não pode fazer parte de um programa de participação de lucros e resultados. 3. Os valores dos campos "bônus" e "participação em resultados" são referentes ao exercício social de 2023, com o pagamento realizado em fevereiro de 2024. 4. Os valores indicados correspondem ao exercício social encerrado em 31.12.2023, e, dessa forma, não são iguais aos valores aprovados e posteriormente rerratificados em Assembleia Geral, visto que estes correspondem ao período de abril de 2023 a abril de 2024 (exclusive).	N/A	
Total da remuneração	4.727.673,33	22.985.549,91	0	27.713.223,24

8.3 Remuneração Variável

Exercício Social: 31/12/2026

	Conselho de Administração	Diretoria Estatutária	Conselho Fiscal	Total
N° total de membros	7	3	0	10,00
N° de membros remunerados	0	3	0	3,00
Esclarecimento	Este órgão não faz jus a remuneração variável		N/A	
EM RELAÇÃO AO BÔNUS				
Valor mínimo previsto no plano de remuneração	0,00	5.435.559,17	0,00	5.435.559,17
Valor máximo previsto no plano de remuneração	0,00	16.306.677,52	0,00	16.306.677,52
Valor previsto no plano de remuneração, caso as metas estabelecidas fossem atingidas	0,00	10.871.118,35	0,00	10.871.118,35
Valor efetivamente reconhecido no exercício social	0,00	0,00	0,00	0,00
EM RELAÇÃO À PARTICIPAÇÃO NO RESULTADO				
Valor mínimo previsto no plano de remuneração	0,00	0,00	0,00	0,00
Valor máximo previsto no plano de remuneração	0,00	0,00	0,00	0,00
Valor previsto no plano de remuneração, caso as metas estabelecidas fossem atingidas	0,00	0,00	0,00	0,00
Valor efetivamente reconhecido no exercício social	0,00	0,00	0,00	0,00

Exercício Social: 31/12/2025

	Conselho de Administração	Diretoria Estatutária	Conselho Fiscal	Total
Nº total de membros	7	3	0	10,00
Nº de membros remunerados	0	3	0	3,00
Esclarecimento	Este órgão não faz jus a remuneração variável		N/A	
EM RELAÇÃO AO BÔNUS				
Valor mínimo previsto no plano de remuneração	0,00	4.842.876,70	0,00	4.842.876,70
Valor máximo previsto no plano de remuneração	0,00	14.528.630,10	0,00	14.528.630,10
Valor previsto no plano de remuneração, caso as metas estabelecidas fossem atingidas	0,00	9.685.753,40	0,00	9.685.753,40
Valor efetivamente reconhecido no exercício social	0,00	11.979.150,44	0,00	11.979.150,44
EM RELAÇÃO À PARTICIPAÇÃO NO RESULTADO				
Valor mínimo previsto no plano de remuneração	0,00	0,00	0,00	0,00
Valor máximo previsto no plano de remuneração	0,00	0,00	0,00	0,00
Valor previsto no plano de remuneração, caso as metas estabelecidas fossem atingidas	0,00	0,00	0,00	0,00
Valor efetivamente reconhecido no exercício social	0,00	0,00	0,00	0,00

Exercício Social: 31/12/2024

	Conselho de Administração	Diretoria Estatutária	Conselho Fiscal	Total
Nº total de membros	7	3	0	10,00
Nº de membros remunerados	0	3	0	3,00
Esclarecimento	Este órgão não faz jus a remuneração variável		A Companhia não possui Conselho Fiscal	
EM RELAÇÃO AO BÔNUS				
Valor mínimo previsto no plano de remuneração	0,00	4.494.012,56	0,00	4.494.012,56
Valor máximo previsto no plano de remuneração	0,00	13.482.037,66	0,00	13.482.037,66
Valor previsto no plano de remuneração, caso as metas estabelecidas fossem atingidas	0,00	8.988.025,11	0,00	8.988.025,11
Valor efetivamente reconhecido no exercício social	0,00	9.844.142,81	0,00	9.844.142,81
EM RELAÇÃO À PARTICIPAÇÃO NO RESULTADO				
Valor mínimo previsto no plano de remuneração	0,00	0,00	0,00	0,00
Valor máximo previsto no plano de remuneração	0,00	0,00	0,00	0,00

Valor previsto no plano de remuneração, caso as metas estabelecidas fossem atingidas	0,00	0,00	0,00	0,00
Valor efetivamente reconhecido no exercício social	0,00	0,00	0,00	0,00

Exercício Social: 31/12/2023

	Conselho de Administração	Diretoria Estatutária	Conselho Fiscal	Total
Nº total de membros	7	3	0	10,00
Nº de membros remunerados	0	3	0	3,00
Esclarecimento	Este órgão não faz jus a remuneração variável		N/A	
EM RELAÇÃO AO BÔNUS				
Valor mínimo previsto no plano de remuneração	0,00	303.150,00	0,00	303.150,00
Valor máximo previsto no plano de remuneração	0,00	909.450,00	0,00	909.450,00
Valor previsto no plano de remuneração, caso as metas estabelecidas fossem atingidas	0,00	606.300,00	0,00	606.300,00
Valor efetivamente reconhecido no exercício social	0,00	291.532,73	0,00	291.532,73
EM RELAÇÃO À PARTICIPAÇÃO NO RESULTADO				
Valor mínimo previsto no plano de remuneração	0,00	2.728.350,00	0,00	2.728.350,00
Valor máximo previsto no plano de remuneração	0,00	8.185.050,00	0,00	8.185.050,00
Valor previsto no plano de remuneração, caso as metas estabelecidas fossem atingidas	0,00	5.456.700,00	0,00	5.456.700,00
Valor efetivamente reconhecido no exercício social	0,00	8.855.749,82	0,00	8.855.749,82

8.4 Plano de remuneração baseado em ações

8.4. PLANO DE REMUNERAÇÃO BASEADO EM AÇÕES

Abaixo são dispostas as informações sobre os 6 (seis) modelos de remuneração baseados em ações em vigor.

(a) termos e condições gerais

Programa de 2016 de Outorga de Opção de Compra ou Subscrição de Ações da Companhia

Na Assembleia Geral Extraordinária, realizada em 02 agosto de 2016, foi aprovado o Programa de Outorga de Opção de Compra ou Subscrição de Ações, conforme aditado em Assembleia Geral Extraordinária, realizada em 11 de março de 2021 (“**Programa da Companhia**”), em substituição ao antigo programa de ações da Companhia, o qual foi objeto de cancelamento na Assembleia de 02 de agosto de 2016.

O Programa da Companhia determinou as diretrizes gerais a serem consideradas pela administração da Companhia para a outorga de Opções, aos Conselheiros, aos Diretores Estatutários, Diretores Não Estatutários e empregados, conforme definido pelo Conselho de Administração da Companhia, elegíveis para participar de plano a ser aprovado no âmbito do Programa da Companhia.

Com base no Programa da Companhia, foram aprovados pelo Conselho de Administração:

- em 10 de agosto de 2016, o Primeiro Plano de Opção de Subscrição ou Compra de Ações para determinados membros da Diretoria Estatutária da Companhia, o qual entrou em vigor na data de sua aprovação (“**Primeiro Plano**”). Para este plano não existem opções a serem exercidas, tendo em vista que o plano foi encerrado;
- em 10 de maio de 2017, o Segundo Plano de Opção de Subscrição ou Compra de Ações (“**Segundo Plano**”), o qual entrou em vigor em 11 de maio de 2017. Para este plano não existem opções a serem exercidas, tendo em vista que o plano foi encerrado;
- em 03 de agosto de 2017, o Terceiro Plano de Opção de Subscrição ou Compra de Ações (“**Terceiro Plano**”), o qual entrou em vigor na data da sua aprovação. Para este plano não existem opções a serem exercidas, tendo em vista que o plano foi encerrado;
- em 10 de janeiro de 2020, o Quarto Plano de Opção de Subscrição ou Compra de Ações (“**Quarto Plano**”), o qual entrou em vigor na data de sua aprovação; e
- em 11 de março de 2021, o Quinto Plano de Opção de Subscrição ou Compra de Ações (“**Quinto Plano**”) e, em conjunto com o Primeiro Plano, Segundo Plano, Terceiro Plano e Quarto Plano, “**Planos de Opção**”), o qual entrou em vigor na data de sua aprovação.

O Programa da Companhia, no qual os atuais Planos de Opção da Companhia se inserem, determina que referidos planos terão vigência de 5 (cinco) anos a partir da data de sua aprovação, podendo ainda ser extintos, a qualquer tempo, por decisão do Conselho de Administração da Companhia. Ressalta-se, ainda, que os Planos de Opção são administrados e geridos pelo Conselho de Administração.

As outorgas das Opções no âmbito dos Planos de Opção constituíram mera expectativa de direitos dos participantes, que podem vir a ter o direito de receber as ações mediante a verificação de todos os requisitos e procedimentos estabelecidos em tais planos para o exercício das Opções.

O Programa da Companhia foi aditado em 11 de março de 2021, em Assembleia Geral Extraordinária de Acionistas da Companhia, de forma que foram incluídos os parâmetros de cálculo do preço de exercício das opções de ações, aplicáveis somente ao Quarto Plano. O aditamento visou permitir a transferência de ações mantidas em tesouraria pela Companhia aos participantes do referido Quarto Plano.

Os Planos de Opção aprovados até a data deste Formulário de Referência, no âmbito do Programa da Companhia apresentam as seguintes condições gerais:

8.4 Plano de remuneração baseado em ações

- As Opções representarão o máximo de 4% do total de ações do capital social da Companhia existentes em 10 de agosto de 2016;
- As Opções concedidas serão divididas em 5 (cinco) lotes anuais, sendo cada um deles equivalente a 20% da quantidade de Opções outorgadas;
- Uma vez exercida a Opção, poderão ser entregues ao beneficiário (i) ações objeto de emissão por meio de aumento de capital da Companhia; ou (ii) ações de emissão da Companhia em tesouraria, observadas as regras da CVM;
- Em contrapartida à outorga da opção ao participante, este deverá pagar à Companhia um preço definido pelo Conselho de Administração (preço da outorga);
- Para o “Primeiro Plano”, “Segundo Plano” e “Terceiro Plano”, o preço de exercício da Opção é R\$3,75, o qual será reajustado pela variação do IPCA + 3,0% desde a data de outorga;
- Para o “Quarto Plano”, o preço de exercício da Opção é de R\$7,57, que corresponde à cotação média, ponderada pelo volume, das ações da Companhia em 2019, aplicado um desconto de 25%, o qual será reajustado pela variação do IPCA + 3,0% desde a data de assinatura do termo de adesão. Cada participante poderá optar por ter um desconto de 20% no preço de exercício desde que concorde com a gravação das ações de forma que não possam ser alienadas por um período de 12 (doze) meses contados do exercício da opção; e
- Para o “Quinto Plano”, o preço de exercício da Opção corresponderá à média ponderada pelo volume do preço de fechamento das ações da Companhia, nos 40 (quarenta) pregões anteriores, a ser verificado 5 (cinco) dias úteis antes da data de assinatura do termo de adesão pelo participante, e será reajustado anualmente pela variação do IPCA, somados 6,5% a.a. (seis e meio por cento ao ano) desde a data de assinatura do termo de adesão.

Não são mais outorgadas Opções com base em tal Programa da Companhia, sendo apenas administradas as Opções ainda em carência. Para os planos citados acima foram outorgadas 31.365.708 opções no âmbito do Programa da Companhia, nos termos a seguir: (i) 13.152.376 opções no âmbito do Primeiro Plano, (ii) 5.333.332 opções no âmbito do Segundo Plano, (iii) 3.000.000 opções no âmbito do Terceiro Plano; (iv) 8.840.000 opções no âmbito do Quarto Plano; e (v) 1.040.000 opções no âmbito do Quinto Plano. Os números apresentados foram atualizados de acordo com o desdobramento de ações aprovado na Assembleia Geral Extraordinária de 11 de março de 2021.

Plano de 2020 de Outorga de Opção de Compra ou Subscrição de Ações

O Plano de Outorga de Opção de Compra ou Subscrição de Ações que foi aprovado em Assembleia Geral de Acionistas no dia 29 de abril de 2020, conforme aditado em Assembleia Geral Extraordinária no dia 11 de março de 2021 (“**Plano de Outorga de Opção de 2020**”), determina as diretrizes gerais a serem consideradas pela Administração da Companhia para a outorga de opções de compra ou subscrição de ações de emissão da Companhia (“**Opções**”) aos diretores (estatutários ou não) e empregados da Companhia e subsidiárias, conforme definido pelo Conselho de Administração da Companhia, elegíveis para participar de programas a serem aprovados.

A cada ano de vigência do Plano de Outorga de Opção de 2020, poderão ser criados, pelo Conselho de Administração, um ou mais novos programas, que, se implementados, deverão ser estruturados com base nos critérios definidos no Plano de Outorga de Opção de 2020. Competirá ao Conselho de Administração decidir sobre a oportunidade e conveniência de implementar ou não os referidos programas em cada ano de vigência do Plano de Outorga de Opção de 2020.

Com base no Plano de Outorga de Opção de 2020, foi aprovado pelo Conselho de Administração, em 11 de fevereiro de 2021, o Primeiro Programa de Opção de Subscrição ou Compra de Ações, o qual entrou em vigor na data de sua aprovação (“**Primeiro Programa**”) e terá vigência de 5 (cinco) anos, podendo ainda ser extinto, a qualquer tempo, por decisão do Conselho de Administração da Companhia.

O Primeiro Programa prevê que o participante receberá Opções na proporção do número de ações recebidas com base em outros planos de incentivo de longo prazo que o participante concorde em gravar e manter gravadas pelo

8.4 Plano de remuneração baseado em ações

prazo de 5 (cinco) anos. As opções concedidas a cada participante serão divididas em 5 (cinco) lotes, sendo cada um deles equivalente a 20% (vinte por cento) do montante total das opções outorgadas. Cada lote se torna maduro e passível de exercício a cada 12 (doze) meses. O preço de subscrição ou compra das ações a serem adquiridas pelos participantes será equivalente ao valor da cotação de mercado das ações, considerada a média ponderada pelo volume do preço de fechamento das ações nos 40 (quarenta) pregões anteriores, a ser verificado 5 (cinco) dias úteis antes da assinatura do termo de adesão, e será reajustado anualmente pela variação do IPCA/IBGE, somado 6,5% (seis e meio por cento) desde a data de assinatura do termo de adesão pelo respectivo participante.

Uma vez exercida a Opção, poderão ser entregues ao beneficiário (i) ações objeto de emissão por meio de aumento de capital da Companhia; ou (ii) ações de emissão da Companhia em tesouraria, observadas as regras da CVM.

No âmbito do Plano de Outorga de Opção de 2020, no ano de 2021, no Primeiro Programa, foram concedidas um total de 6.109.945 opções.

Em 2022, no Segundo Programa, foram concedidas um total de 2.715.520 opções. Em 2023, no Terceiro Programa, foram concedidas um total de 472.245 opções.

Não haverá mais programas com base no Plano de Outorga de Opção de 2020, sendo o último programa o terceiro indicado acima.

Plano de 2021 de Incentivo de Remuneração de Longo Prazo Baseado em Ações da Companhia (*Restricted Units*)

O Plano de Incentivo de Remuneração de Longo Prazo Baseado em Ações da Companhia (*Restricted Units*) aprovado em Assembleia Geral de Extraordinária no dia 11 de março de 2021 (“Plano 2021 *Restricted Units*”), como continuidade do Plano de Incentivo de Remuneração de Longo Prazo Baseado em Ações aprovado na Assembleia Geral Extraordinária da Companhia realizada em 27 de março de 2018 e rratificado na Assembleia Geral Extraordinária da Companhia realizada em 12 de julho de 2018, em relação ao qual a última outorga ocorreu nos termos do programa aprovado em 2021 e já foi liquidada em 2024, determina as condições gerais para a concessão anual aos diretores (estatutários ou não) e empregados-chave da Companhia e de suas sociedades controladas diretas e indiretas de unidades de performance restritas (“*Units*”) que poderão, ao fim do prazo de carência e observadas as condições dispostas pelo Conselho de Administração, resultar na entrega gratuita de ações da Companhia aos beneficiários.

A cada ano de vigência do Plano 2021 *Restricted Units*, poderão ser criados, pelo Conselho de Administração, um ou mais novos programas anuais, que, se implementados, deverão ser estruturados com base nos critérios definidos no Plano 2021 *Restricted Units*. A cada programa, o beneficiário receberá a título gratuito uma quantidade de *Units* correspondente ao quociente da divisão de determinado múltiplo de salários mensais do beneficiário pela cotação de mercado das ações da Companhia. O múltiplo de salários mensais será um número fixo calculado de forma meritocrática com base em uma faixa de número de salários mensais por nível de cargo, a ser determinada a cada programa.

As *Units* efetivamente concedidas a cada programa terão prazo de carência de 3 anos a partir da data de concessão para darem direito ao recebimento de ações. Após transcorrido o prazo de carência, os beneficiários receberão 50% das *Units* em ações na proporção de 1:1 (arredondando qualquer número fracionário para cima); e aos outros 50%, será aplicado um fator multiplicador a ser apurado em função do retorno total aos acionistas (*Total Shareholder Return* – “TSR”) incremental versus o IPCA (Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo) obtido no triênio da carência. Para os fins do Plano 2021 *Restricted Units*, a Companhia utilizará ações mantidas em tesouraria, observadas as regras da CVM.

Compete ao Conselho de Administração decidir sobre a oportunidade e conveniência de implementar ou não os referidos programas em cada ano de vigência do plano. As outorgas relativas a este plano ocorreram em 2022 e 2023.

8.4 Plano de remuneração baseado em ações

No ano de 2022, no 1º programa anual, foram concedidas aos Diretores Estatutários e determinados colaboradores o total de 932.545 *Units* no âmbito deste Plano 2021 *Restricted Units*.

No ano de 2023, 2º programa anual, foram concedidas aos Diretores Estatutários e determinados colaboradores o total de 1.360.555 *Units*.

Não haverá mais programas com base nesse Plano *Restricted Units*, sendo o último programa o 2º indicado acima.

Plano de 2023 de Incentivo de Remuneração de Longo Prazo Baseado em Ações da Companhia (*Restricted Units*)

O Plano de 2023 de Incentivo de Remuneração de Longo Prazo Baseado em Ações da Companhia ("**Plano 2023 *Restricted Units***") foi aprovado na Assembleia Geral Ordinária e Extraordinária da Companhia de 28 de abril de 2023, e estabelece as condições gerais para a concessão aos diretores (estatutários ou não) e empregados-chave da Companhia e de suas sociedades controladas diretas e indiretas, pela Companhia, de *Units* que poderiam, ao fim do prazo de carência e observadas as condições dispostas pelo Conselho de Administração, resultar na entrega gratuita de ações da Companhia aos beneficiários.

Foram criados dois programas, em quantidade e periodicidade conforme determinado no plano, e estruturados com base nos critérios nele definidos. Com base nos referidos programas, o beneficiário recebeu a título gratuito uma quantidade de *Units* correspondente ao quociente da divisão de determinado múltiplo de salários mensais do beneficiário pela cotação de mercado das ações da Companhia (média de 40 pregões, ponderado pelo volume negociado). O múltiplo de salários mensais corresponde a número fixo definido com base em uma faixa de número de salários mensais por nível de cargo, determinado a cada programa e que observou, dentre outros critérios, o nível de comprometimento financeiro de cada beneficiário com outros incentivos eventualmente já concedidos.

As *Units* efetivamente concedidas a cada programa possuem prazo de carência de 36 (trinta e seis) meses a partir de 1º de abril de 2023 para darem direito ao recebimento de ações. Após transcorrido o prazo de carência, os beneficiários receberão 100% das *Units* em ações na proporção de 1:1. Para os fins do Plano 2023 *Restricted Units*, a Companhia utilizou ações mantidas em tesouraria, observadas as regras da CVM.

As outorgas relativas a este plano temporário ocorreram em 2023 e 2024.

No ano de 2023, no 1º programa anual, foram concedidas aos Diretores Estatutários e determinados colaboradores o total de 746.272 *Units*. Já no ano de 2024, no 2º programa (última outorga), foram concedidas 479.928 *Units*, no âmbito deste Plano 2023 *Restricted Units*.

Plano de 2024 de Incentivo de Remuneração de Longo Prazo Baseado em Ações da Companhia (*Restricted Units*)

O Plano de 2024 de Incentivo de Remuneração de Longo Prazo Baseado em Ações da Companhia ("Plano 2024 *Restricted Units*") , aprovado na Assembleia Geral Ordinária e Extraordinária da Companhia de 29 de abril de 2024, estabelece as condições gerais para a concessão aos diretores (estatutários ou não) e empregados-chave da Companhia e de suas sociedades controladas diretas e indiretas, pela Companhia, de *Units* que poderiam, ao fim do prazo de carência e observadas as condições dispostas pelo Conselho de Administração, resultar na entrega gratuita de ações da Companhia aos beneficiários.

Poderão ser criados programas, que, se implementados, deverão ser estruturados com base nos critérios definidos no Plano.

A cada programa, o beneficiário receberá a título gratuito uma quantidade de *Units* correspondente ao quociente da divisão de determinado valor resultante de múltiplo de salários mensais do beneficiário pela cotação de mercado das ações. O múltiplo de salários mensais será um número fixo definido com base em uma faixa de número de salários mensais por nível de cargo, a ser determinada a cada programa, que será calculado de forma meritocrática, com o suporte da Diretoria de Recursos Humanos.

8.4 Plano de remuneração baseado em ações

As Units efetivamente concedidas a cada programa terão prazo de carência de 3 anos a partir da data de concessão para darem direito ao recebimento de ações. Após transcorrido o prazo de carência, os beneficiários receberão 50% das Units em ações na proporção de 1:1 (arredondando qualquer número fracionário para cima); e aos outros 50%, será aplicado um fator multiplicador a ser apurado em função do retorno total aos acionistas (*Total Shareholder Return – “TSR”*) incremental versus o IPCA (Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo) obtido no triênio da carência. Para os fins do Plano 2024 *Restricted Units*, a Companhia utilizará ações mantidas em tesouraria, observadas as regras da CVM. A quantidade de Ações a ser transferida aos Beneficiários será apurada nos termos da cláusula 5.3 do Plano.

No ano de 2024, no 1º programa anual, foram concedidas aos Diretores Estatutários e determinados colaboradores o total de 2.197.236 Units no âmbito deste Plano 2024 *Restricted Units*. Já no ano de 2025, 2º programa anual, foram concedidos o total de 2.742.276 Units.

Plano de 2026 de Incentivo e Remuneração de Longo Prazo Baseado em Ações da Companhia (*Restricted Units*)

O Plano de 2026 de Incentivo e Remuneração de Longo Prazo Baseado em Ações da Companhia (“**Plano 2026 *Restricted Units***”), aprovado na Assembleia Geral Ordinária e Extraordinária da Companhia de 05 de fevereiro de 2026, estabelece as condições gerais para a concessão aos diretores (estatutários ou não) e empregados-chave da Companhia e de suas sociedades controladas diretas e indiretas, pela Companhia (Beneficiários), de Units que poderão, ao fim do prazo de carência e observadas as condições dispostas pelo Conselho de Administração, resultar na entrega gratuita de ações da Companhia aos Beneficiários.

Poderão ser criados programas, que, se implementados, deverão ser estruturados com base nos critérios definidos no Plano.

A cada programa, o beneficiário receberá a título gratuito uma quantidade de Units correspondente ao quociente da divisão de determinado valor resultante de múltiplo de salários mensais do Beneficiário pela cotação de mercado das Ações. O múltiplo de salários mensais será um número fixo definido com base em uma faixa de número de salários mensais por nível de cargo, a ser determinada a cada programa pelo Conselho de Administração.

As Units concedidas a cada Programa terão prazo de carência de até 6 (seis) anos, conforme venha a ser definido no Programa, a partir da data de concessão, para darem direito ao recebimento de Ações. Após transcorrido o prazo de carência, os beneficiários receberão 50% das Units em ações na proporção de 1:1 (arredondando qualquer número fracionário para cima); e aos outros 50%, será aplicado um fator multiplicador a ser apurado em função do atingimento de metas globais da Companhia definidas no respectivo Programa. Para os fins do Plano 2026 *Restricted Units*, a Companhia utilizará ações mantidas em tesouraria, observadas as regras da CVM. A quantidade de Ações a ser transferida aos Beneficiários será até o máximo de 1,85% (um vírgula oitenta e cinco por cento) do total de Ações do capital da Companhia na data de aprovação do Plano.

(b) data de aprovação e órgão responsável

Programa da Companhia (Opções)

O Programa da Companhia foi aprovado em Assembleia Geral Extraordinária realizada em 02 agosto de 2016, e aditado em Assembleia Geral Extraordinária, realizada em 11 de março de 2021.

Plano de Outorga de Opções de 2020

O Plano de Outorga de Opções de 2020 foi aprovado em Assembleia Geral Ordinária e Extraordinária no dia 29 de abril de 2020, e foi aditado em Assembleia Geral Extraordinária no dia 11 de março de 2021.

Plano 2021 *Restricted Units*

O Plano *Restricted Units* foi aprovado em Assembleia Geral Extraordinária realizada no dia 11 de março de 2021.

8.4 Plano de remuneração baseado em ações

Plano 2023 *Restricted Units*

O Plano 2023 *Restricted Units* foi aprovado em Assembleia Geral Ordinária e Extraordinária realizada em 28 de abril de 2023.

Plano 2024 *Restricted Units*

O Plano 2024 *Restricted Units* foi aprovado na Assembleia Geral Ordinária e Extraordinária do dia 29 de abril de 2024.

Plano 2026 *Restricted Units*

O Plano 2026 *Restricted Units* foi aprovado na Assembleia Geral Ordinária e Extraordinária do dia 05 de fevereiro de 2026.

(c) número máximo de ações abrangidas

Programa da Companhia (Opções)

O limite máximo de ações destinadas ao Programa da Companhia é de 4% do total de ações de emissão da Companhia. Ainda com relação a este item, para efeitos do limite acima mencionado, é considerado o somatório das Opções emitidas, líquidas das canceladas e das exercidas sem que tenha ocorrido o aumento de capital da Companhia.

Plano de Outorga de Opções de 2020

O número total de ações a serem recebidas pelos participantes no âmbito do Plano de Outorga de Opções de 2020 não poderá ultrapassar o limite máximo de 3% do total de ações de emissão da Companhia na data da sua aprovação, em 20 de abril de 2020. Para efeito deste limite, será considerado o somatório das ações efetivamente emitidas atreladas às opções outorgadas, líquidas das exercidas sem que tenha ocorrido o aumento de capital da Companhia.

Plano 2021 *Restricted Units*

O Plano *Restricted Units* está limitado a até 3% do total de ações do capital da Companhia na data de sua aprovação, em 11 de março de 2021. De acordo com o desdobramento aprovado em 11 de março de 2021, na proporção de 1:4, o limite será de até 37.952.820 ações. A Companhia utilizará Ações mantidas em tesouraria, observadas as regras da CVM.

Plano 2023 *Restricted Units*

O Plano 2023 *Restricted Units* estará limitado a até 0,5% do total de ações do capital social da Companhia em 28 de fevereiro de 2023, ou seja, até 7.922.862 ações. A Companhia utilizará Ações mantidas em tesouraria, observadas as regras da CVM e do plano.

Plano 2024 *Restricted Units*

O Plano 2024 *Restricted Units* está limitado a até 3% (três por cento) do total de Ações do capital da Companhia na data de 29 de abril de 2024, ou seja, até 47.540.927 ações. A Companhia utilizará ações mantidas em tesouraria, observadas as regras da CVM.

Plano 2026 *Restricted Units*

O Plano 2026 *Restricted Units* está limitado a até 1,85% (um vírgula oitenta e cinco por cento) do total de Ações do capital da Companhia na data de 05 de fevereiro de 2026, ou seja, até 1.936.973.658 ações. A Companhia utilizará ações mantidas em tesouraria, observadas as regras da CVM.

8.4 Plano de remuneração baseado em ações

(d) número máximo de opções a serem outorgadas

Programa da Companhia (Opções)

Nos termos do Programa da Companhia, podem ser outorgadas aos Beneficiários do Programa Opções que correspondam até o limite de 4% do total de ações de emissão da Companhia.

Plano de Outorga de Opções de 2020

Nos termos do Plano de Outorga de Opções de 2020, podem ser outorgadas aos beneficiários opções até o limite de 3% do total de ações de emissão da Companhia, conforme explicado no item “c” acima.

Plano 2021 *Restricted Units*

O Plano *Restricted Units* não trata da outorga de opções, mas de *Units* que poderão, ao fim do prazo de carência e observadas as condições do Plano de Incentivo, resultar na entrega de ações de emissão da Companhia até o limite disposto no item “c” acima.

Plano 2023 *Restricted Units*

O Plano 2023 *Restricted Units* não trata da outorga de opções, mas de unidades restritas que poderão, ao fim do prazo de carência e observadas as condições do Plano 2023 *Restricted Units*, resultar na entrega de ações de emissão da Companhia até o limite disposto no item “c” acima, na proporção de 1:1, ou seja, cada unidade restrita resultará na transferência de uma ação.

Plano 2024 *Restricted Units*

O Plano 2024 *Restricted Units* contempla a outorga de unidades de performance restritas (“*Units*”) que poderão, ao fim do prazo de carência e observadas as condições do Plano, resultar na entrega de ações ordinárias, nominativas, escriturais e sem valor nominal de emissão da Companhia até o limite de 3% (três por cento) do total de Ações do capital da Companhia na data de 29 de abril de 2024, na proporção a ser apurada nos termos da cláusula 5.3 do Plano 2024 *Restricted Units*.

Plano 2026 *Restricted Units*

O Plano 2026 *Restricted Units* contempla a outorga de unidades de performance restritas (“*Units*”) que poderão, ao fim do prazo de carência e observadas as condições do Plano, resultar na entrega de ações ordinárias, nominativas, escriturais e sem valor nominal de emissão da Companhia até o limite de 1,85% (um vírgula oitenta e cinco por cento) do total de Ações do capital da Companhia na data de 05 de fevereiro de 2026.

(e) condições de aquisição de ações

Programa da Companhia (Opções)

O Programa da Companhia prevê a competência do Conselho de Administração para aprovar os Planos de Opções, assim como administrar o Programa e respectivos Planos de Opções do novo Programa, ressaltando que os membros do Conselho de Administração somente poderão ser nomeados e se tornar Beneficiários do Novo Programa por deliberação da Assembleia Geral de acionistas.

A aquisição das ações decorrentes das Opções dependerá da observância do prazo de maturidade aplicável e da formalização do exercício pelo participante dentro do prazo máximo estabelecido, mediante liquidação do preço de exercício.

Plano de Outorga de Opções de 2020

O Plano de Outorga de Opções de 2020 prevê a competência do Conselho de Administração para aprovar Programas de Opções de Compra ou Subscrição de Ações periódicos, assim como formalmente nomear os

8.4 Plano de remuneração baseado em ações

respectivos participantes, que deverão formalizar termo de adesão ao respectivo programa e ao plano.

As opções outorgadas tornar-se-ão maduras, isto é, poderão ser exercidas mediante pagamento de preço determinado, após o cumprimento dos prazos previstos no respectivo programa, devendo atender sempre uma proporcionalidade de forma a atingir o objetivo de retenção dos participantes.

Plano 2021 *Restricted Units*

O Plano *Restricted Units* prevê a competência do Conselho de Administração para aprovar cada programa anual, assim como formalmente nomear os respectivos participantes. O beneficiário receberá a título gratuito uma quantidade de Units correspondente ao quociente da divisão de determinado múltiplo de salários mensais do beneficiário pela cotação de mercado das ações da Companhia.

A transferência das ações decorrentes das *Units* dependerá da observância do prazo de carência aplicável e da aplicação, quando do vencimento da carência, de um fator multiplicador a ser apurado em função do TSR (retorno total aos acionistas) incremental versus o IPCA (Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo), quando será calculada a quantidade de ações a serem entregues, sem qualquer contraprestação.

Plano 2023 *Restricted Units*

A cada programa aprovado, o beneficiário recebe a título gratuito uma quantidade de unidades restritas correspondente ao quociente da divisão de determinado múltiplo de salários mensais do beneficiário pela cotação de mercado das ações da Companhia, que poderão resultar na entrega a título gratuito de ações de emissão da Companhia na proporção de 1:1, ou seja, cada unidade restrita resultará na transferência de uma ação.

Plano 2024 *Restricted Units*

A cada programa aprovado, o beneficiário receberá a título gratuito uma quantidade de *Units* correspondente ao quociente da divisão de determinado valor resultante de múltiplo de salários mensais do beneficiário pela cotação de mercado das ações, na proporção definida nos termos da cláusula 5.3 do Plano.

Plano 2026 *Restricted Units*

A cada programa aprovado, o beneficiário receberá a título gratuito uma quantidade de *Units* correspondente ao quociente da divisão de determinado valor resultante de múltiplo de salários mensais do beneficiário pela cotação de mercado das ações, na proporção definida nos termos da cláusula 5.2 do Plano.

(f) critérios para fixação do preço de aquisição ou exercício

Programa da Companhia (Opções)

O preço de exercício deve ser fixado pelo Conselho de Administração, assim como a respectiva atualização monetária aplicável. Não obstante, especificamente quanto ao “Quarto Plano” da Companhia, aprovado em reunião do Conselho de Administração da Companhia realizada em 10 de janeiro de 2020, o preço de exercício das Ações a serem adquiridas pelos participantes será equivalente à cotação média, ponderada pelo volume, das ações da Companhia em dezembro de 2019, aplicado um desconto de 25%, e será reajustado anualmente pela variação do IPCA, divulgado pelo IBGE, somado 3% desde a data de assinatura do termo de adesão pelo respectivo participante. Ainda no âmbito do “Quarto Plano” da Companhia, cada participante poderá optar por ter um desconto de 20% no preço de exercício desde que concorde com a gravação das ações de forma que não possam ser alienadas por um período de 12 meses contados do exercício da Opção.

Plano de Outorga de Opções de 2020

O preço de subscrição ou compra das ações a serem adquiridas pelos participantes será correspondente à média do preço de fechamento das ações ponderado pelo volume de negociação nos 40 pregões anteriores, mensurado no 5º dia útil anterior à data de outorga. O preço será reajustado anualmente pela variação do IPCA, divulgado

8.4 Plano de remuneração baseado em ações

pelo IBGE, somado 6,5% a.a. desde a data de assinatura do termo de adesão pelo respectivo participante até a data de exercício.

Plano 2021 *Restricted Units*

O Plano *Restricted Units* prevê que findo o prazo de carência das Units, haverá a transferência de ações pela Companhia ao beneficiário, sem qualquer contraprestação pelo beneficiário.

Plano 2023 *Restricted Units*

Findo o prazo de carência das unidades restritas, haverá a transferência de ações pela Companhia ao beneficiário, sem qualquer contraprestação pelo beneficiário.

Plano 2024 *Restricted Units*

Findo o prazo de carência e observado o disposto na cláusula 5.3 do Plano 2024 *Restricted Units*, haverá a transferência de ações pela Companhia ao beneficiário, sem qualquer contraprestação pelo beneficiário.

Plano 2026 *Restricted Units*

Findo o prazo de carência e observado o disposto na cláusula 5.2 do Plano 2026 *Restricted Units*, haverá a transferência de ações pela Companhia ao beneficiário, sem qualquer contraprestação pelo beneficiário.

(g) critérios para fixação do prazo de aquisição ou exercício

Programa da Companhia (Opções)

O prazo de maturidade das Opções, assim como o prazo máximo de exercício das Opções são determinados no âmbito dos Planos de Opção, sendo que:

deve-se atender à proporcionalidade na definição de tal prazo, de forma a atingir o objetivo de retenção dos beneficiários do Programa; e

- o prazo de exercício das opções não deverá ser superior a 120 dias contados do último período de maturidade em vigor.

Plano de Outorga de Opções de 2020

Em regra, as opções outorgadas deverão observar prazos de maturidade a serem estabelecidos pelo Conselho de Administração em cada programa vinculado ao plano ora tratado, devendo atender sempre uma proporcionalidade na definição do prazo, de forma a atender o objetivo de retenção dos participantes. Uma vez maduras, as opções poderão ser exercidas em até 120 (cento e vinte) dias a contar da data em que todas as opções outorgadas àquele beneficiário no âmbito de cada programa tiverem cumprido o prazo de maturidade aplicável.

Plano 2021 *Restricted Units*

As *Units* concedidas a cada programa anual a ser aprovado pelo Conselho de Administração terão prazo de carência de 3 (três) anos a partir da data de concessão para darem direito ao recebimento de ações.

Plano 2023 *Restricted Units*

As unidades restritas concedidas a cada programa terão prazo de carência de 36 (trinta e seis) meses a partir da data de concessão para darem direito ao recebimento de ações.

Plano 2024 *Restricted Units*

As unidades restritas concedidas a cada programa terão prazo de carência de 3 (três) anos a partir da data de concessão para darem direito ao recebimento de ações.

8.4 Plano de remuneração baseado em ações

Plano 2026 *Restricted Units*

As unidades restritas concedidas a cada programa terão prazo de carência de 6 (seis) anos a partir da data de concessão para darem direito ao recebimento de ações. As *Units* relativas à Parcela Retenção serão divididas em lotes com prazos de carência escalonados ao longo do período de vigência do respectivo Programa. Com relação às *Units* da Parcela Performance, o respectivo prazo de carência será considerado cumprido na data da medição do atingimento das metas aplicáveis, a ser realizada anualmente, nos termos a serem previstos no Programa.

(h) forma de liquidação

Programa da Companhia (Opções)

Quando do exercício das Opções, os participantes terão direito à subscrição de novas ações ou à aquisição de ações mantidas em tesouraria pela Companhia.

Plano de Outorga de Opções de 2020

A Companhia poderá optar, a depender do saldo de reserva de capital que disponha, entre: (i) entregar ao participante apenas o número de ações correspondente à diferença entre o preço de liquidação e o preço de exercício, multiplicado pelo total de opções exercidas pelo referido participante. O preço de liquidação corresponde ao preço médio da ação da Companhia, ponderado pelo volume, nos 5 dias úteis que sucederem a data de assinatura do termo de exercício pelo respectivo participante. Desta forma, não haverá desembolso de recursos pelo beneficiário para a subscrição ou compra das ações, conforme o caso; ou (ii) solicitar o pagamento do preço de exercício em determinado prazo, caso em que o participante receberá o número total de ações correspondente às opções exercidas. Os participantes terão direito à subscrição de novas Ações ou à aquisição de Ações mantidas em tesouraria pela Companhia.

Plano 2021 *Restricted Units*

A título de retenção, 50% das *Units* que tiverem seu prazo de carência cumprido darão direito a ações na proporção de 1:1 (arredondando qualquer número fracionário para cima). Com relação aos outros 50%, será aplicado um fator multiplicador a ser apurado em função do TSR (retorno total aos acionistas) incremental versus o IPCA obtido no triênio da carência. A liquidação é feita com ações mantidas em tesouraria.

Plano 2023 *Restricted Units*

Findo o prazo de carência, haverá a transferência de ações pela Companhia ao beneficiário na proporção de 1:1, ou seja, cada unidade restrita resultará na transferência de uma ação. Para os fins do Plano 2023 *Restricted Units*, serão utilizadas ações mantidas em tesouraria pela Companhia ou por suas controladas, observadas as regras da CVM e no Plano.

Plano 2024 *Restricted Units*

A título de retenção, 50% das *Units* que tiverem seu prazo de carência cumprido darão direito a ações na proporção de 1:1 (arredondando qualquer número fracionário para cima). Com relação aos outros 50%, será aplicado um fator multiplicador a ser apurado em função do TSR (retorno total aos acionistas) incremental versus o IPCA obtido no triênio da carência, conforme estabelecido na cláusula 5.3 do Plano. Para os fins do Plano 2024 *Restricted Units*, serão utilizadas ações mantidas em tesouraria pela Companhia ou por suas controladas, observadas as regras da CVM.

Plano 2026 *Restricted Units*

A título de retenção, 50% das *Units* que tiverem seu prazo de carência cumprido darão direito a ações na proporção de 1:1 (arredondando qualquer número fracionário para cima). Com relação aos outros 50%, será aplicado um fator multiplicador a ser apurado em função do atingimento de metas globais da Companhia definidas no respectivo Programa, relacionadas: (i) à entrada em operação comercial (*Commercial Operation Date* – COD)

8.4 Plano de remuneração baseado em ações

de projetos da Companhia, a serem detalhados no Programa aplicável; e (ii) ao incremento das reservas certificadas de gás natural e óleo da Companhia. O fator multiplicador poderá variar entre 50% (meta mínima) e 400% (meta máxima), conforme estabelecido no respectivo Programa. Para os fins do Plano 2026 *Restricted Units*, serão utilizadas ações mantidas em tesouraria pela Companhia ou por suas controladas, observadas as regras da CVM.

(i) restrições à transferência das ações

Programa da Companhia (Opções)

As ações adquiridas ou subscritas nos termos do Programa da Companhia poderão ser livremente alienadas pelo Beneficiário do Programa, nos termos da legislação em vigor, salvo se previsto diversamente nos respectivos Planos de Opção, que poderão estabelecer um período de indisponibilidade aplicável para tais ações, durante o qual o Beneficiário do Novo Programa não poderá vendê-las, transferi-las ou, de qualquer forma, aliená-las.

Plano de Outorga de Opções de 2020

As ações adquiridas ou subscritas nos termos do plano poderão ser livremente alienadas pelo participante, nos termos da legislação em vigor, salvo se previsto diversamente nos respectivos programas, que poderão estabelecer um período de indisponibilidade aplicável para tais ações, durante o qual o participante não poderá vendê-las, transferi-las ou, de qualquer forma, aliená-las.

Plano 2021 *Restricted Units*

As ações transferidas aos beneficiários estarão livres e desembaraçadas, podendo ser alienadas a qualquer tempo, observadas as restrições a negociação previstas nas normas legais e regulamentares aplicáveis e os termos constantes das políticas da Companhia.

Cabe frisar que, conforme mencionado no item 8.1.(b) acima, o Conselho de Administração aprovou em 2021 as Diretrizes de Retenção e Incentivo – *Stock Ownership*, um “programa de sócios” que pode ser combinado com alguns dos planos de incentivo baseados em ações descritos acima, e caso participem dessa iniciativa, os participantes estão sujeitos a condições adicionais de vedação à alienação de ações, devendo ainda manter um número mínimo de ações da Companhia por todo o tempo em que se mantiverem ligados à Companhia.

Plano 2023 *Restricted Units*

As ações transferidas aos beneficiários estarão livres e desembaraçadas, podendo ser alienadas a qualquer tempo, observadas as restrições a negociação previstas nas normas legais e regulamentares aplicáveis e os termos constantes das políticas da Companhia.

Cabe frisar que, conforme mencionado no item 8.1.(b) acima, o Conselho de Administração aprovou em 2021 as Diretrizes de Retenção e Incentivo – *Stock Ownership*, um “programa de sócios” que pode ser combinado com alguns dos planos de incentivo baseados em ações descritos acima, e caso participem dessa iniciativa, os participantes estão sujeitos a condições adicionais de vedação à alienação de ações, devendo ainda manter um número mínimo de ações da Companhia por todo o tempo em que se mantiverem ligados à Companhia.

Plano 2024 *Restricted Units*

As ações transferidas aos beneficiários estarão livres e desembaraçadas, podendo ser alienadas a qualquer tempo, observadas, contudo, as restrições a negociação previstas nas normas legais e regulamentares aplicáveis, os termos constantes das políticas da Companhia e os demais planos, programas ou mecanismos de incentivo a que tiver aderido o beneficiário.

Cabe frisar que, conforme mencionado no item 8.1.(b) acima, o Conselho de Administração aprovou em 2021 as Diretrizes de Retenção e Incentivo – *Stock Ownership*, um “programa de sócios” que pode ser combinado com alguns dos planos de incentivo baseados em ações descritos acima, e caso participem dessa iniciativa, os

8.4 Plano de remuneração baseado em ações

participantes estão sujeitos a condições adicionais de vedação à alienação de ações, devendo ainda manter um número mínimo de ações da Companhia por todo o tempo em que se mantiverem ligados à Companhia.

Plano 2026 *Restricted Units*

As ações transferidas aos beneficiários estarão livres e desembaraçadas, podendo ser alienadas a qualquer tempo, observadas, contudo, as restrições a negociação previstas nas normas legais e regulamentares aplicáveis, os termos constantes das políticas da Companhia e os demais planos, programas ou mecanismos de incentivo a que tiver aderido o beneficiário. Adicionalmente, as Ações transferidas aos Beneficiários em razão da conversão das Units da Parcela Performance que excederem a quantidade correspondente ao atingimento das metas no nível alvo poderão, a critério do Conselho de Administração, ficar sujeitas à restrição de alienação (*lock-up*) pelo prazo de até 12 meses.

Cabe frisar que, conforme mencionado no item 8.1.(b) acima, o Conselho de Administração aprovou em 2021 as Diretrizes de Retenção e Incentivo – *Stock Ownership*, um “programa de sócios” que pode ser combinado com alguns dos planos de incentivo baseados em ações descritos acima, e caso participem dessa iniciativa, os participantes estão sujeitos a condições adicionais de vedação à alienação de ações, devendo ainda manter um número mínimo de ações da Companhia por todo o tempo em que se mantiverem ligados à Companhia.

(j) critérios e eventos que, quando verificados, ocasionarão a suspensão, alteração ou extinção do plano

Programa da Companhia (Opções)

Compete à Assembleia Geral alterar, suspender ou extinguir o Programa. Dentre as causas que podem gerar a alteração ou extinção do Programa, inclusive em relação aos Planos já instituídos e às Opções já outorgadas, mas ainda não exercidas, está a ocorrência de fatores que causem grave mudança no panorama econômico e que comprometam de forma razoável a situação financeira da Companhia.

Os Planos de Opção aprovados até a data deste Formulário de Referência, no âmbito do Programa da Companhia, têm vigência de 5 anos a partir da data de sua aprovação, podendo ainda ser extintos, a qualquer tempo, por decisão do Conselho de Administração da Companhia.

Plano de Outorga de Opções de 2020

Compete à Assembleia Geral aprovar e, portanto, alterar, suspender ou extinguir o plano. Dentre as causas que podem gerar a alteração ou extinção do plano, inclusive em relação aos programas já instituídos, está a ocorrência de fatores que causem grave mudança no panorama econômico e que comprometam de forma razoável a situação financeira da Companhia. Eventual alteração ou extinção, entretanto, não poderá modificar ou prejudicar quaisquer direitos ou obrigações de qualquer acordo existente individualmente com o participante, sem o seu consentimento.

Plano 2021 *Restricted Units*

Caberá exclusivamente à Assembleia Geral da Companhia modificar ou extinguir o Plano *Restricted Units*. Extinguindo-se o Plano *Restricted Units* antes do fim do seu prazo de vigência, os programas já aprovados pelo Conselho de Administração manter-se-ão com relação aos respectivos beneficiários até sua liquidação integral nos termos ali previstos.

Na hipótese de dissolução, transformação, incorporação, fusão, cisão ou reorganização da Companhia, na qual a Companhia não seja a sociedade remanescente ou, em sendo a sociedade remanescente, deixe de ter suas ações admitidas à negociação em bolsa de valores, as *Units* em vigência, a critério do Conselho de Administração, conforme o caso, poderão: (i) ser transferidas para a companhia sucessora; (ii) ter seus prazos de carência antecipados; ou (iii) ser mantidas e liquidadas em dinheiro.

8.4 Plano de remuneração baseado em ações

Se o número de ações existentes da Companhia for aumentado ou diminuído como resultado de bonificações em ações, grupamentos ou desdobramentos, serão feitos ajustes apropriados no número de *Units* objeto dos programas e dos instrumentos particulares a serem assinados com os beneficiários, de forma a não prejudicar os direitos dos beneficiários ali previstos, assim como no preço da ação na data de concessão das *Units*, referência para a apuração do TSR obtido no triênio.

Plano 2023 *Restricted Units*

Compete à Assembleia Geral alterar, suspender ou extinguir o Plano 2023 *Restricted Units*. Extinguindo-se o Plano 2023 *Restricted Units* antes do fim do seu prazo de vigência, os programas já aprovados manter-se-ão com relação aos respectivos beneficiários até sua liquidação integral nos termos ali previstos.

Na hipótese de dissolução, transformação, incorporação, fusão, cisão ou reorganização da Companhia, na qual a Companhia não seja a sociedade remanescente ou, em sendo a sociedade remanescente, deixe de ter suas ações admitidas à negociação em bolsa de valores, as unidades restritas em vigência, a critério do Conselho de Administração, conforme o caso, poderão: (i) ser transferidas para a companhia sucessora; (ii) ter seus prazos de carência antecipados; ou (iii) ser mantidas e liquidadas em dinheiro.

Se o número de ações existentes da Companhia for aumentado ou diminuído como resultado de bonificações em ações, grupamentos ou desdobramentos, serão feitos ajustes apropriados no número de unidades restritas objeto dos programas e dos instrumentos particulares a serem assinados com os beneficiários, de forma a não prejudicar os direitos dos beneficiários ali previstos.

Plano 2024 *Restricted Units*

Competirá à Assembleia Geral aprovar e, portanto, alterar, suspender ou extinguir o Plano 2024 *Restricted Units*. Extinguindo-se o Plano 2024 *Restricted Units* antes do fim do seu prazo de vigência, os programas já aprovados manter-se-ão com relação aos respectivos beneficiários até sua liquidação integral nos termos ali previstos.

Na hipótese de (a) dissolução, (b) transformação, (c) incorporação, fusão, cisão ou reorganização da Companhia, na qual a Companhia não seja a sociedade remanescente, ou (d) a Companhia deixar de ter suas ações admitidas à negociação em bolsa de valores, as *Units* em vigência (tanto referentes à parcela de retenção quanto à parcela de performance) sofrerão a antecipação dos seus respectivos prazos de carência, sendo liquidadas em moeda nacional corrente. No que se refere à parcela de performance, a apuração do valor a ser pago ao beneficiário deverá observar o previsto na cláusula 5.3. e seguintes do Plano, sendo proporcional ao total de meses cumpridos pelo respectivo beneficiário, contados da data da respectiva outorga. Em ambos os casos, o pagamento do valor correspondente à liquidação ocorrerá em data a ser informada pela diretoria executiva da Companhia, em qualquer hipótese, antes da conclusão da implementação do evento societário que ensejou a liquidação antecipada.

Plano 2026 *Restricted Units*

Competirá à Assembleia Geral aprovar e, portanto, alterar, suspender ou extinguir o Plano 2026 *Restricted Units*. Extinguindo-se o Plano 2026 *Restricted Units* antes do fim do seu prazo de vigência, os programas já aprovados manter-se-ão com relação aos respectivos beneficiários até sua liquidação integral nos termos ali previstos.

Na hipótese de (a) dissolução, (b) transformação, (c) incorporação, fusão, cisão ou reorganização da Companhia, na qual a Companhia não seja a sociedade remanescente, ou (d) a Companhia deixar de ter suas ações admitidas à negociação em bolsa de valores, as *Units* em vigência (tanto referentes à Parcela Retenção quanto à Parcela Performance) serão liquidadas em moeda nacional corrente em montante a ser calculado a partir da conversão virtual da totalidade das *Units* vigentes em Ações (valor de CMA naquele momento). Especificamente com relação à Parcela Performance, o Conselho de Administração fixará, nos respectivos Programas, a taxa de conversão virtual das *Units* aplicável, podendo ser definidas taxas de conversão uniformes para grupos de Beneficiários a serem definidos pelo Conselho de Administração, desconsiderando as metas de performance conforme cláusula 0, ou até mesmo uma taxa que seja mais favorável aos Beneficiários, até o limite de 400% (quatrocentos por cento),

8.4 Plano de remuneração baseado em ações

considerando o status das respectivas metas no momento da liquidação. Além disso, as Ações transferidas aos Beneficiários nos termos deste Plano e mantidas em lock-up, nos termos da cláusula 7.2, serão liberadas. O pagamento do valor correspondente à liquidação ocorrerá em data a ser informada pela Diretoria Executiva da Companhia, em qualquer hipótese, antes da conclusão da implementação do evento societário que ensejou a liquidação antecipada.

O Conselho de Administração poderá prever, nos respectivos Programas, que o estabelecimento de acionista ou grupo de acionistas controlador da Companhia dará ensejo ao vencimento antecipado da carência da totalidade das Units vigentes (tanto referentes à Parcela Retenção quanto à Parcela Performance), nas condições a serem especificadas. Nesse sentido, as Units poderão ser liquidadas em Ações propriamente ou em moeda nacional corrente a partir da sua conversão virtual em Ações (valor de CMA naquele momento). Especificamente com relação à Parcela Performance, o Conselho de Administração fixará, nos respectivos Programas, a taxa de conversão aplicável, podendo ser definidas taxas de conversão uniformes para grupos de Beneficiários a serem definidos pelo Conselho de Administração, desconsiderando as metas de performance conforme cláusula 0, ou até mesmo uma taxa que seja mais favorável aos Beneficiários, até o limite de 400% (quatrocentos por cento), considerando o status das respectivas metas no momento da liquidação, a importância estratégica de determinado Beneficiário e o compromisso de retenção que venha a ser acordado. Além disso, as Ações transferidas aos Beneficiários nos termos deste Plano e mantidas em lock-up, nos termos da cláusula 7.2, poderão ser liberadas.

(k) efeitos da saída do administrador dos órgãos da Companhia sobre seus direitos previstos no plano de remuneração baseado em ações

Programa da Companhia (Opções)

Os casos de desligamento dos Beneficiários do Programa da Companhia serão tratados especificamente em cada Plano de Opções, levando em consideração a forma de desligamento do participante da Companhia.

Com relação ao Primeiro, Segundo, Terceiro, Quarto e Quinto Planos, os casos de desligamento têm o seguinte tratamento:

- Desligamento por justa causa: No caso de destituição do mandato por violação dos deveres e atribuições do participante, de demissão por razão que configure justa causa, conforme a legislação trabalhista, caducarão automaticamente sem direito a indenização todas as Opções não exercidas (inclusive as já maturadas que porventura não tenham sido exercidas), tendo ou não decorrido o prazo de maturidade, independentemente de aviso prévio ou notificação.
- Desligamento sem justa causa ou a pedido do Beneficiário do Programa à Companhia: Salvo decisão em contrário do Conselho de Administração, na hipótese de término da relação do participante com a Companhia em razão de destituição do mandato de administrador, de demissão sem justa causa, de renúncia, de desligamento voluntário do participante, de término ou rescisão de seu contrato de prestação de serviços que não configure demissão motivada, (i) as Opções cujo período de maturidade ainda não tenha decorrido poderão ser exercidas proporcionalmente em 90 dias; e (ii) as Opções Maduras e exercíveis poderão ser exercidas em 90 dias.
- Desligamento por morte, invalidez permanente ou aposentadoria: Se o participante se tornar permanentemente inválido ou falecer, enquanto for administrador ou empregado, serão observadas as seguintes disposições: (i) as Opções cujo período de maturidade não tenha decorrido caducarão sem direito à indenização; e (ii) as Opções já exercíveis poderão ser exercidas no prazo de 180 dias, independentemente de aviso prévio ou notificação pelos herdeiros ou sucessores, conforme aplicável. Em caso de aposentadoria do participante, serão observadas as seguintes disposições: (i) as Opções cujo prazo de maturidade ainda não tenha decorrido caducarão sem direito à indenização; (ii) as Opções já exercíveis poderão ser exercidas no prazo de 90 dias a contar do deferimento da aposentadoria, independentemente de aviso prévio, exceto se de outra forma definido pelo Conselho de Administração.

Plano de Outorga de Opções de 2020

8.4 Plano de remuneração baseado em ações

Os casos de desligamento dos participantes serão tratados especificamente em cada programa outorgado, levando em consideração a forma de desligamento do participante da Companhia.

Plano 2021 *Restricted Units*

Na hipótese de ocorrer o desligamento do beneficiário, por qualquer motivo, após cumprido o prazo de carência das *Units* e antes da efetiva transferência das ações, não haverá nenhum efeito sobre o direito do beneficiário de receber as Ações a que faria jus.

Caso ocorra o desligamento do Beneficiário durante o prazo de carência das *Units*, deverá ser observado o seguinte:

- Em caso de desligamento por iniciativa do participante (por apresentação de pedido de demissão ou de renúncia ao seu cargo detido na administração da Companhia) ou por iniciativa da Companhia por justa causa (por violação dos deveres e atribuições do administrador ou de demissão do beneficiário por razão que configuraria justa causa, conforme a legislação civil ou trabalhista, conforme o caso), as *Units* em carência serão perdidas em caráter permanente;
- Em caso de desligamento por iniciativa da Companhia sem justa causa, o que incluirá também o caso de extinção do contrato de trabalho por acordo (art. 484-A CLT), parte das *Units*, a ser calculada de forma proporcional ao período de carência já cumprido com relação à totalidade das *Units* de cada programa, medido em número de anos inteiros transcorridos (portanto, 0, 1/3 ou 2/3 de cada lote de *Units* do mesmo Programa), resultará na transferência de ações. No caso de o beneficiário possuir simultaneamente vínculo estatutário e vínculo trabalhista com a Companhia, deverão ser observadas as regras que regem o vínculo trabalhista previstas neste plano;
- Desligamento por aposentadoria: (a) Se o beneficiário tiver ao menos 10 (dez) anos ininterruptos de vínculo com a Companhia e comunicar formalmente sua intenção de desligamento ao superior imediato com pelo menos 6 (seis) meses de antecedência, haverá o vencimento antecipado da carência da totalidade das suas *Units*, resultando na transferência de ações no momento do desligamento do beneficiário; e (b) se o beneficiário não cumprir conjuntamente os dois requisitos acima (10 anos de vínculo com a ENEVA e comunicação com antecedência de, pelo menos, 6 meses) e se desligar da Companhia, será aplicada a regra de desligamento por iniciativa da ENEVA sem justa causa, conforme item (ii) acima; e
- Na hipótese de falecimento ou invalidez permanente do Beneficiário, haverá o vencimento antecipado da carência da totalidade das suas *Units*, resultando na transferência de ações da Companhia aos seus herdeiros, na proporção de 1:1.

Plano 2023 *Restricted Units*

Na hipótese de ocorrer o desligamento do beneficiário, por qualquer motivo, após cumprido o prazo de carência das unidades restritas e antes da efetiva transferência das ações, não haverá nenhum efeito sobre o direito do beneficiário de receber as ações a que faria jus.

Caso ocorra o desligamento do beneficiário do programa durante o prazo de carência das unidades restritas, deverá ser observado o seguinte:

- Em caso de desligamento por iniciativa do participante (por apresentação de pedido de demissão ou de renúncia ao seu cargo detido na administração da Companhia) ou por iniciativa da Companhia por justa causa (por violação dos deveres e atribuições do administrador ou de demissão do beneficiário por razão que configuraria justa causa, conforme a legislação civil ou trabalhista, conforme o caso), as unidades restritas em carência serão perdidas em caráter permanente;
- Em caso de desligamento por iniciativa da Companhia sem justa causa, o que incluirá também o caso de extinção do contrato de trabalho por acordo (art. 484-A CLT), parte das unidades restritas, a ser calculada de forma proporcional ao período de carência já cumprido com relação à totalidade das unidades restritas de cada programa, medido a cada 1/3 (um terço) inteiro(s) transcorridos (portanto, 0, 1/3 ou 2/3 de cada lote de unidades restritas do mesmo programa), resultará na transferência de ações. No caso de o beneficiário

8.4 Plano de remuneração baseado em ações

possuir simultaneamente vínculo estatutário e vínculo trabalhista com a Companhia, deverão ser observadas as regras que regem o vínculo trabalhista previstas neste plano; e

- Desligamento por aposentadoria: (a) Se o beneficiário tiver ao menos 10 (dez) anos ininterruptos de vínculo com a Companhia e comunicar formalmente sua intenção de desligamento ao superior imediato com pelo menos 6 (seis) meses de antecedência, haverá o vencimento antecipado da carência da totalidade das suas unidades restritas, resultando na transferência de ações no momento do desligamento do beneficiário; e (b) se o beneficiário não cumprir conjuntamente os dois requisitos acima (10 anos de vínculo com a Companhia e comunicação com antecedência de, pelo menos, 6 meses) e se desligar da Companhia, será aplicada a regra de desligamento por iniciativa da Companhia sem justa causa, conforme item (ii) acima; e
- Na hipótese de falecimento ou invalidez permanente do beneficiário, haverá o vencimento antecipado da carência da totalidade das suas unidades restritas, resultando na transferência de ações da Companhia aos seus herdeiros, na proporção de 1:1.

Plano 2024 *Restricted Units*

Na hipótese de ocorrer o desligamento do beneficiário, por qualquer motivo, após cumprido o prazo de carência das *Units* e antes da efetiva transferência das ações, não haverá nenhum efeito sobre o direito do beneficiário de receber as ações a que faria jus.

Caso ocorra o desligamento do beneficiário durante o prazo de carência das *Units*, deverá ser observado o seguinte:

- Em caso de desligamento por iniciativa do participante (por apresentação de pedido de demissão ou de renúncia ao seu cargo detido na administração da Companhia) ou por iniciativa da Companhia por justa causa (por violação dos deveres e atribuições do administrador ou de demissão do beneficiário por razão que configuraria justa causa, conforme a legislação civil ou trabalhista, conforme o caso), as *Units* em carência serão perdidas em caráter permanente; e
- Em caso de desligamento por iniciativa da Companhia sem justa causa, o que incluirá também o caso de extinção do contrato de trabalho por acordo (art. 484-A CLT), com exceção do disposto na cláusula 12.3 do Plano 2024 *Restricted Units*, então parte das *Units*, a ser calculada de forma proporcional ao número de meses cumpridos com relação ao número total de meses (completos de 30 dias) de carência aplicável ao beneficiário, resultará na transferência de ações, observado o disposto nas cláusulas 5.3 e 5.5. A transferência efetiva de ações ocorrerá ao fim do prazo de carência de 3 (três) anos, em conjunto com todos os beneficiários.
- No caso de o beneficiário possuir simultaneamente vínculo estatutário e vínculo trabalhista com a Companhia, deverão ser observadas as regras que regem o vínculo trabalhista previstas no Plano.

Plano 2026 *Restricted Units*

Na hipótese de ocorrer o desligamento do beneficiário, por qualquer motivo, após cumprido o prazo de carência das *Units* e antes da efetiva transferência das ações, não haverá nenhum efeito sobre o direito do beneficiário de receber as ações a que faria jus.

Caso ocorra o desligamento do beneficiário durante o prazo de carência das *Units*, deverá ser observado o seguinte:

- Em caso de desligamento por iniciativa do participante (por apresentação de pedido de demissão ou de renúncia ao seu cargo detido na administração da Companhia) ou por iniciativa da Companhia por justa causa (por violação dos deveres e atribuições do administrador ou de demissão do beneficiário por razão que configuraria justa causa, conforme a legislação civil ou trabalhista, conforme o caso), as *Units* em carência serão perdidas em caráter permanente; e
- Em caso de desligamento por iniciativa da ENEVA sem justa causa, o que incluirá também o caso de extinção do contrato de trabalho por acordo (art. 484-A da Consolidação das Leis Trabalhistas), então (a) parte das *Units* relativas à Parcela Retenção resultará na transferência de Ações, a ser calculada de forma proporcional ao número de meses do respectivo prazo de carência já cumprido em relação ao número total

8.4 Plano de remuneração baseado em ações

de meses completos de 30 dias aplicável, observado o disposto nas cláusulas 5.2.3 e 5.2.4 do Plano 2026 *Restricted Units*. A transferência efetiva de Ações ocorrerá ao fim do prazo de carência original; e (b) a parte das *Units* relativas à Parcela Performance que ainda não tenham tido seu prazo de carência cumprido serão perdidas em caráter permanente.

- No caso de o beneficiário possuir simultaneamente vínculo estatutário e vínculo trabalhista com a Companhia, deverão ser observadas as regras que regem o vínculo trabalhista previstas no Plano.

Na hipótese de aposentadoria de um Beneficiário (seja pelas regras da previdência social no caso de empregados, seja conforme regras internas da Companhia no caso de diretores estatutários) ou o desligamento concomitantemente à aposentadoria legal, durante o prazo de carência das *Units*, não haverá impacto no direito do Beneficiário de conversão das *Units* respectivas em Ações, ao fim do prazo de carência, conforme o regramento completo das cláusulas 5.2.1 a 5.2.4 do Plano 2026 *Restricted Units*. A transferência de Ações ocorrerá ao fim do prazo de carência original, salvo se acordada obrigação de não competição entre a Companhia e o Beneficiário por ocasião da sua aposentadoria, caso em que a transferência de Ações ocorrerá ao fim do prazo de carência ou ao fim do prazo de não competição, sem descumprimento, o que for verificado por último.

Na hipótese de falecimento ou invalidez permanente do Beneficiário, haverá o vencimento antecipado da carência da totalidade das suas *Units* vigentes, resultando na transferência de Ações da Companhia aos seus herdeiros, na proporção de 1:1, não se aplicando as metas de performance conforme cláusula 0. As Ações serão transferidas em até 30 (trinta) dias após a data do falecimento ou invalidez permanente, aplicando-se, no que couber, as cláusulas 5.2.3 e 5.2.4 do Plano 2026 *Restricted Units*.

8.5 Remuneração Baseada em Ações (Opções de Compra de Ações)**Exercício Social: 31/12/2026**

	Conselho de Administração	Diretoria Estatutária	Conselho Fiscal	Total
N° total de membros	7	3	0	10,00
N° de membros remunerados	0	3	0	3,00
Diluição potencial em caso de exercício de todas as opções em aberto	N/A	N/A	N/A	0,00
Esclarecimento	Não aplicável, tendo em vista que o conselho de administração não faz jus a remuneração variável.		N/A	----
PREÇO MÉDIO PONDERADO DE EXERCÍCIO DE CADA UM DOS SEGUINTES GRUPOS DE OPÇÕES				
Em aberto no início do exercício social	0	0	0	0,00
Perdidas e expiradas durante o exercício social	0	0	0	0,00
Exercidas durante o exercício social	0	0	0	0,00

Exercício Social: 31/12/2025

	Conselho de Administração	Diretoria Estatutária	Conselho Fiscal	Total
Nº total de membros	7	3	0	10,00
Nº de membros remunerados	0	3	0	3,00
Diluição potencial em caso de exercício de todas as opções em aberto	N/A	N/A	N/A	0,00
Esclarecimento	Não aplicável, tendo em vista que o conselho de administração não faz jus a remuneração variável.		N/A	----
PREÇO MÉDIO PONDERADO DE EXERCÍCIO DE CADA UM DOS SEGUINTES GRUPOS DE OPÇÕES				
Em aberto no início do exercício social	0	22,41	0	22,41
Perdidas e expiradas durante o exercício social	0	0	0	0,00
Exercidas durante o exercício social	0	12,37	0	12,37

Exercício Social: 31/12/2024

	Conselho de Administração	Diretoria Estatutária	Conselho Fiscal	Total
N° total de membros	7	3	0	10,00
N° de membros remunerados	0	3	0	3,00
Diluição potencial em caso de exercício de todas as opções em aberto	0%	0.05%	0%	0,00
Esclarecimento	Não aplicável, tendo em vista que o conselho de administração não faz jus a remuneração variável.		NA	----
PREÇO MÉDIO PONDERADO DE EXERCÍCIO DE CADA UM DOS SEGUINTES GRUPOS DE OPÇÕES				
Em aberto no início do exercício social	0	18,86	0	18,86
Perdidas e expiradas durante o exercício social	0	0	0	0,00
Exercidas durante o exercício social	0	8,74	0	8,74

Exercício Social: 31/12/2023

	Conselho de Administração	Diretoria Estatutária	Conselho Fiscal	Total
N° total de membros	7	3	0	10,00
N° de membros remunerados	0	3	0	3,00
Diluição potencial em caso de exercício de todas as opções em aberto	0%	0.06%	0%	0,00
Esclarecimento	Não aplicável, tendo em vista que o conselho de administração não faz jus a remuneração variável.		NA	----
PREÇO MÉDIO PONDERADO DE EXERCÍCIO DE CADA UM DOS SEGUINTE GRUPOS DE OPÇÕES				
Em aberto no início do exercício social	0	16,21	0	16,21
Perdidas e expiradas durante o exercício social	0	16,39	0	16,39
Exercidas durante o exercício social	0	9,09	0	9,09

8.6 Outorga de opções de compra de ações

8.6. OUTORGA DE OPÇÕES DE COMPRA DE AÇÕES

Outorga de opções de compras de ações – exercício social corrente (2026)

Não aplicável, tendo em vista que foram encerradas novas outorgas para o Programa de Outorga de Opção da Companhia e o Plano de Outorga de Opção de Compra ou Subscrição de Ações. Portanto, não existem novas outorgas previstas para o exercício social corrente.

Outorga de opções de compras de ações – exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2025

Não aplicável, tendo em vista que foram encerradas novas outorgas para o Programa de Outorga de Opção da Companhia e o Plano de Outorga de Opção de Compra ou Subscrição de Ações. Portanto, não existem novas outorgas previstas para o exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2025.

Outorga de opções de compras de ações – exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2024

Não aplicável, tendo em vista que foram encerradas novas outorgas para o Programa de Outorga de Opção da Companhia e o Plano de Outorga de Opção de Compra ou Subscrição de Ações. Portanto, não existem novas outorgas previstas para o exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2024.

Outorga de opções de compras de ações – exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2023

Exercício social encerrado em 31/12/2023		
	Conselho de Administração	Diretoria Estatutária
Nº total de membros	7,00	3,00
Nº de membros remunerados	0,00	2,00
Data de outorga	-	01/04/2023
Quantidade de opções outorgadas	-	152.200
Prazo para que as opções se tornem exercíveis	-	30.440 em 2024; 30.440 em 2025; 30.440 em 2026; 30.440 em 2027; 30.440 em 2028;
Prazo máximo para exercício das opções	-	30/07/2028
Prazo de restrição à transferência das ações recebidas em decorrência do exercício das opções	-	-
Valor justo das opções na data de cada outorga	-	R\$ 2,60
Multiplicação da quantidade de ações outorgadas pelo valor justo das opções na data da outorga	-	395.720,00

8.7 Opções em aberto

8.7. OPÇÃO EM ABERTO

Exercício social encerrado em 31/12/2025		
	Conselho de Administração	Diretoria Estatutária
Nº total de membros	7,00	3,00
Nº de membros remunerados	0,00	3,00
Em relação às opções ainda não exercíveis		
Quantidade	-	952.148
Data em que se tornarão exercíveis	-	732.228 em 2026
		189.480 em 2027
		30.440 em 2028
Prazo máximo para exercício das opções	-	30/07/2028
Prazo de restrição à transferência das ações	-	-
Preço médio ponderado de exercício ⁽¹⁾	-	R\$ 24,12
Valor justo das opções no último dia do exercício social	-	R\$ 4.140.027,67
Em relação às opções exercíveis		
Quantidade	-	2.648.108
Prazo máximo para exercício das opções	-	30/07/2028
Prazo de restrição à transferência das ações	-	-
Preço médio ponderado de exercício ⁽¹⁾	-	R\$ 26,64
Valor justo das opções no último dia do exercício social	-	R\$ 12.708.211,88
Valor justo do total das opções no último dia do exercício social	-	R\$ 16.848.239,55

(1) Preço médio ponderado das opções outorgadas (*strike atualizado*).

8.8 Opções exercidas e ações entregues

8.8. OPÇÕES EXERCIDAS E AÇÕES ENTREGUES

Exercício social encerrado em 31/12/2025		
	Conselho de Administração	Diretoria Estatutária
Nº total de membros ⁽¹⁾	7,00	3,00
Nº de membros remunerados ⁽²⁾	0,00	3,00
Número de ações ^{(3)(a)}	-	66.892
Preço médio ponderado de exercício ^(b)	-	R\$ 12,41
Preço médio ponderado de mercado das ações relativas às opções exercidas ^(c)	-	R\$ 13,10
Multiplicação do total das opções exercidas pela diferença entre o preço médio ponderado de exercício e o preço médio ponderado de mercado das ações relativas às opções exercidas ⁽⁴⁾	-	R\$ 46.155,48

(1) O número total de membros corresponde à média anual do número de membros do referido órgão da administração, apurado mensalmente, nos termos do item 8.2.

(2) Corresponde ao número de diretores e conselheiros, conforme aplicável, vinculados ao Programa da Companhia.

(3) Valor intrínseco das opções exercidas (diferença entre o valor de exercício e o valor das ações relativas às opções exercidas vezes o número de opções) foi convertido em quantidade de ações, pelo preço médio ponderado de exercício.

(4) Corresponde à multiplicação de (a) pela diferença entre (b) e (c).

Exercício social encerrado em 31/12/2024		
	Conselho de Administração	Diretoria Estatutária
Nº total de membros ⁽¹⁾	7,00	3,00
Nº de membros remunerados ⁽²⁾	0,00	3,00
Número de ações ^{(3)(a)}	-	213.698
Preço médio ponderado de exercício ^(b)	-	R\$ 7,89
Preço médio ponderado de mercado das ações relativas às opções exercidas ^(c)	-	R\$ 12,52
Multiplicação do total das opções exercidas pela diferença entre o preço médio ponderado de exercício e o preço médio ponderado de mercado das ações relativas às opções exercidas ⁽⁴⁾	-	R\$ 989.421,74

(1) O número total de membros corresponde à média anual do número de membros do referido órgão da administração, apurado mensalmente, nos termos do item 8.2.

(2) Corresponde ao número de diretores e conselheiros, conforme aplicável, vinculados ao Programa da Companhia.

(3) Valor intrínseco das opções exercidas (diferença entre o valor de exercício e o valor das ações relativas às opções exercidas vezes o número de opções) foi convertido em quantidade de ações, pelo preço médio ponderado de exercício.

(4) Corresponde à multiplicação de (a) pela diferença entre (b) e (c).

8.8 Opções exercidas e ações entregues

Exercício social encerrado em 31/12/2023		
	Conselho de Administração	Diretoria Estatutária
Nº total de membros ⁽¹⁾	7,00	3,00
Nº de membros remunerados ⁽²⁾	0,00	3,00
Número de ações ^{(3)(a)}	-	294.798
Preço médio ponderado de exercício ^(b)	-	R\$ 8,09
Preço médio ponderado de mercado das ações relativas às opções exercidas ^(c)	-	R\$ 11,94
Multiplicação do total das opções exercidas pela diferença entre o preço médio ponderado de exercício e o preço médio ponderado de mercado das ações relativas às opções exercidas ⁽⁴⁾	-	R\$ 1.134.972,30

(1) O número total de membros corresponde à média anual do número de membros do referido órgão da administração, apurado mensalmente, nos termos do item 8.2.

(2) Corresponde ao número de diretores e conselheiros, conforme aplicável, vinculados ao Programa da Companhia.

(3) Valor intrínseco das opções exercidas (diferença entre o valor de exercício e o valor das ações relativas às opções exercidas vezes o número de opções) foi convertido em quantidade de ações, pelo preço médio ponderado de exercício.

(4) Corresponde à multiplicação de (a) pela diferença entre (b) e (c).

8.9 Diluição potencial por outorga de ações

8.9. DILUIÇÃO POTENCIAL POR OUTORGA DE AÇÕES

A Companhia não possui, no exercício social corrente, nem possuía nos últimos três exercícios sociais, planos de remuneração baseados em ações que contemplem a outorga de ações restritas com execução condicionada a aumento de capital. Os planos vigentes preveem apenas a entrega de ações mantidas em tesouraria e, por esse motivo, a Companhia entende não haver diluição potencial em caso de outorga da totalidade das ações aos respectivos beneficiários.

Previsão para o exercício social corrente 31/12/2026		
	Conselho de Administração	Diretoria Estatutária
Nº total de membros	7,00	3,00
Nº de membros remunerados	0,00	3,00
Diluição potencial em caso de outorga de todas as ações aos beneficiários	-	0,00% ⁽¹⁾

(1) Os planos de remuneração baseada em ações atualmente vigentes da Companhia preveem liquidação por meio da entrega de ações em tesouraria.

Exercício social encerrado em 31/12/2025		
	Conselho de Administração	Diretoria Estatutária
Nº total de membros	7,00	3,00
Nº de membros remunerados	0,00	3,00
Diluição potencial em caso de outorga de todas as ações aos beneficiários	-	0,00% ⁽¹⁾

(1) Os planos de remuneração baseada em ações atualmente vigentes da Companhia preveem liquidação por meio da entrega de ações em tesouraria.

Exercício social encerrado em 31/12/2024		
	Conselho de Administração	Diretoria Estatutária
Nº total de membros	7,00	3,00
Nº de membros remunerados	0,00	3,00
Diluição potencial em caso de outorga de todas as ações aos beneficiários	-	0,00% ⁽¹⁾

(1) Os planos de remuneração baseada em ações atualmente vigentes da Companhia preveem liquidação por meio da entrega de ações em tesouraria.

8.9 Diluição potencial por outorga de ações

Exercício social encerrado em 31/12/2023		
	Conselho de Administração	Diretoria Estatutária
Nº total de membros	7,00	3,00
Nº de membros remunerados	0,00	3,00
Diluição potencial em caso de outorga de todas as ações aos beneficiários	-	0,00% ⁽¹⁾

(1) Os planos de remuneração baseada em ações atualmente vigentes da Companhia preveem liquidação por meio da entrega de ações em tesouraria.

8.10 Outorga de ações

8.10. OUTORGA DE AÇÕES

Previsto para o exercício social corrente 31/12/2026		
	Conselho de Administração	Diretoria Estatutária
Nº total de membros	7,00	3,00
Nº de membros remunerados	0,00	3,00
Data de outorga	-	01/03/2026 e 01/04/2026
Quantidade de ações outorgadas	-	3.232.071
Prazo máximo para entrega das ações	-	6 anos
Prazo de restrição à transferência das ações	-	N/A
Valor justo das ações na data da outorga ⁽¹⁾	-	R\$ 21,10
Multiplicação da quantidade de ações outorgadas pelo valor justo das ações na data da outorga	-	R\$ 68.196.698,10

(1) Considera o preço inicial calculado com base no Plano.

Exercício social corrente 31/12/2025		
	Conselho de Administração	Diretoria Estatutária
Nº total de membros	7,00	3,00
Nº de membros remunerados	0,00	3,00
Data de outorga	-	01/04/2025
Quantidade de ações outorgadas	-	907.770
Prazo máximo para entrega das ações	-	3 anos
Prazo de restrição à transferência das ações	-	N/A
Valor justo das ações na data da outorga ⁽¹⁾	-	R\$ 12,02
Multiplicação da quantidade de ações outorgadas pelo valor justo das ações na data da outorga	-	R\$ 10.911.395,40

(1) Considera o preço inicial calculado com base no Plano.

Exercício social corrente 31/12/2024

8.10 Outorga de ações

	Conselho de Administração	Diretoria Estatutária
Nº total de membros	7,00	3,00
Nº de membros remunerados	0,00	3,00
Data de outorga	-	01/04/2024
Quantidade de ações outorgadas	-	790.252
Prazo máximo para entrega das ações	-	3 anos
Prazo de restrição à transferência das ações	-	N/A
Valor justo das ações na data da outorga ⁽¹⁾	-	R\$ 12,62
Multiplicação da quantidade de ações outorgadas pelo valor justo das ações na data da outorga	-	R\$ 9.972.980,24

(1) Considera o preço inicial calculado com base no Plano.

Exercício social corrente 31/12/2023		
	Conselho de Administração	Diretoria Estatutária
Nº total de membros	7,00	3,00
Nº de membros remunerados	0,00	3,00
Data de outorga	-	01/04/2023
Quantidade de ações outorgadas	-	419.039
Prazo máximo para entrega das ações	-	3 anos
Prazo de restrição à transferência das ações	-	N/A
Valor justo das ações na data da outorga ⁽¹⁾	-	R\$ 11,44
Multiplicação da quantidade de ações outorgadas pelo valor justo das ações na data da outorga	-	R\$ 4.793.806,16

(1) Considera o preço inicial calculado com base no Plano.

8.11 Ações Entregues

Exercício Social: 31/12/2025

	Conselho de Administração	Diretoria Estatutária	Conselho Fiscal
N° total de membros	7,00	3,00	0,00
N° de membros remunerados	0,00	3,00	0,00
N° de ações	0	99.616	0
Preço médio ponderado de aquisição	0,00	16,70	0,00
Preço médio ponderado de mercado das ações adquiridas	0,00	12,02	0,00
Multiplicação do total das ações adquiridas pela da diferença entre o preço médio ponderado de aquisição e o preço médio ponderado de mercado das ações adquiridas	0,00	466.202,88	0,00
Esclarecimento	N/A		N/A

Exercício Social: 31/12/2024

	Conselho de Administração	Diretoria Estatutária	Conselho Fiscal
N° total de membros	7,00	3,00	0,00
N° de membros remunerados	0,00	3,00	0,00
N° de ações	0	113.863	0
Preço médio ponderado de aquisição	0,00	22,69	0,00
Preço médio ponderado de mercado das ações adquiridas	0,00	12,62	0,00
Multiplicação do total das ações adquiridas pela da diferença entre o preço médio ponderado de aquisição e o preço médio ponderado de mercado das ações adquiridas	0,00	1.146.600,41	0,00
Esclarecimento	N/A		NA

Exercício Social: 31/12/2023

	Conselho de Administração	Diretoria Estatutária	Conselho Fiscal
N° total de membros	7,00	3,00	0,00
N° de membros remunerados	0,00	3,00	0,00
N° de ações	0	162.611	0
Preço médio ponderado de aquisição	0,00	13,31	0,00
Preço médio ponderado de mercado das ações adquiridas	0,00	11,44	0,00
Multiplicação do total das ações adquiridas pela da diferença entre o preço médio ponderado de aquisição e o preço médio ponderado de mercado das ações adquiridas	0,00	304.082,57	0,00
Esclarecimento	NA		NA

8.12 Precificação das ações/opções

8.12. PRECIFICAÇÃO DAS AÇÕES/OPÇÕES

(a) modelo de precificação

Programa da Companhia

Para determinar o valor justo (*fair value*) do Programa da Companhia foi utilizado como referência modelo de *Black & Scholes* (1973).

Plano de Outorga de Opção de Compra ou Subscrição de Ações

O valor estabelecido para subscrição ou compra de Ações quando do exercício da Opção outorgada, correspondendo à média do preço de fechamento das ações ponderado pelo volume de negociação nos 40 (quarenta) pregões anteriores, mensurado no 5º (quinto) dia útil anterior à data de outorga.

Plano 2021 *Restricted Units*

A cada Programa anual, o beneficiário receberá a título gratuito uma quantidade de *Units* correspondente ao quociente da divisão de determinado múltiplo de salários mensais do beneficiário pela cotação de mercado das ações, apurado com base nos 40 pregões que antecederem o 5º dia útil antes da data da concessão. Findo o prazo de carência será considerada a conversão de *Units* em ações, na proporção 1:1, de 50% do total de *Units* concedidas. Os 50% de *Units* restantes serão corrigidos conforme a evolução do TSR incremental versus o IPCA obtido no triênio da carência.

Plano 2023 *Restricted Units*

A cada programa anual, o beneficiário receberá a título gratuito uma quantidade de unidades restritas correspondente ao quociente da divisão de determinado múltiplo de salários mensais do Beneficiário pela cotação de mercado das ações, calculado com base nos 40 pregões que antecederem o 5º dia útil antes da data da concessão. Findo o prazo de carência, haverá a transferência de ações pela Companhia ao beneficiário na proporção de 1:1, ou seja, cada unidade restrita resultará na transferência de uma ação.

Plano 2024 *Restricted Units*

A cada Programa, o beneficiário receberá a título gratuito uma quantidade de *Units* correspondente ao quociente da divisão de determinado valor resultante de múltiplo de salários mensais do beneficiário pela cotação de mercado das ações, calculado com base nos 40 pregões que antecederem o 5º dia útil antes da data da concessão. Findo o prazo de carência, haverá a transferência de ações pela Companhia ao beneficiário na proporção definida na Cláusula 5.3 do Plano.

Plano 2026 *Restricted Units*

A cada Programa, o beneficiário receberá a título gratuito uma quantidade de *Units* correspondente ao quociente da divisão de determinado valor resultante de múltiplo de salários mensais do beneficiário pela cotação de mercado das ações, calculado com base nos 40 pregões que antecederem o 5º dia útil antes da data da concessão. Findo o prazo de carência, haverá a transferência de ações pela Companhia ao beneficiário na proporção definida na Cláusula 5.2 do Plano, observando-se que: (i) 50% das *Units* (Parcela Retenção) darão direito a Ações na proporção de 1:1; e (ii) os outros 50% das *Units* (Parcela Performance) darão direito a Ações em proporção a ser definida conforme fator multiplicador apurado em função do atingimento de metas globais da Companhia, podendo variar entre 50% (meta mínima) e 400% (meta máxima), observado o disposto no Plano 2026 *Restricted Units*.

8.12 Precificação das ações/opções

(b) dados e premissas utilizadas no modelo de precificação, incluindo o preço médio ponderado das ações, preço de exercício, volatilidade esperada, prazo de vida da opção, dividendos esperados e a taxa de juros livre de risco

Programa da Companhia (Opções)

As premissas utilizadas foram as seguintes:

- O modelo assume que os preços das ações seguem uma caminhada aleatória com a distribuição de preços de ações possíveis no final de qualquer intervalo finito sendo normalmente distribuído;
- A média está relacionada com a tendência de estoque e a taxa de variação de retorno sobre a constante de estoque;
- A taxa de juros de curto prazo é conhecida como inconstante através do tempo;
- A ação não paga nenhum dividendo;
- Os preços do modelo Black & Scholes são uma opção "Europeia", ou seja, só podem ser exercidas na data de maturidade. Caso não haja pagamento de dividendos, a opção "Europeia" equivale a opções "Americanas", ou seja, podem ser exercidas a qualquer momento;
- Não há custos de transação na compra ou venda do estoque ou da opção;
- Não há oportunidades de arbitragem sem risco.

Devido à Recuperação Judicial, as ações da Companhia foram negociadas em volumes diários reduzidos nos anos de 2015 e 2016 e em parte desse período como "*penny stock*", o que contribuiu para distorcer sua volatilidade histórica e gerar um desalinhamento em relação a outras ações comparáveis no mercado brasileiro, mesmo considerando janelas definidas na análise. Deste modo, a volatilidade histórica do Índice de Energia Elétrica ("IEE") foi adotada como entrada para o modelo de volatilidade implícita. O índice é composto pelas 15 empresas mais representativas e negociadas do setor no mercado de ações brasileiro e reflete a volatilidade esperada do preço das ações de uma empresa do setor de energia mais madura.

Plano de Outorga de Opção de Compra ou Subscrição de Ações

Conforme o modelo de cálculo referido no item 8.12(a), o valor estabelecido para subscrição ou compra de Ações quando do exercício da opção outorgada, correspondendo à média do preço de fechamento das ações ponderado pelo volume de negociação nos 40 pregões anteriores, mensurado no 5º dia útil anterior à data de outorga.

O preço de exercício será reajustado anualmente pela variação do Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo – IPCA, divulgado pelo IBGE, somado 6,5% a.a. (seis e meio por cento ao ano) desde a data de assinatura do termo de adesão pelo respectivo participante até a data de exercício.

Demais características do plano seguem conforme premissas esclarecidas no primeiro parágrafo deste item 8.12 (b).

Plano 2021 *Restricted Units*

Em complemento às regras dispostas no item 8.12(a), o valor da ação é calculado considerando a média ponderada pelo volume do preço de fechamento das Ações nos 40 (quarenta) pregões anteriores, a ser verificado 5 (cinco) dias úteis antes da data de outorga do Programa.

O preço de exercício, volatilidade esperada, prazo de vida da opção e a taxa de juros livre de risco não são aplicáveis a este plano.

Plano 2023 *Restricted Units*

Em complemento às regras dispostas no item 8.12(a), o valor da ação será apurado nos 40 pregões que antecederem o 5º dia útil antes da data da concessão.

8.12 Precificação das ações/opções

O preço de exercício, volatilidade esperada, prazo de vida da opção, dividendos esperados e a taxa de juros livre de risco não são aplicáveis a este plano.

Plano 2024 *Restricted Units*

Em complemento às regras dispostas no item 8.12(a), o valor da ação é calculado considerando a média ponderada pelo volume do preço de fechamento das Ações nos 40 (quarenta) pregões anteriores, a ser verificado 5 (cinco) dias úteis antes da data de outorga do Programa.

O preço de exercício, volatilidade esperada, prazo de vida da opção e a taxa de juros livre de risco não são aplicáveis a este plano.

Plano 2026 *Restricted Units*

Em complemento às regras dispostas no item 8.12(a), o valor da ação é calculado considerando a média ponderada pelo volume do preço de fechamento das Ações nos 40 (quarenta) pregões anteriores, a ser verificado 5 (cinco) dias úteis antes da data de outorga do Programa.

O preço de exercício, volatilidade esperada, prazo de vida da opção e a taxa de juros livre de risco não são aplicáveis a este plano.

(c) método utilizado e as premissas assumidas para incorporar os efeitos esperados de exercício antecipado

Programa da Companhia (Opções)

O Programa da Companhia prevê que as opções outorgadas nos termos do Plano poderão ser exercidas em 5 lotes anuais de 20% cada a contar da adesão ao plano correspondente, observados ainda os prazos e condições estipulados pelo Conselho de Administração e os termos e condições previstos nos respectivos termos de adesão ao plano.

Plano de Outorga de Opção de Compra ou Subscrição de Ações

Em determinadas hipóteses específicas descritas no Plano de Outorga de Opções de 2020, o prazo de carência poderá ser antecipado o que resultará na antecipação do recebimento das ações que serão calculadas proporcionalmente ao período de carência transcorrido ou conforme determinado oportunamente pelo Conselho de Administração.

Plano 2021 *Restricted Units*

Em determinadas hipóteses específicas descritas no Plano *Restricted Units* o prazo de carência poderá ser antecipado o que resultará na antecipação do recebimento das ações que serão calculadas proporcionalmente ao período de carência transcorrido ou conforme determinado no plano.

Plano 2023 *Restricted Units*

Em determinadas hipóteses específicas descritas no Plano 2023 o prazo de carência poderá ser antecipado o que resultará na antecipação do recebimento das ações que serão calculadas proporcionalmente ao período de carência transcorrido ou conforme determinado no plano.

Plano 2024 *Restricted Units*

Em determinadas hipóteses específicas descritas no Plano 2024 o prazo de carência poderá ser antecipado o que resultará na antecipação do recebimento das ações que serão calculadas proporcionalmente ao período de carência transcorrido ou conforme determinado no Plano.

8.12 Precificação das ações/opções

Plano 2026 *Restricted Units*

Em determinadas hipóteses específicas descritas no Plano 2026 o prazo de carência poderá ser antecipado o que resultará na antecipação do recebimento das ações que serão calculadas proporcionalmente ao período de carência transcorrido ou conforme determinado no Plano.

(d) forma de determinação da volatilidade esperada

Programa da Companhia

Calculada utilizando os retornos contínuos da cotação histórica da ação ENEV3, considerando os comentários dos itens anteriores.

Plano de Outorga de Opção de Compra ou Subscrição de Ações

Calculada utilizando os retornos contínuos da cotação histórica da ação ENEV3, considerando os comentários dos itens anteriores.

Plano 2021 *Restricted Units*

Calculada utilizando os retornos contínuos da cotação histórica da ação ENEV3, considerando os comentários dos itens anteriores.

Plano 2023 *Restricted Units*

Calculada utilizando os retornos contínuos da cotação histórica da ação ENEV3, considerando os comentários dos itens anteriores.

Plano 2024 *Restricted Units*

Calculada utilizando os retornos contínuos da cotação histórica da ação ENEV3, considerando os comentários dos itens anteriores.

Plano 2026 *Restricted Units*

Calculada utilizando os retornos contínuos da cotação histórica da ação ENEV3, considerando os comentários dos itens anteriores.

(e) se alguma outra característica da opção foi incorporada na mensuração de seu valor justo

Programa da Companhia

Todas as características das opções foram mencionadas nos itens anteriores.

Plano de Outorga de Opção de Compra ou Subscrição de Ações

Todas as características das opções foram mencionadas nos itens anteriores.

Plano 2021 *Restricted Units*

Todas as características das *Units* foram mencionadas nos itens anteriores.

Plano 2023 *Restricted Units*

8.12 Precificação das ações/opções

Todas as características das *Units* foram mencionadas nos itens anteriores.

Plano 2024 *Restricted Units*

Todas as características das *Units* foram mencionadas nos itens anteriores.

Plano 2026 *Restricted Units*

O modelo de precificação considera as seguintes premissas adicionais: (i) a estrutura de conversão, considerando que 50% das Units (Parcela Retenção) darão direito a Ações na proporção de 1:1; e os outros 50% das Units (Parcela Performance) darão direito a Ações conforme fator multiplicador apurado em função do atingimento de metas globais da Companhia, que incluem (a) a entrada em operação comercial (Commercial Operation Date – COD) de projetos da Companhia; e (b) o incremento de reservas certificadas de gás natural e óleo da Companhia; e (ii) o fator multiplicador da Parcela Performance, que varia entre 50% (meta mínima) e 400% (meta máxima).

8.13 Participações detidas por órgão

8.13. PARTICIPAÇÕES DETIDAS POR ÓRGÃO

Ações emitidas pela Companhia

Os quadros abaixo indicam as ações de emissão da Companhia de titularidade de membros do Conselho de Administração, Diretoria Estatutária, e Conselho Fiscal em 31 de dezembro de 2025:

Exercício Social encerrado em 31/12/2025	Ações
Conselho de Administração	-
Diretoria Estatutária	2.456.988
Conselho Fiscal	N/A

Em 31 de dezembro de 2025, os membros do Conselho de Administração e Diretoria Estatutária não detinham: (i) ações ou cotas direta ou indiretamente detidas, no Brasil ou no exterior, emitidas pelas sociedades controladas ou sob controle comum da Companhia; ou (ii) outros valores mobiliários conversíveis em ações ou cotas, emitidos pela Companhia, pelas controladas ou sociedades sob controle comum da Companhia.

Por fim, a Companhia esclarece que não possui acionistas controladores.

8.14 Planos de previdência

8.14. PLANOS DE PREVIDÊNCIA

A Companhia disponibiliza plano de previdência para seus Diretores Estatutários. Este benefício não é concedido ao Conselho de Administração.

	Conselho de Administração	Diretoria Estatutária
Nº total de membros	7,00	3,00
Nº de membros remunerados	0,00	3,00
Nome de plano	-	PGBL
Quantidade de administradores que reúnem as condições para se aposentar	-	0
Condições para se aposentar antecipadamente	-	Ter 60 anos de idade completos e, pelo menos, 5 anos de participação no plano de Previdência Privada da Companhia, contando que o término de vínculo empregatício seja sem justa causa.
Valor atualizado das contribuições acumuladas no plano de previdência até o encerramento do último exercício social, descontada a parcela relativa a contribuições feitas diretamente pelos administradores	-	R\$ 1.579.245,07
Valor total acumulado das contribuições realizadas durante o último exercício social, descontada a parcela relativa a contribuições feitas diretamente pelos administradores	-	R\$ 320.153,44
Possibilidade e condições para resgate antecipado	-	A contribuição do beneficiário pode ser resgatada a qualquer momento. O resgate da contribuição da Companhia deve seguir regra de acordo com o tempo de participação no plano: (i) Até 02 anos incompletos, 0% a ser liberado; (ii) De 02 anos completos a 03 anos incompletos, 20% a ser liberado; (iii) De 03 anos completos a 04 incompletos, 40% a ser liberado; (iv) De 04 anos completos a 05 anos incompletos, 60% a ser liberado; (v) De 05 anos completos a 06 anos incompletos, 80% a ser liberados; e (vi) A partir de 06 anos completos, 100% a ser liberado.

8.15 Remuneração mínima, média e máxima

Valores anuais

	Diretoria Estatutária			Conselho de Administração			Conselho Fiscal		
	31/12/2025	31/12/2024	31/12/2023	31/12/2025	31/12/2024	31/12/2023	31/12/2025	31/12/2024	31/12/2023
Nº de membros	3	3	3	7	7	7	0	0	0
Nº de membros remunerados	3	3	3	7	7	7	0	0	0
Valor da maior remuneraçãoReal	11.148.589,05	9.228.394,88	9.244.440,48	1.240.538,19	1.504.132,41	1.125.250	0	0	0
Valor da menor remuneraçãoReal	5.642.988,56	4.439.687,25	3.340.396,13	641.364	612.924,38	580.000	0	0	0
Valor médio da remuneraçãoReal	7.958.946,81	7.352.807,53	7.661.849,97	870.487,04	740.243,25	699.050	0	0	0

Observações e esclarecimentos

	Diretoria Estatutária	
	Observação	Esclarecimento
31/12/2025	O número total de membros corresponde à média anual do número de membros do referido órgão da administração apurado mensalmente. O número de membros remunerados corresponde à média anual do número de membros do referido órgão da administração apurado mensalmente, aos quais foram atribuídas remunerações reconhecidas no resultado do exercício. Para informar a maior remuneração, consideramos todas as remunerações reconhecidas no resultado do exercício social, sendo que o membro detentor da maior remuneração individual exerceu suas funções durante os 12 meses do exercício social. A maior remuneração acima destacada inclui todos os elementos que compõem a remuneração do executivo. Para informar a menor remuneração, consideramos todas as remunerações reconhecidas no resultado do exercício social, sendo que o membro detentor da menor remuneração individual exerceu suas funções durante os 12 meses do exercício social. Conforme Ofício Circular/Anual-2026-CVM/SEP, os valores de remuneração informados não consideram encargos sociais que sejam ônus do empregador.	
31/12/2024	O número total de membros corresponde à média anual do número de membros do referido órgão da administração apurado mensalmente. O número de membros remunerados corresponde à média anual do número de membros do referido órgão da administração apurado mensalmente, aos quais foram atribuídas remunerações reconhecidas no resultado do exercício. Para informar a maior remuneração, consideramos todas as remunerações reconhecidas no resultado do exercício social, sendo que o membro detentor da maior remuneração individual exerceu suas funções durante os 12 meses do exercício social. A maior remuneração acima destacada inclui todos os elementos que compõem a remuneração do executivo. Para informar a menor remuneração, consideramos todas as remunerações reconhecidas no resultado do exercício social, sendo que o membro detentor da menor remuneração individual exerceu suas funções durante os 12 meses do exercício social. Conforme Ofício Circular/Anual-2026-CVM/SEP, os valores de remuneração informados não consideram encargos sociais que sejam ônus do empregador.	
31/12/2023	O número total de membros corresponde à média anual do número de membros do referido órgão da administração apurado mensalmente. O número de membros remunerados corresponde à média anual do número de membros do referido órgão da administração apurado mensalmente, aos quais foram atribuídas remunerações reconhecidas no resultado do exercício. Para informar a maior remuneração, consideramos todas as remunerações reconhecidas no resultado do exercício social, sendo que o membro detentor da maior remuneração individual exerceu suas funções durante os 12 meses do exercício social. A maior remuneração acima destacada inclui todos os elementos que compõem a remuneração do executivo. Para informar a menor remuneração, consideramos todas as remunerações reconhecidas no resultado do exercício social, sendo que o membro detentor da menor remuneração individual exerceu suas funções durante os 12 meses do exercício social. Conforme Ofício Circular/Anual-2026-CVM/SEP, os valores de remuneração informados não consideram encargos sociais que sejam ônus do empregador.	

	Conselho de Administração	
	Observação	Esclarecimento
31/12/2025	Para informar a maior remuneração, consideramos todas as remunerações reconhecidas no resultado do exercício social, sendo que o membro detentor da maior remuneração individual exerceu funções distintas durante os 12 meses do exercício social. A maior remuneração acima destacada inclui todos os elementos que compõem a remuneração do executivo. Para informar a média e menor remuneração, esclarecemos que não consideramos todos os membros do órgão, visto que nem todos os membros exerceram o seu cargo durante todo o exercício social.	
31/12/2024	Para informar a maior e menor remuneração, consideramos todas as remunerações reconhecidas no resultado do exercício social, dado que todos os indivíduos exerceram suas funções durante os 12 meses do exercício social. A remuneração acima destacada inclui todos os elementos que compõem a remuneração dos executivos.	
31/12/2023	Para informar a maior remuneração, consideramos todas as remunerações reconhecidas no resultado do exercício social, sendo que o membro detentor da maior remuneração individual exerceu suas funções durante os 12 meses do exercício social. A maior remuneração acima destacada inclui todos os elementos que compõem a remuneração do executivo. Para informar a média e menor remuneração, esclarecemos que não consideramos todos os membros do órgão, visto que nem todos os membros exerceram o seu cargo durante todo o exercício social.	

	Conselho Fiscal	
	Observação	Esclarecimento
31/12/2025		Tendo em vista que o Conselho Fiscal não foi instalado neste exercício, todos os campos relacionados a número de membros e remuneração foram preenchidos com “zero”, de acordo com o Ofício Circular/Anual-2026-CVM/SEP.
31/12/2024		Tendo em vista que o Conselho Fiscal não foi instalado neste exercício, todos os campos relacionados a número de membros e remuneração foram preenchidos com “zero”, de acordo com o Ofício Circular/Anual-2026-CVM/SEP.
31/12/2023	N/A	Tendo em vista que o Conselho Fiscal não foi instalado neste exercício, todos os campos relacionados a número de membros e remuneração foram preenchidos com “zero”, de acordo com o Ofício Circular/Anual-2026-CVM/SEP.

8.16 Mecanismos de remuneração/indenização

8.16. MECANISMOS DE REMUNERAÇÃO/INDENIZAÇÃO

A Companhia e os membros do Conselho de Administração não celebraram quaisquer arranjos contratuais, apólices de seguros ou outros instrumentos que estabeleçam mecanismos de remuneração ou indenização em caso de destituição do cargo ou de aposentadoria.

Com relação aos Diretores Estatutários, nos termos do item 8.1(b) do Formulário de Referência da Companhia, há o benefício de previdência privada. Vide item 8.14 acima.

8.17 Percentual partes relacionadas na remuneração

8.17. PERCENTUAL PARTES RELACIONADAS NA REMUNERAÇÃO

Não aplicável, tendo em vista a inexistência de acionistas controladores da Companhia.

8.18 Remuneração - Outras funções (Estruturado)

Justificativa para o não preenchimento do quadro:

Não houve, em relação aos três últimos exercícios sociais, quaisquer valores reconhecidos no resultado da Companhia como remuneração de membros do Conselho de Administração, da Diretoria Estatutária ou do Conselho Fiscal, por qualquer razão que não a função que ocupam.

Adicionalmente, a Companhia esclarece que não há previsão para o exercício social corrente de reconhecimento, no resultado, de remuneração de membros do Conselho de Administração, da Diretoria Estatutária ou do Conselho Fiscal, por qualquer razão que não a função que ocupam.

8.19 Remuneração reconhecida do controlador/controlada (Estruturado)

Justificativa para o não preenchimento do quadro:

Não houve, em relação aos três últimos exercícios sociais, remuneração de membros do Conselho de Administração, da Diretoria Estatutária ou do Conselho Fiscal reconhecida no resultado de sociedades sob controle comum e de controladas da Companhia.

Adicionalmente, a Companhia esclarece que não há previsão para o exercício social corrente de reconhecimento no resultado de sociedades sob controle comum e de controladas da Companhia, de valores como remuneração de membros do Conselho de Administração, da Diretoria Estatutária ou do Conselho Fiscal.

Por fim, a Companhia esclarece que não possui acionistas controladores.

8.20 Outras informações relevantes

8.20. Outras informações relevantes

Informações adicionais acerca do item 8.2 deste Formulário de Referência

A Companhia esclarece que a diferença entre os valores apresentados nesta Seção 8 do Formulário de Referência e aqueles disponíveis nas demonstrações financeiras da Companhia se dá uma vez que as demonstrações financeiras apresentam os valores atribuídos aos diretores estatutários e não estatutários da Companhia e de suas controladas, enquanto o item 8.2 deste Formulário de Referência exige a apresentação apenas das informações atinentes à diretoria estatutária da Companhia.

(Em R\$)	Conselho de Administração	Diretoria Estatutária	Conselho Fiscal	Total Formulário de Referência	Diretores Estatutários de Controladas	Diretores Não Estatutários da Companhia de Controladas	Total Demonstrações Financeiras
	(A)	(B)	(C)	(A) + (B) + (C)	(D)	(E)	(A) + (B) + (C) + (D) + (E)
2023	4.727.673	22.985.550	-	27.713.223	2.453.359	29.987.790	60.154.372
2024	5.181.703	22.058.423	-	27.240.126	-	38.361.362	65.601.487
2025	5.635.163	23.876.840,42	-	29.512.003,61	-	50.757.313,65	80.269.317,26

Com relação ao item 8.2, a Companhia apresenta abaixo, para os três últimos exercícios sociais, as memórias de cálculo do:

- número total de membros de cada órgão apresentado no quadro 8.2, correspondente à média anual do número de membros de cada órgão apurado mensalmente, com duas casas decimais; e
- número de membros remunerados corresponde à média anual do número de membros do referido órgão da administração apurado mensalmente, aos quais foram atribuídas remunerações reconhecidas no resultado do exercício.

Número de Membros Total

Exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2025

MÊS	DIRETORIA ESTATUTÁRIA	CONSELHO DE ADMINISTRAÇÃO	CONSELHO FISCAL
Janeiro de 2025	3	7	-
Fevereiro de 2025	3	7	-
Março de 2025	3	7	-
Abril de 2025	3	7	-
Maio de 2025	3	7	-
Junho de 2025	3	7	-
Julho de 2025	3	7	-
Agosto de 2025	3	7	-
Setembro de 2025	3	7	-
Outubro de 2025	3	7	-
Novembro de 2025	3	7	-
Dezembro de 2025	3	7	-
Média	3	7	0

8.20 Outras informações relevantes

Exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2024

MÊS	DIRETORIA ESTATUTÁRIA	CONSELHO DE ADMINISTRAÇÃO	CONSELHO FISCAL
Janeiro de 2024	3	7	-
Fevereiro de 2024	3	7	-
Março de 2024	3	7	-
Abril de 2024	3	7	-
Maio de 2024	3	7	-
Junho de 2024	3	7	-
Julho de 2024	3	7	-
Agosto de 2024	3	7	-
Setembro de 2024	3	7	-
Outubro de 2024	3	7	-
Novembro de 2024	3	7	-
Dezembro de 2024	3	7	-
Média	3	7	0

Exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2023

MÊS	DIRETORIA ESTATUTÁRIA	CONSELHO DE ADMINISTRAÇÃO	CONSELHO FISCAL
Janeiro de 2023	3	7	-
Fevereiro de 2023	3	7	-
Março de 2023	3	7	-
Abril de 2023	3	7	-
Maio de 2023	3	7	-
Junho de 2023	3	7	-
Julho de 2023	3	7	-
Agosto de 2023	3	7	-
Setembro de 2023	3	7	-
Outubro de 2023	3	7	-
Novembro de 2023	3	7	-
Dezembro de 2023	3	7	-
Média	3	7	0

Número de Membros Remunerados

Exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2025

MÊS	DIRETORIA ESTATUTÁRIA	CONSELHO DE ADMINISTRAÇÃO	CONSELHO FISCAL
Janeiro de 2025	3	7	-
Fevereiro de 2025	3	7	-

8.20 Outras informações relevantes

Março de 2025	3	7	-
Abril de 2025	3	7	-
Maio de 2025	3	7	-
Junho de 2025	3	7	-
Julho de 2025	3	7	-
Agosto de 2025	3	7	-
Setembro de 2025	3	7	-
Outubro de 2025	3	7	-
Novembro de 2025	3	7	-
Dezembro de 2025	3	7	-
Média	3	7	0

Exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2024

MÊS	DIRETORIA ESTATUTÁRIA	CONSELHO DE ADMINISTRAÇÃO	CONSELHO FISCAL
Janeiro de 2024	3	7	-
Fevereiro de 2024	3	7	-
Março de 2024	3	7	-
Abril de 2024	3	7	-
Maio de 2024	3	7	-
Junho de 2024	3	7	-
Julho de 2024	3	7	-
Agosto de 2024	3	7	-
Setembro de 2024	3	7	-
Outubro de 2024	3	7	-
Novembro de 2024	3	7	-
Dezembro de 2024	3	7	-
Média	3	7	0

Exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2023

MÊS	DIRETORIA ESTATUTÁRIA	CONSELHO DE ADMINISTRAÇÃO	CONSELHO FISCAL
Janeiro de 2023	3	7	-
Fevereiro de 2023	3	7	-
Março de 2023	3	7	-
Abril de 2023	3	7	-
Maio de 2023	3	7	-
Junho de 2023	3	7	-
Julho de 2023	3	7	-
Agosto de 2023	3	7	-
Setembro de 2023	3	7	-

8.20 Outras informações relevantes

Outubro de 2023	3	7	-
Novembro de 2023	3	7	-
Dezembro de 2023	3	7	-
Média	3	7	0

Detalhamento dos encargos sociais de ônus do empregador não abrangidos pelo conceito de “benefício de qualquer natureza” previsto para o exercício social a ser encerrado em 31 de dezembro de 2026:

Encargos sociais previstos para o Exercício Social corrente 31/12/2026 Valores Anuais				
	Conselho de Administração	Diretoria Estatutária	Conselho Fiscal	Total
Nº de total membros	7	3	-	10
Número de membros remunerados	7	3	-	10
Remuneração fixa anual				
Encargos sociais	1.234.374,40	16.420.899,44	-	17.655.273,84

*O valor dos encargos sociais se refere ao INSS sobre pró-labore e ILP, com alíquota de 20% correspondente à parte da Companhia.

Detalhamento dos encargos sociais de ônus do empregador não abrangidos pelo conceito de “benefício de qualquer natureza” do exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2025:

Encargos sociais do Exercício Social encerrado em 31/12/2025 - Valores Anuais				
	Conselho de Administração	Diretoria Estatutária	Conselho Fiscal	Total
Nº de total membros	7	3	-	10
Número de membros remunerados	7	3	-	10
Remuneração fixa anual				
Encargos sociais	1.101.699,24	3.904.339,25	-	5.006.038,49

*O valor dos encargos sociais se refere ao INSS sobre pró-labore e ILP, com alíquota de 20% correspondente à parte da Companhia.

Detalhamento dos encargos sociais de ônus do empregador não abrangidos pelo conceito de “benefício de qualquer natureza” do exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2024:

Encargos sociais do Exercício Social encerrado em 31/12/2024 - Valores Anuais				
	Conselho de Administração	Diretoria Estatutária	Conselho Fiscal	Total
Nº de total membros	7	3	-	10
Número de membros remunerados	7	3	-	10
Remuneração fixa anual				
Encargos sociais	1.036.340,56	6.839.465,56	-	7.875.806,12

*O valor dos encargos sociais se refere ao INSS sobre pró-labore e ILP, com alíquota de 20% correspondente à parte da Companhia.

Detalhamento dos encargos sociais de ônus do empregador não abrangidos pelo conceito de “benefício de qualquer natureza” do exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2023:

Encargos sociais do Exercício Social encerrado em 31/12/2023 - Valores Anuais				
---	--	--	--	--

8.20 Outras informações relevantes

	Conselho de Administração	Diretoria Estatutária	Conselho Fiscal	Total
Nº de total membros	7	3	-	10
Número de membros remunerados	7	3	-	10
Remuneração fixa anual				
Encargos sociais	945.534,67	2.724.485,82	-	3.670.020,49

* O valor dos encargos sociais se refere ao INSS sobre pró-labore e ILP, com alíquota de 20% correspondente à parte da Companhia.

9.1/9.2 Identificação e Remuneração

Código CVM do Auditor	002879		
Razão Social	Tipo Auditor	CPF/CNPJ	
PRICEWATERHOUSECOOPERS AUDITORES INDEPENDENTES LTDA	Juridica	61.562.112/0001-20	
Data de contratação do serviço	Data de início da prestação de serviço		
05/01/2024	01/01/2024		
Descrição dos serviços prestados			
Os auditores foram contratados para a revisão das informações financeiras trimestrais e auditoria das demonstrações financeiras dos exercícios sociais de 2024 a 2028.			
Montante total da remuneração dos auditores independentes, segregada por serviços, no último exercício social			
Honorários (R\$ mil) Auditoria contábil e tributária: 4.410 Serviços adicionais relacionados à auditoria*: 2.504 Outros serviços: 514 Total: 7.428 *Serviços adicionais relacionados à auditoria, principalmente, referentes à asseguração e serviços relacionados para conforto em emissões a mercado.			
Justificativa da substituição			
Não aplicável.			
Razão apresentada pelo auditor em caso da discordância da justificativa			
Não aplicável.			

.....

9.3 Independência e conflito de interesses dos auditores

9.3. INDEPENDÊNCIA E CONFLITO DE INTERESSES DOS AUDITORES

Embora a Companhia não possua uma política formalizada de contratação de serviços de extra-auditoria, são adotadas práticas com o objetivo de evitar a existência de conflitos de interesse ou a perda de independência ou objetividade de seus auditores independentes, vedando a contratação de serviços de consultoria que possam ameaçar a independência dos auditores independentes durante a vigência do contrato de auditoria.

Ainda, a Companhia não se encontra em desacordo com as regras de independência para os auditores independentes, conforme NBC PA 02 (R1) - Revisão da Qualidade do Trabalho, aprovada pela Resolução do Conselho Federal de Contabilidade.

Por fim, a Companhia possui procedimentos internos específicos de pré-aprovação dos serviços contratados junto aos seus auditores externos, com a finalidade de evitar conflito de interesse ou perda de objetividade de seus auditores independentes. Em linha com as melhores práticas de governança corporativa, todos os serviços prestados pelos auditores independentes da Companhia são pré-aprovados pelo Comitê de Auditoria Estatutário da Companhia, sendo também obtida carta de independência junto aos auditores externos.

9.4 Outras informações relevantes

9.4. OUTRAS INFORMAÇÕES RELEVANTES

A Companhia informa que não há transferências relevantes de serviços ou recursos entre os auditores e partes relacionadas com a Companhia, conforme definidas na Resolução CVM nº 94/22, que aprovou a Consolidação do Pronunciamento Técnico CPC 05(R1).

10.1A Descrição dos recursos humanos

Quantidade de empregados por declaração de gênero

	Feminino	Masculino	Não binário	Outros	Prefere não responder
Liderança	74	348	0	0	0
Não-liderança	393	1239	0	0	0
TOTAL = 2.054	467	1587	0	0	0

Quantidade de empregados por declaração de cor ou raça

	Amarelo	Branco	Preto	Pardo	Indígena	Outros	Prefere não responder
Liderança	3	246	15	135	0	0	23
Não-liderança	33	646	126	795	3	0	29
TOTAL = 2.054	36	892	141	930	3	0	52

Quantidade de empregados por posição e faixa etária

	Abaixo de 30 anos	De 30 a 50 anos	Acima de 50 anos
Liderança	8	345	69
Não-liderança	267	1210	155
TOTAL = 2.054	275	1555	224

Quantidade de empregados - Pessoas com Deficiência

	Pessoa com Deficiência	Pessoa sem Deficiência	Prefere não responder
Liderança	4	418	0
Não-liderança	29	1603	0
TOTAL = 2.054	33	2021	0

Quantidade de empregados por posição e localização geográfica

	Norte	Nordeste	Centro-Oeste	Sudeste	Sul	Exterior
Liderança	82	124	0	216	0	0
Não-liderança	303	745	0	584	0	0
TOTAL = 2.054	385	869	0	800	0	0

Quantidade de empregados por localização geográfica e declaração de gênero

	Feminino	Masculino	Não binário	Outros	Prefere não responder
Norte	52	333	0	0	0
Nordeste	128	741	0	0	0
Centro-Oeste	0	0	0	0	0
Sudeste	287	513	0	0	0
Sul	0	0	0	0	0
Exterior	0	0	0	0	0
TOTAL = 2.054	467	1587	0	0	0

Quantidade de empregados por localização geográfica e declaração de cor ou raça

	Amarelo	Branco	Preto	Pardo	Indigena	Outros	Prefere não responder
Norte	7	97	36	235	2	0	8
Nordeste	22	282	59	476	0	0	30
Centro-Oeste	0	0	0	0	0	0	0
Sudeste	7	513	46	219	1	0	14
Sul	0	0	0	0	0	0	0
Exterior	0	0	0	0	0	0	0
TOTAL = 2.054	36	892	141	930	3	0	52

Quantidade de empregados por localização geográfica e faixa etária

	Abaixo de 30 anos	De 30 a 50 anos	Acima de 50 anos
Norte	38	299	48
Nordeste	124	662	83
Centro-Oeste	0	0	0
Sudeste	113	594	93
Sul	0	0	0
Exterior	0	0	0
TOTAL = 2.054	275	1555	224

10.1 Descrição dos recursos humanos

10.1. DESCRIÇÃO DOS RECURSOS HUMANOS

(a) número de empregados (total, por grupos com base na atividade desempenhada na localização geográfica e em indicadores de diversidade)

A Companhia apresenta abaixo o número consolidado de empregados para o exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2025:

Quantidade de empregados por declaração de gênero

	Feminino	Masculino	Não binário	Outros	Prefere não responder
Liderança	74	348	0	0	0
Não-liderança	393	1.239	0	0	0
TOTAL = 2.054	467	1.587	0	0	0

Quantidade de empregados por declaração de raça

	Amarelo	Branco	Preto	Pardo	Indígena	Outros	Prefere não responder
Liderança	3	246	15	135	0	0	23
Não-liderança	33	646	126	795	3	0	29
TOTAL = 2.054	36	892	141	930	3	0	52

Quantidade de empregados por posição e faixa etária

	Abaixo de 30 anos	De 30 a 50 anos	Acima de 50 anos
Liderança	8	345	69
Não-liderança	267	1.210	155
TOTAL = 2.054	275	1.555	224

Quantidade de empregados - Pessoas com Deficiência

	Pessoa com Deficiência	Pessoa sem Deficiência	Prefere não responder
Liderança	4	418	0
Não-liderança	29	1.603	0
TOTAL = 2.054	33	2.021	0

Quantidade de empregados por posição e localização geográfica

10.1 Descrição dos recursos humanos

	Norte	Nordeste	Centro Oeste	Sudeste	Sul	Exterior
Liderança	82	214	0	216	0	0
Não-liderança	303	745	0	584	0	0
TOTAL = 2.054	385	869	0	800	0	0

Quantidade de empregados por localização geográfica e declaração de gênero

	Feminino	Masculino	Não binário	Outros	Prefere não responder
Norte	52	333	0	0	0
Nordeste	128	741	0	0	0
Centro-Oeste	0	0	0	0	0
Sudeste	287	513	0	0	0
Sul	0	0	0	0	0
Exterior	0	0	0	0	0
TOTAL = 2.054	467	1.587	0	0	0

Quantidade de empregados por localização geográfica e declaração de cor ou raça

	Amarelo	Branco	Preto	Pardo	Indígena	Outros	Prefere não responder
Norte	7	97	36	235	2	0	8
Nordeste	22	282	59	476	0	0	30
Centro-Oeste	0	0	0	0	0	0	0
Sudeste	9	513	46	219	1	0	14
Sul	0	0	0	0	0	0	0
Exterior	0	0	0	0	0	0	0
TOTAL = 2.054	36	892	141	930	3	0	52

Quantidade de empregados por localização geográfica e faixa etária

	Abaixo de 30 anos	De 30 a 50 anos	Acima de 50 anos
Norte	38	299	48
Nordeste	124	662	83

10.1 Descrição dos recursos humanos

Centro-Oeste	0	0	0
Sudeste	113	594	93
Sul	0	0	0
Exterior	0	0	0
TOTAL = 1.846	275	1.555	224

v. outros indicadores de diversidade que o emissor entenda relevantes

A Companhia não possui outros indicadores de diversidade que entenda relevantes. Para informações adicionais, vide o item 10.1 (A).

(b) número de terceirizados (total, por grupos com base na atividade desempenhada e por localização geográfica)

A Companhia apresenta abaixo o número consolidado de terceirizados para o exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2025:

	Administrativo	Operacional
Nordeste ⁽¹⁾	0	1265
Norte ⁽¹⁾	0	5911
Sudeste ⁽¹⁾	168	0
Total	168	7176

(1) A Companhia não conta com trabalhadores terceirizados no Centro-Oeste e no Sul.

c) índice de rotatividade

A Companhia informa que, no exercícios social encerrado em 31 de dezembro de 2025, seu índice de rotatividade foi de 16,82%.

10.2 Alterações relevantes

10.2. ALTERAÇÕES RELEVANTES

No ano de 2025, avançamos na mobilização dos times, in loco, de implantação do Projeto Azulão 950, novo complexo térmico do Amazonas, refletindo diretamente no aumento da quantidade de terceiros e também de novos colaboradores para a preparação para fase de Operação do novo complexo termoelétrico.

10.3 Políticas e práticas de remuneração dos empregados

10.3. POLÍTICAS E PRÁTICAS DE REMUNERAÇÃO DOS EMPREGADOS

(a) política de salários e remuneração variável

A Política de Remuneração da Companhia, cuja última atualização foi aprovada em reunião do Conselho de Administração realizada em 20 de março de 2025, tem por objetivo propiciar uma remuneração competitiva com relação ao mercado, capaz de atrair, motivar e reter profissionais altamente qualificados, fomentar a execução da estratégia da Companhia e promover o retorno sustentável, através de uma estrutura que recompensa resultados e estimula o comportamento de dono.

A remuneração propiciada pela Companhia é norteada a princípios alinhados à sua cultura e comportamentos, e é desenhada para refletir diretamente os resultados econômico-financeiros alcançados e pelo valor de mercado no curto e no longo prazo.

Para tanto, a estratégia de remuneração da Companhia utiliza comparação das práticas, processos e desempenho com os de outras empresas líderes no mercado. A estrutura da remuneração da Companhia é composta, conforme o caso, por (i) uma remuneração fixa, que inclui benefícios diretos ou indiretos; (ii) incentivo de curto prazo atrelado ao cumprimento de metas; e (iii) incentivos de longo prazo vinculados ao desempenho e estratégia da Companhia.

Remuneração Fixa:

Composta por salário ou pró-labore, previdência privada e benefícios, esta parcela da remuneração tem como objetivo remunerar a atuação de cada colaborador de acordo com seu escopo de atuação e senioridade. Estes componentes não estão associados ao desempenho da Companhia.

O salário ou pró-labore podem ser revisados por reconhecimento meritocrático, preferencialmente durante o Ciclo de Avaliação, Carreira e Sucessão (CACS) que ocorre anualmente na Companhia. Os reajustes também podem ser dados em função de revisão das responsabilidades do cargo ou em virtude de alinhamento frente ao mercado, de forma a assegurar a competitividade da remuneração.

Adicionalmente, a Companhia estabelece faixas salariais para cada uma das posições, tendo em vista fatores como importância estratégica, principais atribuições, escopo de responsabilidades e outros aspectos relevantes que sejam inerentes a cada um dos cargos, de forma tal que os colaboradores possam ser individualmente posicionados considerando-se seu nível de maturidade, experiência profissional e sua parcela de contribuição para os resultados da Companhia.

Remuneração Variável

1. Incentivo de Curto Prazo:

A remuneração variável de curto prazo é composta por montante anual baseado no atingimento de metas da Companhia, que consiste no pagamento de bônus e/ou no pagamento de participação nos resultados – PLR. Tem como objetivo remunerar os resultados atingidos pelos colaboradores de acordo com seu desempenho e retorno para a Companhia.

Pagamentos variáveis a título de gratificação/bônus poderão ser utilizados de acordo com estratégia e critérios para atração e retenção.

2. Incentivo de Longo Prazo:

Como forma de fortalecer a relação entre a remuneração e ganhos, a construção de valor da empresa a longo prazo se baseando na meritocracia, além da motivação, reconhecimento e retenção de profissionais, a Companhia concede incentivos de longo prazo, conforme definido no item 8.4 deste Formulário de Referência.

10.3 Políticas e práticas de remuneração dos empregados

Tais incentivos são concedidos a colaboradores selecionados para: (i) assegurar a competitividade dos níveis de remuneração total praticados pela Companhia; (ii) garantir um maior alinhamento dos interesses dos beneficiários com os interesses dos acionistas; (iii) maximizar os níveis de comprometimento com a geração de resultados sustentáveis; bem como (iv) possibilitar à Companhia atrair e manter vinculados a ela administradores e empregados.

Para mais informações sobre os incentivos de logo prazo, vide o item 8.4 deste Formulário de Referência.

Além destes incentivos, a Companhia também poderá conceder gratificação/bônus para a atração e retenção de colaboradores.

(b) política de benefícios

Os benefícios disponibilizados pela Companhia incluem plano de saúde e plano odontológico que se estendem a dependentes legais dos beneficiados, além de seguro de vida, seguro de vida complementar, previdência privada, vale refeição, vale alimentação, vale transporte, auxílio creche/babá, auxílio educacional, auxílio funeral, auxílio material escolar, extensão de licenças maternidade e paternidade, *Wellhube* Programa Qualidade de Vida e Programa de Apoio e Cuidado.

(c) características dos planos de remuneração baseados em ações dos empregados não administradores

Para mais informações sobre as características dos planos de remuneração baseados em ações, vide o item 8.4 deste Formulário de Referência.

i. grupos de beneficiários

Para mais informações sobre os grupos de beneficiários dos planos de remuneração baseados em ações, vide o item 8.4 deste Formulário de Referência.

ii. condições para o exercício

Para informações sobre condições para exercício dos planos de remuneração baseados em ações, vide o item 8.4 deste Formulário de Referência.

iii. preços de exercício

Para informações sobre preços de exercício dos planos de remuneração baseados em ações, vide o item 8.4 deste Formulário de Referência.

iv. prazos de exercício

Para informações sobre prazos de exercício dos planos de remuneração baseados em ações, vide o item 8.4 deste Formulário de Referência.

iii. quantidade de ações comprometidas pelo plano

Para informações sobre a quantidade de ações comprometidas pelos planos de remuneração baseados em ações, vide o item 8.4 deste Formulário de Referência.

(d) razão entre (i) a maior remuneração individual (considerando a composição da remuneração com todos os itens descritos no campo 8.2.d) reconhecida no resultado da Companhia no último exercício social, incluindo a remuneração de administrador estatutário, se for o caso; e (ii) a mediana da remuneração individual dos empregados

10.3 Políticas e práticas de remuneração dos empregados

da Companhia no Brasil, desconsiderando-se a maior remuneração individual, conforme reconhecida em seu resultado no último exercício social.

Para o cálculo da mediana da remuneração individual dos empregados, foi considerada a composição da remuneração conforme elementos especificados no item 8.2.d deste Formulário de Referência, desconsiderando estagiários, aprendizes, trainees, e administradores da Companhia.

10.3(d) Políticas e práticas de remuneração dos empregados

Maior Remuneração Individual	Mediana da Remuneração Individual	Razão entre as Remunerações
11.148.589,05	272.448,55	40,92
Esclarecimento		

10.4 Relações entre emissor e sindicatos

10.4. RELAÇÕES ENTRE EMISSOR E SINDICATOS

A Companhia preza pelo compromisso e transparência entre seus colaboradores e o sindicato da categoria, relação na qual o diálogo flui de forma respeitosa e eficaz, mantendo uma política de negociação permanente com os representantes dos empregados da Companhia.

Adicionalmente, não houve paralisação ou greve nos últimos três exercícios sociais e no exercício social corrente.

10.5 Outras informações relevantes

10.5. OUTRAS INFORMAÇÕES RELEVANTES

Não há outras informações que a Companhia julgue relevantes a serem informadas nesta Seção 10 do Formulário de Referência.

11.1 Regras, políticas e práticas

11.1. REGRAS POLÍTICAS E PRÁTICAS

A Companhia possui uma Política de Transações com Partes Relacionadas, aprovada pelo Conselho de Administração em 15 de junho de 2012, e atualizada por meio de aprovação realizada em reunião do Conselho de Administração realizada em 31 de janeiro de 2019, estando em consonância com o Código Brasileiro de Governança Corporativa de companhias abertas ("Política de Transações com Partes Relacionadas"), que está disponível nos seguintes endereços eletrônicos:

- i. no *website* de RI da Companhia (<https://ri.eneva.com.br/governanca-corporativa/estatuto-politicas-e-regimentos>), clicando em "Política de Transações com Partes Relacionadas"; e
- ii. website da CVM (rad.cvm.gov.br).

As operações celebradas pela Companhia com partes relacionadas devem observar condições de mercado, objetivando garantir seu caráter estritamente comutativo, em linha com a legislação em vigor, assegurar a transparência e o pleno respeito aos interesses dos acionistas, investidores, colaboradores e demais *stakeholders*.

Identificação e Formalização

Conforme previsão contida na Política de Transações com Partes Relacionadas, cada pessoa-chave da Administração (conforme definido na Política de Transações com Partes Relacionadas) deverá completar, nos primeiros quinze dias de cada ano, um formulário com informações sobre as Partes Relacionadas à Companhia (pessoas e entidades) e sobre quaisquer transações entre elas e a Companhia de que tenha ciência. Cada Pessoa Chave da Administração é exclusivamente responsável pelo preenchimento de seu respectivo formulário, não cabendo à Companhia efetuar qualquer juízo de valor sobre seu conteúdo.

A área de Controladoria da Companhia manterá um cadastro atualizado das controladas diretas e indiretas da Companhia, das entidades nas quais a Companhia detém influência significativa, e das demais entidades a serem informadas como Partes Relacionadas (conforme definido na Política de Transações com Partes Relacionadas) nas demonstrações financeiras da Companhia. A área de Governança, Riscos e *Compliance* da Companhia é responsável por manter um cadastro atualizado com a identificação do Pessoal Chave da Administração e de suas Partes Relacionadas, cabendo aos gestores responsáveis monitorar cada possível Transação com Partes Relacionadas e consultar os cadastros mantidos pela área de Controladoria e pela área de Governança, Riscos e *Compliance* antes da conclusão da transação para verificar se esta pode ser uma Transação com Parte Relacionada.

O Pessoal-chave da Administração da Companhia será instruído pela área de Governança, Riscos e *Compliance*, e periodicamente lembrado sobre a obrigação de informar à referida área sobre qualquer potencial transação da Companhia com Parte Relacionada de que tenha conhecimento. Adicionalmente, qualquer pessoa poderá reportar à área de Governança, Riscos e *Compliance* uma transação de que tenha conhecimento e que eventualmente possa se enquadrar como uma Transação com Parte Relacionada (conforme definido na Política de Transações com Partes Relacionadas).

Competência e Procedimentos para realização de Transações com Partes Relacionadas

Cada potencial Transação com Parte Relacionada reportada à área de Governança, Riscos e *Compliance* será analisada pela área jurídica e pela área contábil, que emitirão parecer para determinar se a transação de fato constitui uma Transação com Parte Relacionada sujeita às disposições da Política de Transações com Partes Relacionadas. Para isto, cada potencial Transação com Parte Relacionada deverá ser reportada por escrito (via e-mail) com as seguintes informações: (i) nome das Partes Relacionadas; (ii) tipo de relacionamento das Partes Relacionadas com a Companhia; (iii) data da potencial transação; (iv) objeto da transação; (v) montante envolvido na transação; (vi) montante correspondente ao interesse de tal Parte Relacionada na transação, se for possível aferir; (vii) garantias e seguros relacionados; (viii) duração do objeto da transação; (ix) condições para a rescisão ou extinção da transação; (x) principais obrigações e demais termos e condições da transação; (xi) quando a operação a ser transacionada entre as Partes Relacionadas disser respeito a um empréstimo ou outro tipo de

11.1 Regras, políticas e práticas

dívida, informar a natureza e as razões para a operação e a taxa de juros eventualmente cobrada, observadas as disposições adicionais existentes quando se tratar de empréstimo concedido pela Companhia; e (xii) evidências e opinião do gestor responsável de que (a) há motivos claramente demonstráveis, do ponto de vista dos negócios da Companhia, para que seja realizada a Transação com a Parte Relacionada, e (b) a transação pretendida atende às diretrizes gerais do item 4 da Política de Transações com Partes Relacionadas.

As Transações com Partes Relacionadas devem ser celebradas por escrito, especificando-se suas principais características e condições, tais como preço, prazos, garantias, condições de rescisão, responsabilidade pelo recolhimento de tributos e obtenções de licenças, entre outras. Dentre essas características, também deverá constar expressamente a possibilidade de rescisão, pela Companhia, de qualquer Transação com Parte Relacionada que seja de trato sucessivo, em condições equivalentes àquelas disponíveis nos contratos com partes não relacionadas.

Conforme também disposto na Política de Transações com Partes Relacionadas, há conflito de interesses quando um acionista, administrador ou colaborador não é independente em relação à matéria em discussão e pode influenciar ou tomar decisões motivadas por interesses distintos daqueles da Companhia. Quando houver situação entre Partes Relacionadas que suscite Conflito de Interesses, este deverá ser invocado pela parte que lhe der causa (por exemplo, um membro do Pessoal Chave da Administração) ou, ainda, por qualquer outro membro do colegiado ou terceiro que tiver conhecimento do conflito, tão logo o conflito se verifique ou dele tenham ciência. Havendo conflito entre os interesses de qualquer acionista ou administrador e da Companhia, em relação a determinada matéria, o acionista ou administrador devem explicar seu envolvimento na transação, se ausentar das discussões sobre o tema e se abster de votar em deliberação sobre a matéria.

Instâncias de aprovação e critérios para a realização de Transações com Partes Relacionadas

Toda Transação com Parte Relacionada deverá ser submetida à aprovação do Conselho de Administração, e dependerá do voto favorável de 2/3 (dois terços) dos membros do Conselho de Administração, não sendo considerados, para fins de cômputo deste quórum, os membros do Conselho de Administração impedidos de votar na referida deliberação. Os membros da Diretoria ou do Conselho de Administração em situação de potencial Conflito de Interesses na análise das transações devem ausentar-se das discussões sobre o tema, bem como abster-se de votar no respectivo processo decisório, observando-se o disposto no item da 6 da Política de Transações com Partes Relacionadas.

Na análise de Transações com Partes Relacionadas, os pareceres deverão considerar os seguintes fatores, entre outros julgados relevantes para a apreciação da transação específica: (i) se há motivos claramente demonstráveis, do ponto de vista dos negócios da Companhia, para que seja realizada a Transação com a Parte Relacionada; (ii) se a transação é realizada em termos ao menos igualmente favoráveis à Companhia do que aqueles geralmente disponíveis no mercado ou aqueles oferecidos a, ou por um, terceiro não relacionado com a Companhia, em circunstâncias equivalentes; (iii) os resultados de avaliações realizadas ou de opiniões emitidas por empresa especializada e independente, se houver; (iv) se foi realizado ou não um processo competitivo para a referida contratação e o seu resultado; (v) a metodologia de precificação utilizada e outras possíveis formas alternativas de precificação da transação; e (vi) a extensão do interesse da Parte Relacionada na transação, considerando o montante da transação, a situação financeira da Parte Relacionada, a natureza direta ou indireta do interesse da Parte Relacionada na transação e a natureza contínua ou não da transação.

Todas as Transações com Partes Relacionadas deverão ser submetidas à aprovação do Conselho de Administração, mediante parecer do Comitê de Auditoria que deverá avaliar a (i) observação das diretrizes desta Política e (ii) existência de possível Conflito de Interesses, respeitadas as exceções previstas na Política.

Diretrizes para potencial conflito de interesses

A manifestação de conflito de interesses, a abstenção e o afastamento temporário deverão ser registrados em ata. Caso solicitado pelo Presidente do Conselho de Administração ou pelo Diretor Presidente, conforme o caso, os membros do Pessoal Chave da Administração em posição de conflito de interesses poderão participar parcialmente das discussões, de forma a explicar seu envolvimento na operação e proporcionar maiores

11.1 Regras, políticas e práticas

informações sobre a operação e as partes envolvidas, devendo sempre se ausentar ao final da discussão, inclusive do processo de votação da matéria.

As questões referentes a conflito de interesses envolvendo ou não Partes Relacionadas deverão ser direcionadas para o Comitê de Auditoria para que este elabore parecer sobre as condições da transação e recomende o tema ou não para a deliberação do Conselho de Administração.

Quando tratar de assuntos relacionados a conflito de interesses entre Partes Relacionadas envolvendo acionistas da Companhia e a Companhia, o Comitê de Auditoria, em caráter excepcional, será composto por todos os Conselheiros independentes. Caso a transação necessite aprovação pelo Conselho de Administração, após manifestação favorável do Comitê de Auditoria, os conselheiros que representam os acionistas envolvidos na transação ou contrato deverão se ausentar das discussões sobre o tema e se abster de votar em deliberação sobre a matéria.

Além disso, conforme previsão legal, é vedado aos administradores da Companhia: (i) praticar ato de liberalidade à custa da Companhia; (ii) receber, em razão de seu cargo, qualquer tipo de vantagem pessoal direta ou indireta de terceiros, sem autorização constante do respectivo estatuto social ou concedida por meio de Assembleia Geral; (iii) tomar por empréstimo recursos ou bens da Companhia ou usar, em proveito próprio, de sociedade em que tenha interesse, ou de terceiros, os seus bens, serviços ou crédito, sem a respectiva autorização da Assembleia Geral ou do Conselho de Administração; e (iv) intervir em qualquer operação social em que tiver interesse conflitante com o da Companhia, ou nas deliberações que a respeito tomarem os demais administradores, cumprindo-lhe cientificá-los do seu impedimento.

Transações Isentas

Não estão sujeitas aos procedimentos da Política de Transações com Partes Relacionadas, as transações tidas como isentas conforme disposto nos itens 5.15 e 5.16 da Política ("Transações Isentas"), quais sejam: a remuneração fixa, variável, baseada em ações e outros benefícios fornecidos ao Pessoal Chave da Administração da Companhia, desde que o seu montante global tenha sido aprovado conforme previsto no Estatuto Social, e também não estão sujeitas aos procedimentos da Política de Transações com Partes Relacionadas as transações realizadas entre a Companhia e qualquer sociedade cujo capital, direta ou indiretamente, seja integralmente detido pela Companhia.

Transações Vedadas

É vedada a contratação de Transação com Partes Relacionadas: (i) em condição diversa das condições de mercado, que possa prejudicar os interesses da Companhia; (ii) com a participação de colaboradores e membros do Pessoal Chave da Administração em negócios de natureza particular ou pessoal que interfiram ou conflitem com os interesses da Companhia ou resultem da utilização de informações confidenciais obtidas em razão do exercício do cargo ou função que ocupem na Companhia; (iii) em prejuízo da Companhia, favorecendo sociedade coligada, controlada ou controladora, devendo as transações entre tais partes observarem condições de mercado, estritamente comutativas; e (iv) estranhas ao objeto social da Companhia e/ou sem a observância de limites previstos no Estatuto Social e demais regras fixadas pela administração da Companhia.

Divulgação e transparência

Por fim, ressalta-se que as Transações com Partes Relacionadas envolvendo agentes do setor elétrico do grupo da Companhia estão sujeitas em determinadas hipóteses à observância à Resolução Normativa ANEEL nº 948, de 16 de novembro de 2021.

A divulgação das Transações com Partes Relacionadas pela Companhia é realizada por meio de notas explicativas às demonstrações financeiras, nos termos da legislação aplicável.

Ainda, a Companhia deve enviar à CVM em até 7 (sete) dias úteis a contar da sua ocorrência, comunicação sobre as Transações com Partes Relacionadas com relação às transações descritas no Anexo F da Resolução CVM nº 80/22.

11.2 Transações com partes relacionadas

Parte relacionada	Data transação	Montante envolvido no Negócio Real	Saldo existente	Montante corresp. ao interesse Real	Duração	Taxa de juros cobrados
Banco BTG Pactual S.A.	02/05/2024	1.349.401.914,00	37.475.000	1.349.401.914,00	31.12.2036	N/A
Relação com o emissor	Banco BTG Pactual S.A. é acionista relevante da Companhia					
Objeto contrato	Venda de Energia Elétrica, no Ambiente de Contratação Livre (ACL), conforme regras da CCEE.					
Garantia e seguros	Não há previsão de garantias financeiras exigidas entre as partes e não há previsão contratual de seguros.					
Rescisão ou extinção	Rescisão nas hipóteses de: inadimplemento de pagamento, falência, recuperação judicial, cancelamento do registro do contrato na CCEE, ausência de garantias regulatórias na CCEE e descumprimento contratual relevante. A multa rescisória é de 30% do saldo remanescente.					
Natureza e razão para a operação	A operação consiste na venda de energia elétrica no Ambiente de Contratação Livre (ACL). O contrato não define um montante financeiro fixo. O valor de cada operação é determinado nas respectivas Operações Comerciais, com base nos volumes contratados, preços pactuados e período de suprimento. Dessa forma, o montante financeiro é variável e depende das condições específicas de cada operação. Para fins do montante envolvido considerou-se o valor estimado dos diversos contratos de venda de energia no exercício social de 2025, até o fim de sua respectiva vigência (que poderá ir até 2036). A vigência do contrato se estende até o integral cumprimento das obrigações contratuais. Em caso de atraso no pagamento a multa é 2% sobre o valor devido, e os juros de mora é 1% ao mês, pro rata tempore e correção monetária é o IPCA.					
Posição contratual do emissor	Credor					

11.2 Transações com partes relacionadas

Parte relacionada	Data transação	Montante envolvido no Negócio Real	Saldo existente	Montante corresp. ao interesse Real	Duração	Taxa de juros cobrados
Banco BTG Pactual Commodities (BR) S.A.	27/04/2025	5.135.400,00	0	5.135.400,00	09.01.2026	N/A
Relação com o emissor	Controlada do Banco BTG Pactual S.A., acionista relevante da Companhia.					
Objeto contrato	Compra de Gás Natural, no mercado brasileiro, mediante transações a serem formalizadas por meio de Notificações de Confirmação, contemplando condições comerciais, pontos de entrega, volumes e períodos de fornecimento, conforme regulamentação aplicável da ANP.					
Garantia e seguros	Não há previsão de garantias financeiras exigidas entre as partes e não há previsão contratual de seguros.					
Rescisão ou extinção	Rescisão nas hipóteses de: rescisão motivada, como inadimplemento, falência, recuperação judicial, descumprimento contratual relevante e demais eventos definidos contratualmente, incluindo aplicação de indenizações quando cabível. O contrato pode ser resilido imotivadamente por qualquer das Partes, mediante aviso prévio de 30 dias, sem penalidade.					
Natureza e razão para a operação	A operação possui natureza comercial, consistindo na compra de gás natural no mercado brasileiro. O contrato não estabelece montante financeiro global. Os valores envolvidos são determinados individualmente em cada notificação de confirmação, considerando quantidades contratadas, preços do gás, indexadores, câmbio e condições específicas de cada Transação. Dessa forma, o montante financeiro é variável ao longo da vigência contratual. Nesse sentido, para fins do montante envolvido considerou-se o valor financeiro dos contratos vigentes em 2025 e 2026. Em caso de atraso no pagamento a multa é 2% sobre o valor devido, e os juros de mora é 1% ao mês, pro rata tempore e correção monetária é o IGP-M.					
Posição contratual do emissor	Devedor					

11.2 Transações com partes relacionadas

Parte relacionada	Data transação	Montante envolvido no Negócio Real	Saldo existente	Montante corresp. ao interesse Real	Duração	Taxa de juros cobrados
Banco BTG Pactual Commodities (BR) S.A.	05/07/2025	3.667.500,00	0	3.667.500,00	28.10.2025	N/A
Relação com o emissor	Controlada do Banco BTG Pactual S.A., acionista relevante da Companhia.					
Objeto contrato	Venda de Gás Natural, no mercado brasileiro, mediante transações a serem formalizadas por meio de Notificações de Confirmação, contemplando condições comerciais, pontos de entrega, volumes e períodos de fornecimento, conforme regulamentação aplicável da ANP.					
Garantia e seguros	Não há previsão de garantias financeiras exigidas entre as partes e não há previsão contratual de seguros.					
Rescisão ou extinção	Rescisão nas hipóteses de: rescisão motivada, como inadimplemento, falência, recuperação judicial, descumprimento contratual relevante e demais eventos definidos contratualmente, incluindo aplicação de indenizações quando cabível. O contrato pode ser resilido imotivadamente por qualquer das Partes, mediante aviso prévio de 30 dias, sem penalidade.					
Natureza e razão para a operação	A operação comercial consiste na venda de gás natural no mercado brasileiro. O contrato não estabelece montante financeiro global. Os valores envolvidos são determinados individualmente em cada notificação de confirmação, considerando quantidades contratadas, preços do gás, indexadores, câmbio e condições específicas de cada Transação. Dessa forma, o montante financeiro é variável ao longo da vigência contratual. Nesse sentido, para fins do montante envolvido considerou-se o valor financeiro dos contratos vigentes em 2025 e 2026. Em caso de atraso no pagamento a multa é 2% sobre o valor devido, e os juros de mora é 1% ao mês, pro rata tempore e correção monetária é o IGP-M.					
Posição contratual do emissor	Credor					

11.2 Transações com partes relacionadas

Parte relacionada	Data transação	Montante envolvido no Negócio Real	Saldo existente	Montante corresp. ao interesse Real	Duração	Taxa de juros cobrados
Banco BTG Pactual S.A.	30/04/2024	1.242.489.139,00	19.818.000	1.242.489.139,00	31/12/2036	0
Relação com o emissor	Banco BTG Pactual S.A. é acionista relevante da Companhia					
Objeto contrato	Compra de Energia Elétrica -, no Ambiente de Contratação Livre (ACL), conforme regras da CCEE.					
Garantia e seguros	Não há previsão de garantias financeiras exigidas entre as partes e não há previsão contratual de seguros.					
Rescisão ou extinção	Rescisão nas hipóteses de: inadimplemento de pagamento, falência, recuperação judicial, cancelamento do registro do contrato na CCEE, ausência de garantias regulatórias na CCEE e descumprimento contratual relevante. A multa rescisória é de 30% do saldo remanescente.					
Natureza e razão para a operação	A operação consiste na negociação de energia elétrica no Ambiente de Contratação Livre (ACL). O contrato não define um montante financeiro fixo. O valor de cada operação é determinado nas respectivas Operações Comerciais, com base nos volumes contratados, preços pactuados e período de suprimento. Dessa forma, o montante financeiro é variável e depende das condições específicas de cada operação. Para fins do montante envolvido considerou-se o valor estimado dos diversos contratos de compra de energia no exercício social de 2025, até o fim de sua respectiva vigência (que poderá ir até 2036). A vigência do contrato se estende até o integral cumprimento das obrigações contratuais. Em caso de atraso no pagamento a multa é 2% sobre o valor devido, e os juros de mora é 1% ao mês, pro rata tempore e correção monetária é o IPCA.					
Posição contratual do emissor	Devedor					

11.2 Itens 'n.' e 'o.'

11.2. ITENS 'N' E 'O'

(n) medidas tomadas para tratar dos conflitos de interesses

A Companhia esclarece que todas as transações reportadas no item 11.2 consistem em transações realizadas entre a própria Companhia ou suas controladas e o seu acionista Banco BTG Pactual S.A. ou com sociedades do seu grupo societário.

Todas as transações observam as respectivas alçadas de aprovação, bem como os procedimentos previstos na Política de Transações entre Partes Relacionadas da Companhia. Referidas operações devem ser realizadas em condições comutativas e em observância às condições de mercado aplicáveis, inclusive mediante pagamento compensatório adequado, quando aplicável, seguindo os mesmos princípios e procedimentos adotados pela Companhia em negociações com partes independentes.

Adicionalmente, a administração da Companhia é responsável pela análise prévia de potenciais transações com partes relacionadas, de forma a assegurar sua aderência aos interesses da Companhia e a prevenir situações de conflito de interesses.

As transações com partes relacionadas devem ser formalizadas por escrito, contendo a descrição de suas principais características e condições, incluindo, conforme aplicável, preço, prazo, garantias, hipóteses de rescisão, responsabilidade tributária e obtenção de licenças, entre outros aspectos relevantes. Nos contratos de trato sucessivo, deverá constar, ainda, previsão expressa quanto à possibilidade de rescisão pela Companhia em condições equivalentes àquelas usualmente praticadas em contratos celebrados com partes não relacionadas.

Nos termos da Política de Transações entre Partes Relacionadas da Companhia, administradores que se encontrem em situação de potencial conflito de interesses devem se declarar impedidos, ausentar-se das discussões relacionadas à matéria e abster-se de participar do respectivo processo decisório.

(o) demonstração do caráter estritamente comutativo das condições pactuadas ou o pagamento compensatório adequado

A Companhia destaca que todas as transações com partes relacionadas são negociadas e celebradas em bases compatíveis com as práticas de mercado vigentes à época de sua contratação.

Nesse contexto, a Companhia busca assegurar que tais operações sejam conduzidas em condições equivalentes às aplicáveis em transações celebradas com partes independentes, de modo a evitar benefícios indevidos ou prejuízos à Companhia e aos seus acionistas.

Adicionalmente, as transações com partes relacionadas são formalizadas por meio de instrumentos contratuais escritos, nos quais são estabelecidas as respectivas condições comerciais e jurídicas, incluindo preços, prazos, taxas, direitos e responsabilidades das partes envolvidas.

As condições pactuadas são definidas com base em parâmetros usuais de mercado, incluindo, conforme aplicável, referências públicas disponíveis, avaliações internas e/ou comparação com operações similares celebradas com partes não relacionadas em circunstâncias equivalentes.

Em relação às transações de compra e venda de Energia Elétrica Convencional indicadas neste item 11.2, a precificação da energia segue exclusivamente o Preço de Liquidação das Diferenças ("PLD"), sem a aplicação de qualquer prêmio, desconto ou valor adicional. Dessa forma, a estrutura contratual atrelada ao PLD assegura alinhamento às condições de mercado e adequada alocação de riscos entre as partes.

Em relação às transações de compra e venda de gás natural, por sua vez, a contratação estabelece estrutura master flexível, permitindo às partes negociar múltiplas transações conforme condições de mercado, assegurando padronização contratual, eficiência operacional e adequada alocação de riscos.

11.3 Outras informações relevantes

11.3. OUTRAS INFORMAÇÕES RELEVANTES

Não há outras informações adicionais relevantes às informações já prestadas nos demais itens da seção 11 deste Formulário de Referência.

12.1 Informações sobre o capital social

Tipo Capital		Capital Emitido	
Data da autorização ou aprovação		Prazo de integralização	Valor do capital
20/05/2026		N/A	18.135.775.177,04
Quantidade de ações ordinárias		Quantidade de ações preferenciais	Quantidade total de ações
1.937.029.517		0	1.937.029.517

Tipo Capital		Capital Subscrito	
Data da autorização ou aprovação		Prazo de integralização	Valor do capital
20/05/2026		N/A	18.135.775.177,04
Quantidade de ações ordinárias		Quantidade de ações preferenciais	Quantidade total de ações
1.937.029.517		0	1.937.029.517

Tipo Capital		Capital Integralizado	
Data da autorização ou aprovação		Prazo de integralização	Valor do capital
20/05/2026		N/A	18.134.264.034,68
Quantidade de ações ordinárias		Quantidade de ações preferenciais	Quantidade total de ações
1.937.029.517		0	1.937.029.517

Tipo Capital		Capital Autorizado	
Data da autorização ou aprovação		Prazo de integralização	Valor do capital
30/04/2025		N/A	0,00
Quantidade de ações ordinárias		Quantidade de ações preferenciais	Quantidade total de ações
524.685.605		0	524.685.605

12.2 Emissores estrangeiros - Direitos e regras

12.2. EMISSORES ESTRANGEIROS - DIREITOS E REGRAS

Não aplicável, tendo em vista que a Companhia não é emissora estrangeira, possuindo sede no Brasil e seus valores mobiliários encontram-se custodiados no país.

12.3 Outros valores mobiliários emitidos no Brasil

Valor mobiliário	Debêntures
Identificação do valor mobiliário	2ª Emissão de Debêntures – 3ª série
Data de emissão	15/05/2019
Data de vencimento	15/05/2029
Quantidade	500.000
Valor nominal global R\$	500.000.000,00
Saldo Devedor em Aberto	713.514.353,04
Restrição a circulação	Sim
Descrição da restrição	As Debêntures poderão ser negociadas nos mercados regulamentados de valores mobiliários depois de decorridos 90 dias contados da data de cada subscrição ou aquisição pelos Investidores Profissionais (conforme definido na Escritura de Emissão), conforme disposto na regulamentação aplicável.
Conversibilidade	Não
Possibilidade resgate	Sim
Hipótese e cálculo do valor de resgate	Em virtude de restrições do sistema, as “Hipóteses e fórmula de cálculo do valor de resgate” se encontram disponíveis no item 12.9 deste Formulário de Referência.
Características dos valores mobiliários de dívida	Quirografária. Em virtude de restrições do sistema, as “Característica dos valores mobiliários de dívida” se encontram disponíveis no item 12.9 deste Formulário de Referência.
Condições para alteração dos direitos assegurados por tais valores mobiliários	Assembleia Geral de Debenturistas especialmente convocada para esse fim, mediante aprovação nas Assembleias Gerais de Debenturistas da Terceira Série, por Debenturistas da Terceira Série detentores de, no mínimo: (i) em primeira convocação, 50% mais 1 das Debêntures da Terceira Série em Circulação; ou (ii) em segunda convocação, 50% mais 1 das Debêntures da Terceira Série em Circulação presentes, desde que representem, no mínimo, 30% das Debêntures da Terceira Série em Circulação, podendo ainda os quóruns acima ser mais elevados em determinadas situações específicas previstas na Escritura de Emissão.
Outras características relevantes	Remuneração 3ª Série: IPCA + 5,05%
Valor mobiliário	Debêntures
Identificação do valor mobiliário	3ª Emissão de Debêntures – Série única
Data de emissão	15/12/2019
Data de vencimento	15/12/2027
Quantidade	650.000
Valor nominal global R\$	650.000.000,00
Saldo Devedor em Aberto	608.714.593,21
Restrição a circulação	Sim
Descrição da restrição	As Debêntures somente poderão ser negociadas nos mercados regulamentados de valores mobiliários depois de decorridos 90 (noventa) dias contados da data de cada subscrição ou aquisição pelos Investidores Profissionais (conforme definido na Escritura de Emissão), conforme disposto na regulamentação aplicável.
Conversibilidade	Não
Possibilidade resgate	Sim

12.3 Outros valores mobiliários emitidos no Brasil

Hipótese e cálculo do valor de resgate	Em virtude de restrições do sistema, as “Hipóteses e fórmula de cálculo do valor de resgate” se encontram disponíveis no item 12.9 deste Formulário de Referência.
Características dos valores mobiliários de dívida	Quirografária. Em virtude de restrições do sistema, as “Característica dos valores mobiliários de dívida” se encontram disponíveis no item 12.9 deste Formulário de Referência.
Condições para alteração dos direitos assegurados por tais valores mobiliários	Assembleia Geral de Debenturistas especialmente convocada para esse fim, mediante aprovação por titulares de Debêntures que representem (i) em primeira convocação, no mínimo, 50% mais 1 (uma) das Debêntures em Circulação e (ii) em segunda convocação, de Debenturistas que representem, no mínimo, 50% mais 1 (uma) das Debêntures em Circulação presentes, desde que representem, no mínimo, 10% das Debêntures em Circulação, podendo ainda os quóruns acima ser mais elevados em determinadas situações específicas previstas na Escritura de Emissão. Modificações relativas às características das Debêntures que implique alteração de qualquer das seguintes matérias somente poderá ser aprovada pela Assembleia Geral de Debenturistas mediante deliberação favorável de Debenturistas representando, no mínimo, 2/3 das Debêntures em Circulação, seja em primeira ou segunda convocação: (i) Atualização Monetária ou Remuneração; (ii) Datas de Pagamento da Remuneração ou quaisquer valores previstos na Escritura de Emissão, incluindo condições de amortização e resgate; (iii) Data de Vencimento ou prazo de vigência das Debêntures; (iv) valores, montantes e datas de amortização do principal das Debêntures; (v) redação de quaisquer dos Eventos de Vencimento Antecipado; (vi) alteração dos quóruns de deliberação previstos na Escritura de Emissão; e (vii) criação de evento de repactuação.
Outras características relevantes	Remuneração IPCA + 4,23%
Valor mobiliário	Debêntures
Identificação do valor mobiliário	5ª Emissão de Debêntures – Série única
Data de emissão	15/06/2020
Data de vencimento	15/06/2030
Quantidade	650.000
Valor nominal global R\$	650.000.000,00
Saldo Devedor em Aberto	905.633.000,39
Restrição a circulação	Sim
Descrição da restrição	As Debêntures poderão ser negociadas nos mercados regulamentados de valores mobiliários após o seu desembolso, conforme disposições legais e regulamentares aplicáveis na época da negociação, incluindo, sem limitação, o disposto na regulamentação aplicável.
Conversibilidade	Não
Possibilidade resgate	Sim
Hipótese e cálculo do valor de resgate	Em virtude de restrições do sistema, as “Hipóteses e fórmula de cálculo do valor de resgate” se encontram disponíveis no item 12.9 deste Formulário de Referência.
Características dos valores mobiliários de dívida	Quirografária. Em virtude de restrições do sistema, as “Característica dos valores mobiliários de dívida” se encontram disponíveis no item 12.9 deste Formulário de Referência.

12.3 Outros valores mobiliários emitidos no Brasil

Condições para alteração dos direitos assegurados por tais valores mobiliários	Assembleia Geral de Debenturistas especialmente convocada para esse fim, mediante aprovação por titulares de Debêntures que representem (i) em primeira convocação 50% mais das Debêntures em Circulação e (ii) em segunda convocação, de Debenturistas que representem 50% mais 1 das Debêntures em Circulação presentes, desde que representem, no mínimo, 10% das Debêntures em Circulação, podendo ainda os quóruns acima serem mais elevados em determinadas situações específicas previstas na Escritura de Emissão. A modificação relativa às características das Debêntures que implique alteração de qualquer das seguintes matérias somente poderá ser aprovada pela Assembleia Geral de Debenturistas mediante deliberação favorável de Debenturistas representando, no mínimo, 75% das Debêntures em Circulação, seja em primeira ou segunda convocação: (i) Atualização Monetária ou Remuneração; (ii) Datas de Pagamento da Remuneração ou quaisquer valores previstos na Escritura de Emissão, incluindo condições de amortização e resgate; (iii) Data de Vencimento ou prazo de vigência das Debêntures; (iv) valores, montantes e datas de amortização do principal das Debêntures; (v) redação de quaisquer dos Eventos de Vencimento Antecipado; (vi) alteração dos quóruns de deliberação previstos na Escritura de Emissão; e (vii) criação de evento de repactuação.
Outras características relevantes	Remuneração IPCA + 5,50%
Valor mobiliário	Debêntures
Identificação do valor mobiliário	6ª Emissão de Debêntures – 1ª e 2ª séries
Data de emissão	15/09/2020
Data de vencimento	15/09/2035
Quantidade	947.968
Valor nominal global R\$	947.968.000,00
Saldo Devedor em Aberto	1.320.659.555,79
Restrição a circulação	Sim
Descrição da restrição	As Debêntures poderão ser negociadas nos mercados regulamentados de valores mobiliários após o seu desembolso conforme disposições legais e regulamentares aplicáveis na época da negociação, incluindo, sem limitação, o disposto na regulamentação aplicável.
Conversibilidade	Não
Possibilidade resgate	Sim
Hipótese e cálculo do valor de resgate	Em virtude de restrições do sistema, as “Hipóteses e fórmula de cálculo do valor de resgate” se encontram disponíveis no item 12.9 deste Formulário de Referência
Características dos valores mobiliários de dívida	Quirografária. Em virtude de restrições do sistema, as “Característica dos valores mobiliários de dívida” se encontram disponíveis no item 12.9 deste Formulário de Referência.
Condições para alteração dos direitos assegurados por tais valores mobiliários	Assembleia Geral de Debenturistas especialmente convocada para esse fim, mediante aprovação (a) nas Assembleias Gerais de Debenturistas da Primeira Série ou Assembleias Gerais de Debenturistas da Segunda Série, conforme o caso, por Debenturistas da Primeira Série ou Debenturistas da Segunda Série, conforme o caso, detentores de, no mínimo, 50% das Debêntures da Primeira Série em Circulação ou Debêntures da Segunda Série em Circulação, conforme o caso, em primeira ou segunda convocação; ou em segunda convocação, 50% mais 1 das Debêntures em Circulação presentes, desde que representem, no mínimo, 20%, podendo ainda os quóruns acima ser mais elevados em determinadas situações específicas previstas na Escritura de Emissão.
Outras características relevantes	Remuneração 1ª Série: IPCA + 4,127% 2ª Série: IPCA + 4,50%

12.3 Outros valores mobiliários emitidos no Brasil

Valor mobiliário	Debêntures
Identificação do valor mobiliário	8ª Emissão de Debêntures – 1ª, 2ª, 3ª e 4ª séries
Data de emissão	15/07/2022
Data de vencimento	15/07/2037
Quantidade	2.040.000
Valor nominal global R\$	2.040.000.000,00
Saldo Devedor em Aberto	2.320.064.117,85
Restrição a circulação	Sim
Descrição da restrição	As Debêntures poderão ser negociadas nos mercados regulamentados de valores mobiliários após o seu desembolso conforme disposições legais e regulamentares aplicáveis na época da negociação, incluindo, sem limitação, o disposto na regulamentação aplicável.
Conversibilidade	Não
Possibilidade resgate	Sim
Hipótese e cálculo do valor de resgate	Em virtude de restrições do sistema, as “Hipóteses e fórmula de cálculo do valor de resgate” se encontram disponíveis no item 12.9 deste Formulário de Referência.
Características dos valores mobiliários de dívida	Quirografária. Em virtude de restrições do sistema, as “Característica dos valores mobiliários de dívida” se encontram disponíveis no item 12.9 deste Formulário de Referência.
Condições para alteração dos direitos assegurados por tais valores mobiliários	Assembleia Geral de Debenturistas especialmente convocada para esse fim, observando-se o disposto no Cláusula 10 do Segundo Aditamento à Escritura de Emissão das Debêntures, disponível na CVM, na categoria “Escrituras e Aditamentos de debêntures”.
Outras características relevantes	Remuneração 1ª Série: IPCA + 6,5254% 2ª Série: IPCA + 6,5891% 3ª Série: CDI + 1,70% 4ª Série: CDI + 2,00%
Valor mobiliário	Debêntures
Identificação do valor mobiliário	9ª Emissão de Debêntures – 1ª, 2ª e 3ª séries
Data de emissão	15/09/2022
Data de vencimento	15/09/2042
Quantidade	1.900.000
Valor nominal global R\$	1.900.000.000,00
Saldo Devedor em Aberto	2.243.701.368,45
Restrição a circulação	Sim
Descrição da restrição	As Debêntures poderão ser negociadas nos mercados regulamentados de valores mobiliários depois de decorridos 90 (noventa) dias contados da data de cada subscrição pelo Investidor Profissional, conforme disposições legais e regulamentares aplicáveis na época da negociação, incluindo, sem limitação, o disposto na regulamentação aplicável.
Conversibilidade	Não
Possibilidade resgate	Sim

12.3 Outros valores mobiliários emitidos no Brasil

Hipótese e cálculo do valor de resgate	Em virtude de restrições do sistema, as “Hipóteses e fórmula de cálculo do valor de resgate” se encontram disponíveis no item 12.9 deste Formulário de Referência.
Características dos valores mobiliários de dívida	Quirografária. Em virtude de restrições do sistema, as “Característica dos valores mobiliários de dívida” se encontram disponíveis no item 12.9 deste Formulário de Referência.
Condições para alteração dos direitos assegurados por tais valores mobiliários	Assembleia Geral de Debenturistas especialmente convocada para esse fim, observando-se o disposto na Escritura de Emissão das Debêntures, disponível na CVM, na categoria “Escrituras e Aditamentos de debêntures”.
Outras características relevantes	Remuneração 1ª Série: IPCA +6,90% 2ª Série: IPCA +7,00% 3ª Série: IPCA +7,15%

Valor mobiliário	Debêntures
Identificação do valor mobiliário	11ª Emissão de Debêntures – 2ª e 3ª séries
Data de emissão	15/09/2023
Data de vencimento	15/09/2030
Quantidade	2.081.926
Valor nominal global R\$	2.081.926.000,00
Saldo Devedor em Aberto	2.252.100.842,06
Restrição a circulação	Sim
Descrição da restrição	Observado o disposto no artigo 86, inciso II, da Resolução CVM 160 (i) as Debêntures da Primeira Série e as Debêntures da Segunda Série poderão ser negociadas no mercado secundário (a) entre Investidores Qualificados após decorridos 6 (seis) meses da data de divulgação do Anúncio de Encerramento da Oferta; e (b) entre público investidor em geral após decorrido 1 (um) ano da data de divulgação do Anúncio de Encerramento da Oferta e (ii) as Debêntures da Terceira Série permanecerão sendo negociadas no mercado secundário entre Investidores Qualificados.
Conversibilidade	Não
Possibilidade resgate	Sim
Hipótese e cálculo do valor de resgate	Em virtude de restrições do sistema, as “Hipóteses e fórmula de cálculo do valor de resgate” se encontram disponíveis no item 12.9 deste Formulário de Referência.
Características dos valores mobiliários de dívida	Quirografária. Em virtude de restrições do sistema, as “Característica dos valores mobiliários de dívida” se encontram disponíveis no item 12.9 deste Formulário de Referência.
Condições para alteração dos direitos assegurados por tais valores mobiliários	Assembleia Geral de Debenturistas especialmente convocada para esse fim, observando-se o disposto na Escritura de Emissão das Debêntures, disponível na CVM, na categoria “Escrituras e Aditamentos de debêntures”.
Outras características relevantes	Remuneração 2ª Série: CDI + 2,50% 3ª Série: IPCA + 7,4941%

Valor mobiliário	Debêntures
Identificação do valor mobiliário	10ª Emissão de Debêntures – 1ª, 2ª, 3ª e 4ª séries
Data de emissão	15/04/2024
Data de vencimento	15/04/2039
Quantidade	2.500.000

12.3 Outros valores mobiliários emitidos no Brasil

Valor nominal global R\$	2.500.000.000,00
Saldo Devedor em Aberto	2.661.644.876,76
Restrição a circulação	Sim
Descrição da restrição	As Debêntures poderão ser negociadas nos mercados regulamentados de valores mobiliários podendo ser negociadas no mercado secundário (a) entre Investidores Qualificados após decorridos 3 (três) meses da data de divulgação do Anúncio de Encerramento da Oferta; e (b) entre público investidor em geral após decorridos 6 (seis) meses da data de divulgação do Anúncio de Encerramento da Oferta, conforme disposições legais e regulamentares aplicáveis na época da negociação, incluindo, sem limitação, o disposto na regulamentação aplicável.
Conversibilidade	Não
Possibilidade resgate	Sim
Hipótese e cálculo do valor de resgate	Em virtude de restrições do sistema, as “Hipóteses e fórmula de cálculo do valor de resgate” se encontram disponíveis no item 12.9 deste Formulário de Referência.
Características dos valores mobiliários de dívida	Quirografia. Em virtude de restrições do sistema, as “Característica dos valores mobiliários de dívida” se encontram disponíveis no item 12.9 deste Formulário de Referência.
Condições para alteração dos direitos assegurados por tais valores mobiliários	Assembleia Geral de Debenturistas especialmente convocada para esse fim, observando-se o disposto na Escritura de Emissão das Debêntures, disponível na CVM, na categoria “Escrituras e Aditamentos de debêntures”.
Outras características relevantes	Remuneração 1ª Série: IPCA +6,5643% 2ª Série: IPCA +6,6737% 3ª Série: CDI + 1,0% 4ª Série: CDI + 1,15%

Valor mobiliário	Debêntures
Identificação do valor mobiliário	13ª Emissão de Debêntures - Série Única
Data de emissão	15/12/2024
Data de vencimento	15/12/2029
Quantidade	838.074
Valor nominal global R\$	838.074.000,00
Saldo Devedor em Aberto	843.500.281,92
Restrição a circulação	Sim
Descrição da restrição	As Debêntures poderão ser negociadas no mercado secundário (a) entre Investidores Qualificados (conforme definido na Resolução CVM nº 30, de 11 de maio de 2021, conforme alterada) após decorridos 3 (três) meses da data de divulgação do Anúncio de Encerramento; e (b) entre público investidor em geral após decorridos 6 (seis) meses da data de divulgação do Anúncio de Encerramento.
Conversibilidade	Não
Possibilidade resgate	Sim
Hipótese e cálculo do valor de resgate	Em virtude de restrições do sistema, as “Hipóteses e fórmula de cálculo do valor de resgate” se encontram disponíveis no item 12.9 deste Formulário de Referência
Características dos valores mobiliários de dívida	Em virtude de restrições do sistema, as “Característica dos valores mobiliários de dívida” se encontram disponíveis no item 12.9 deste Formulário de Referência

12.3 Outros valores mobiliários emitidos no Brasil

Condições para alteração dos direitos assegurados por tais valores mobiliários	Assembleia Geral de Debenturistas especialmente convocada para esse fim, observando-se o disposto na Escritura de Emissão das Debêntures, disponível na CVM, na categoria “Escrituras e Aditamentos de debêntures”.
Outras características relevantes	O índice financeiro a ser cumprido pela Companhia durante a vigência da 13a emissão de debêntures, se refere ao quociente da divisão da Dívida Líquida pelo EBITDA que deverá ser igual ou inferior a 4,5 (quatro inteiros e cinco décimos), a ser acompanhado trimestralmente pelo Agente Fiduciário com base nas informações financeiras trimestrais consolidadas ou demonstrações financeiras consolidadas, revisadas ou auditadas, conforme o caso, pelos auditores independentes da Emissora (“Índice Financeiro”), devendo a primeira apuração ocorrer com base nas demonstrações financeiras consolidadas auditadas pelos auditores independentes da Emissora relativas a 31 de dezembro de 2024.
	Remuneração CDI + 0,90%
Valor mobiliário	Debêntures
Identificação do valor mobiliário	14ª Emissão de Debêntures Simples - 1ª e 2ª Séries
Data de emissão	15/01/2026
Data de vencimento	15/01/2041
Quantidade	2.400.000
Valor nominal global R\$	2.400.000.000,00
Saldo Devedor em Aberto	2.449.074.387,44
Restrição a circulação	Sim
Descrição da restrição	As Debêntures poderão ser negociadas no mercado secundário (a) entre Investidores Qualificados após decorridos 3 (três) meses da data de divulgação do Anúncio de Encerramento da Oferta; e (b) entre público investidor em geral após decorridos 6 (seis) meses da data de divulgação do Anúncio de Encerramento da Oferta.
Conversibilidade	Não
Possibilidade resgate	Sim
Hipótese e cálculo do valor de resgate	Em virtude de restrições do sistema, as “Hipóteses e fórmula de cálculo do valor de resgate” se encontram disponíveis no item 12.9 deste Formulário de Referência.
Características dos valores mobiliários de dívida	Quirografária. Em virtude de restrições do sistema, as “Característica dos valores mobiliários de dívida” se encontram disponíveis no item 12.9 deste Formulário de Referência.
Condições para alteração dos direitos assegurados por tais valores mobiliários	Assembleia Geral de Debenturistas especialmente convocada para esse fim, observando-se o disposto na Escritura de Emissão das Debêntures, disponível na CVM, na categoria “Escrituras e Aditamentos de debêntures”.
Outras características relevantes	O índice financeiro a ser cumprido pela Companhia durante a vigência da 14ª Emissão de Debêntures se refere ao quociente da divisão da Dívida Líquida pelo EBITDA, que deverá ser igual ou inferior a 4,5 (quatro inteiros e cinco décimos), a ser acompanhado trimestralmente pelo Agente Fiduciário com base nas informações financeiras trimestrais consolidadas ou demonstrações financeiras consolidadas, revisadas ou auditadas, conforme o caso, pelos auditores independentes da Emissora (“Índice Financeiro”), devendo a primeira apuração ocorrer com base nas demonstrações financeiras consolidadas auditadas pelos auditores independentes da Emissora relativas a 31 de dezembro de 2025.
	Remuneração 1ª Série: IPCA + 6,7078% 2ª Série: IPCA + 6,6709%

12.3 Outros valores mobiliários emitidos no Brasil

Valor mobiliário	Nota Comercial
Identificação do valor mobiliário	3ª Emissão de Notas Comerciais da Eneva
Data de emissão	16/12/2024
Data de vencimento	15/12/2042
Quantidade	300.000
Valor nominal global R\$	300.000.000,00
Saldo Devedor em Aberto	276.157.483,36
Restrição a circulação	Sim
Descrição da restrição	A emissão e a colocação privada das Notas Comerciais serão realizadas nos termos da Lei 14.195 e das demais disposições legais e regulamentares aplicáveis, sem qualquer esforço público de venda e/ou distribuição perante investidores e o mercado em geral por instituição integrante do sistema de distribuição de valores mobiliários, não estando, portanto, sujeitas ao registro de distribuição perante a CVM nos termos da legislação aplicável.
Conversibilidade	Não
Possibilidade resgate	Sim
Hipótese e cálculo do valor de resgate	Emissora poderá, a qualquer tempo e a seu exclusivo critério, independentemente da anuência dos Titulares de Notas Comerciais Escriturais, desde que a Emissora esteja adimplente com suas obrigações nos termos deste Termo de Emissão, realizar o resgate antecipado total ou parcial das Notas Comerciais Escriturais ("Resgate Antecipado Facultativo"), mediante o pagamento do Valor Nominal Unitário das Notas Comerciais Escriturais, acrescido: (a) da Remuneração, calculada pro rata temporis, desde a Primeira Data de Integralização (inclusive), até a data do efetivo resgate (exclusive); (b) dos Encargos Moratórios, se houver; e (c) de quaisquer obrigações pecuniárias e outros acréscimos referentes às Notas Comerciais Escriturais, sem incidência de prêmio de qualquer natureza ("Valor de Resgate Antecipado Facultativo").
Características dos valores mobiliários de dívida	Notas Comerciais Escriturais. Em virtude de restrições do sistema, as "Característica dos valores mobiliários de dívida" se encontram disponíveis no item 12.9 deste Formulário de Referência.
Condições para alteração dos direitos assegurados por tais valores mobiliários	Exceto pelos dispositivos do Termo de Emissão que estipulam quóruns específicos, as decisões nas Assembleias Gerais de Titulares de Notas Comerciais Escriturais serão tomadas por titulares de Notas Comerciais Escriturais titulares, em primeira convocação, de 2/3 (dois terços) das Notas Comerciais Escriturais em Circulação, ou, em segunda convocação, titulares de 50% (cinquenta por cento) mais uma das Notas Comerciais Escriturais em Circulação presentes. A modificação relativa às características das Notas Comerciais Escriturais que implique alteração de qualquer das seguintes matérias somente poderá ser aprovada pela Assembleia Geral de Titulares de Notas Comerciais Escriturais mediante deliberação favorável de titulares de Notas Comerciais Escriturais representando, no mínimo, 75% (setenta e cinco por cento) das Notas Comerciais Escriturais em Circulação, seja em primeira ou segunda convocação: (i) Remuneração; (ii) Datas de Pagamento da Remuneração ou quaisquer valores previstos neste Termo de Emissão, incluindo condições de amortização e resgate; (iii) Data de Vencimento ou prazo de vigência das Notas Comerciais Escriturais; (iv) valores, montantes e data de amortização do principal das Notas Comerciais Escriturais; (v) criação de evento de repactuação; (vi) redação ou exclusão de quaisquer dos Eventos de Vencimento Antecipado; (vii) alteração dos quóruns de deliberação previstos neste Termo de Emissão; e (viii) disposições desta Cláusula.
Outras características relevantes	Remuneração IPCA + 8,52%

12.4 Número de titulares de valores mobiliários

Valor Mobiliário	Pessoas Físicas	Pessoas Jurídicas	Investidores Institucionais
Debêntures	68008	435	1269

12.5 Mercados de negociação no Brasil

12.5. MERCADOS DE NEGOCIAÇÃO NO BRASIL

Os valores mobiliários da Companhia são negociados no segmento de governança corporativa do Novo Mercado da B3 S.A. – Brasil, Bolsa, Balcão (“B3”), sendo suas ações ordinárias negociadas sob o código ENEV3.

As Debêntures foram depositadas para distribuição no mercado primário por meio do (a) MDA – Módulo de Distribuição de Ativos, administrado e operacionalizado pela B3 – Segmento CETIP UTVM, sendo a distribuição das Debêntures liquidada financeiramente por meio da B3; e (b) negociação no mercado secundário por meio do CETIP21 – Títulos e Valores Mobiliários, administrado e operacionalizado pela B3, sendo as negociações das Debêntures liquidadas financeiramente por meio da B3 e as Debêntures custodiadas eletronicamente na B3.

12.6 Negociação em mercados estrangeiros

Justificativa para o não preenchimento do quadro:

Não aplicável, uma vez que a Companhia não possui títulos negociados no exterior.

12.7 Títulos emitidos no exterior

Justificativa para o não preenchimento do quadro:

Não aplicável, uma vez que a Companhia não possui títulos negociados no exterior.

12.8 Destinação de recursos de ofertas públicas

12.8. DESTINAÇÃO DE RECURSOS DE OFERTAS PÚBLICAS

(a) como os recursos resultantes da oferta foram utilizados

2025

Não aplicável.

2024

13ª Emissão de Debêntures

Em 15 de dezembro de 2024 foi realizada a 13ª emissão de debêntures não conversíveis em ações, da espécie quirografária, em série única. A totalidade dos recursos líquidos obtidos pela Companhia por meio da colocação das debêntures, serão utilizados para: (i) pagamento dos valores incorridos pela Emissora para a realização da oferta de resgate antecipado facultativo total ou parcial das debêntures da 2ª (segunda) série da 11ª (décima primeira) emissão de debêntures da Emissora; e (ii) o valor remanescente, caso haja, após o pagamento mencionado no item (i) acima, será destinado para reforço de caixa da Emissora.

Oferta Pública de Distribuição de Ações

Em outubro de 2024, foi realizada oferta pública de distribuição primária de ações ordinárias de emissão da Companhia, cujos recursos líquidos se destinam a (i) acelerar a implementação do plano de negócios da Companhia e sua estratégia de longo prazo em seus segmentos de atuação, incluindo, mas não se limitando, à estruturação de projetos *greenfield* e *brownfield* em leilões de geração de energia, investimentos em exploração e produção (E&P), acelerando as campanhas exploratórias nas bacias do Parnaíba e do Amazonas e o desenvolvimento da bacia do Paraná, investimentos no mercado de gás não conectado à malha (off-grid), com a oferta de soluções para clientes industriais e para o mercado de transporte rodoviário, e a realização de operações de M&A (*mergers & acquisitions*), notadamente a aquisição de ações ordinárias representativas de 50% do capital social da Geradora de Energia do Maranhão S.A. e a aquisição de ações ordinárias representativas da totalidade das ações s Linhares Brasil Energia Participações S.A., nos termos dos contratos de compra e venda de ações celebrados com a TG Pactual Holding Participações S.A. e o BTG Pactual Infraestrutura Dividendos Fundo de Investimento em Participações em Infraestrutura; e (ii) otimizar a sua estrutura de capital, fortalecendo o balanço da Companhia e reduzindo sua alavancagem.

10ª Emissão de Debêntures

Em 13 de abril de 2024 foi realizada a 10ª emissão de debêntures não conversíveis em ações, da espécie quirografária em quatro séries. A totalidade dos recursos líquidos obtidos pela Companhia por meio da colocação das debêntures, serão utilizados para: (i) o reembolso de gastos e despesas pela capitalização de subsidiárias do Projeto Futura; (ii) o reembolso de gastos e despesas, custeio de gastos e despesas relacionados a investimentos no Projeto de Desenvolvimento do Complexo Azulão (Exploração e Produção), e (iii) para otimização da estrutura de capital da Companhia, incluindo alongamento de dívidas (*liability management*).

2023

11ª Emissão de Debêntures

Em setembro de 2023, a Eneva realizou sua 11ª emissão de debêntures (sucendendo a 2ª Emissão da Celse após sua incorporação) não conversíveis em ações, da espécie quirografária, em três séries. A totalidade dos recursos líquidos obtidos pela Companhia por meio da colocação das debêntures, serão utilizados para: (i) a recompra mandatária integral da primeira emissão de debêntures simples, não conversíveis em ações, da espécie com garantia real, em série única, para distribuição pública com esforços restritos de distribuição, da CELSE - Centrais Elétricas de Sergipe S.A; (ii) reembolso dos gastos, despesas e/ou pré-pagamento integral dos *Loan Agreements*, os quais são relacionadas à exploração de Projeto.

12.8 Destinação de recursos de ofertas públicas

(b) se houve desvios relevantes entre a aplicação efetiva dos recursos e as propostas de aplicação divulgadas nos prospectos da respectiva distribuição

Não aplicável, tendo em vista que não houve desvios entre a aplicação efetiva dos recursos e as propostas de aplicação divulgadas nos documentos das referidas distribuições.

(c) caso tenha havido desvios, as razões para tais desvios

Não aplicável, tendo em vista não ter havido desvios, conforme acima indicado.

12.9 Outras informações relevantes

12.9. OUTRAS INFORMAÇÕES RELEVANTES

Informações adicionais acerca do item 12.3 deste Formulário de Referência.

Em razão de restrições do sistema, seguem informações completas sobre as emissões de Debêntures da Companhia. Para este item 12.9, a Companhia será doravante denominada de “Emissora” para fins das descrições detalhadas dos termos e condições relativos aos instrumentos abaixo.

2ª (SEGUNDA) EMISSÃO DE DEBÊNTURES SIMPLES, NÃO CONVERSÍVEIS EM AÇÕES, DA ESPÉCIE QUIROGRAFÁRIA, EM ATÉ TRÊS SÉRIES, DA ENEVA S.A.

(a) Possibilidade de resgate, indicando: (i) hipóteses de resgate; e (ii) fórmula de cálculo do valor de resgate

As Debêntures da 3ª Série não estão sujeitas à amortização extraordinária facultativa ou ao resgate antecipado facultativo, total ou parcial.

(b) Quando os valores mobiliários forem de dívida, indicar, quando aplicável: (i) vencimento, inclusive as condições de vencimento antecipado

Vencimento:

2ª Série: 15/05/2027

3ª Série: 15/05/2029

Dentre os eventos de vencimento antecipado automático, incluem-se: (i) a cisão, fusão, incorporação ou incorporação de ações envolvendo a Emissora e/ou suas Controladas Relevantes (conforme definido na escritura de emissão), exceto se: (a) tratar-se de incorporação, pela Emissora (de modo que a Emissora seja a incorporadora), de qualquer das suas controladas; (b) a operação for realizada exclusivamente entre controladas ou entre estas e a Emissora (desde que não envolva a cisão, fusão ou incorporação da Emissora); (c) a operação tiver sido previamente aprovada por Debenturistas, na forma prevista na Escritura de Emissão; (d) exclusivamente no caso de fusão ou incorporação da Emissora, se tiver sido assegurado aos Debenturistas que o desejarem, durante o prazo mínimo de 6 (seis) meses contados da data de publicação das atas dos atos societários relativos à operação, o resgate das Debêntures da Primeira Série e/ou das Debêntures da Segunda Série e/ou a aquisição das Debêntures da Terceira Série, conforme o caso, de que forem titulares, mediante o pagamento do Valor Nominal Unitário (ou saldo do Valor Nominal Unitário) ou Valor Nominal Atualizado, conforme o caso, acrescido da Remuneração aplicável a cada série, calculada pro rata tempo, desde a Primeira Data de Integralização da respectiva série ou a data de pagamento da Remuneração da respectiva série imediatamente anterior, conforme o caso, até a data do efetivo pagamento, desde que, no que se refere às Debêntures da Terceira Série, observadas as restrições previstas na Lei 12.431; (e) exclusivamente no caso de cisão, a entidade resultante da parcela cindida deverá (i) ser controlada pela Emissora ou por qualquer de suas controladas; e (ii) prestar fiança, de forma irrevogável e irretratável, aos Debenturistas em garantia das obrigações da Emissora contraídas nos termos da Escritura de Emissão. Caso contrário, deverá ser assegurado aos Debenturistas que o desejarem, durante o prazo mínimo de 6 (seis) meses contados da data de publicação das atas dos atos societários relativos à operação, o resgate das Debêntures da Primeira Série e/ou das Debêntures da Segunda Série e/ou a aquisição das Debêntures da Terceira Série, conforme o caso, de que forem titulares, mediante o pagamento do Valor Nominal Unitário (ou saldo do Valor Nominal Unitário) ou Valor Nominal Atualizado, conforme o caso, acrescido da Remuneração aplicável a cada série, calculada *pro rata temporis*, desde a Primeira Data de Integralização da respectiva série ou a data de pagamento da Remuneração da respectiva série imediatamente anterior, conforme o caso, até a data do efetivo pagamento, desde que, no que se refere às Debêntures da Terceira Série; (f) sem prejuízo da obrigação adicional conforme disposto na Cláusula 6.27 da Escritura de Emissão, a operação for realizada no contexto exclusivo para alienação, direta ou indireta, a qualquer terceiro(s), de ativos relacionados à

12.9 Outras informações relevantes

atividade de geração de energia elétrica à carvão, observadas as restrições previstas na alínea (e) acima até a data em que a Emissora receber o preço correspondente à alienação de tais ativos.

Dentre as hipóteses de Vencimento Antecipado Não Automático (conforme definidas na Escritura de Emissão), incluem-se, dentre outras:

- cessão, promessa de cessão ou qualquer forma de transferência ou promessa de transferência a terceiros, pela Emissora, no todo ou em parte, de qualquer obrigação relacionada às Debêntures, exceto se aprovado pelos Debenturistas, em Assembleia Geral, conforme o quórum previsto na Escritura de Emissão;
- realização, caso a Emissora esteja em mora com relação ao pagamento de qualquer obrigação pecuniária relativa às Debêntures ou tenha ocorrido e esteja vigente qualquer Evento de Vencimento Antecipado, do resgate, recompra, amortização ou bonificação de ações, pagamento de dividendos, juros sobre capital próprio ou qualquer outra participação no lucro prevista no estatuto social vigente da Emissora, que não tenha sido declarada até a data de celebração da Escritura de Emissão, ressalvado o pagamento do dividendo mínimo obrigatório previsto no artigo 202 da Lei das Sociedades por Ações;
- aquisição do controle acionário da Emissora nos termos previstos no artigo 37, §1º, do Regulamento do Novo Mercado, exceto se for assegurado aos Debenturistas que o desejarem, durante o prazo mínimo de 6 (seis) meses contados da data de publicação das atas dos atos societários relativos à operação, o resgate ou a aquisição das Debêntures de que forem titulares, mediante o pagamento do Valor Nominal Atualizado, acrescido da Remuneração, calculada *pro rata temporis* desde a Primeira Data de Integralização ou a data de pagamento da Remuneração imediatamente anterior, conforme o caso, até a data do efetivo pagamento, desde que, sejam observadas as restrições previstas na Lei 12.431; e
- se a Emissora e/ou qualquer de suas controladas alienar, direta ou indiretamente, total ou parcialmente, quaisquer bens de seu ativo, que representem, em uma operação ou em um conjunto de operações, mais de 20% (vinte por cento) dos ativos totais consolidados da Emissora, apurado com base na demonstração financeira auditada consolidada mais recente da Emissora à época do evento, exceto quando se tratar de alienação, direta ou indireta, a qualquer terceiro(s), de ativos relacionados à atividade de geração de energia elétrica à carvão, desde que seja observada a obrigação adicional, conforme disposto na Escritura de Emissão.

(i) Quando os valores mobiliários forem de dívida, indicar, quando aplicável (...), (v) eventuais restrições impostas ao emissor em relação:

À distribuição de dividendos;

À alienação de determinados ativos;

À contratação de novas dívidas;

À emissão de novos valores mobiliários; e

À realização de operações societárias envolvendo o emissor, seus controladores ou controladas.

Além dos casos descritos acima que envolvem restrições quanto: (i) à distribuição de dividendos; (ii) à alienação de determinados ativos; e (iii) à realização de operações societárias envolvendo a Emissora e controladas, não há outras restrições impostas à Emissora com relação: (i) à contratação de novas dívidas; e (ii) à emissão de novos valores mobiliários.

3ª (TERCEIRA) EMISSÃO DE DEBÊNTURES SIMPLES, NÃO CONVERSÍVEIS EM AÇÕES, DA ESPÉCIE QUIROGRAFÁRIA, EM SÉRIE ÚNICA, DA ENEVA S.A.

(a) Possibilidade de resgate, indicando: (i) hipóteses de resgate; e (ii) fórmula de cálculo do valor de resgate

12.9 Outras informações relevantes

Nos termos do artigo 1º, § 1º, inciso II, da Lei nº 12.431, e da Resolução n.º 4.751 do Conselho Monetário nacional ("CMN"), de 26 de setembro de 2019 ("Resolução CMN 4.751"), após o prazo médio ponderado dos pagamentos transcorridos entre a Data de Emissão e a data do efetivo resgate antecipado facultativo superar 4 (quatro) anos, caso durante a vigência da presente Emissão e até a Data de Vencimento ocorra a perda do benefício tributário previsto na Lei 12.431 em virtude de lei ou ato de entidade competente e/ou seja editada lei determinando a incidência de imposto sobre a renda retido na fonte sobre a Remuneração devida aos Debenturistas em alíquotas superiores àquelas em vigor na época da Data de Emissão, a Emissora estará autorizada, mas não obrigada, desde que permitido pelas regras expedidas pelo CMN e pela legislação e regulamentação aplicáveis, independentemente de qualquer procedimento ou aprovação, a realizar o resgate antecipado da totalidade das Debêntures, com o consequente cancelamento de tais Debêntures, observado o disposto na Escritura de Emissão ("Resgate Antecipado 12.431").

O valor a ser pago pela Emissora em relação a cada uma das Debêntures no âmbito do Resgate Antecipado Facultativo 12.431 será equivalente ao valor indicado no item (i) ou no item (ii) abaixo, dos dois o maior:

- Valor Nominal Atualizado acrescido: (a) da Remuneração, calculada, *pro rata temporis*, desde a Primeira Data de Integralização ou a Data de Pagamento de Remuneração, imediatamente anterior, conforme o caso, até a data do efetivo resgate (exclusive); (b) dos Encargos Moratórios, se houver; e (c) de quaisquer obrigações pecuniárias e outros acréscimos referentes às Debêntures; ou
- Valor presente das parcelas remanescentes de pagamento de amortização do Valor Nominal Atualizado e da Remuneração, utilizando como taxa de desconto a taxa interna de retorno do Tesouro IPCA + com Juros Semestrais (NTN-B), com vencimento mais próximo ao prazo médio remanescente das Debêntures, calculado conforme fórmula descrita na Escritura de Emissão, e somado aos Encargos Moratórios, se houver, a quaisquer obrigações pecuniárias e a outros acréscimos referentes às Debêntures.

Oferta de Resgate Antecipado

Nos termos do artigo 1º, § 1º, inciso II, da Lei 12.431, na forma regulamentada pelo CMN, após o prazo médio ponderado dos pagamentos transcorridos entre a Data de Emissão e a data do efetivo resgate antecipado facultativo superar 4 (quatro) anos e observada a Resolução CMN 4.751, a Emissora poderá, a seu exclusivo critério, conforme o caso, a qualquer tempo, em uma ou mais vezes, realizar oferta de resgate antecipado total das Debêntures, endereçada a todos os Debenturistas, sem distinção, assegurando a todos os Debenturistas igualdade de condições para aceitar ou não o resgate das Debêntures de que forem titulares, da forma descrita na Escritura de Emissão ("Oferta de Resgate Antecipado").

O valor a ser pago aos Debenturistas no âmbito da Oferta de Resgate Antecipado será equivalente ao Valor Nominal Atualizado das Debêntures objeto de resgate, acrescido da Remuneração, calculada *pro rata temporis*, a partir da Primeira Data de Integralização das Debêntures ou da Data de Pagamento da Remuneração imediatamente anterior, conforme o caso, até a data do seu efetivo pagamento, e de eventual prêmio que tenha sido oferecido pela Emissora.

(b) Quando os valores mobiliários forem de dívida, indicar, quando aplicável, (i) vencimento, inclusive as condições de vencimento antecipado

Vencimento: 15/12/2027

Principais Eventos de Vencimento Antecipado Automático

Dentre os principais eventos de Vencimento Antecipado Automático das Debêntures, conforme definido na Escritura de Emissão, encontra-se, dentre outras, a cisão, fusão, incorporação ou incorporação de ações envolvendo a Emissora e/ou suas Controladas Relevantes, exceto se: (a) tratar-se de incorporação, pela Emissora (de modo que a Emissora seja a incorporadora), de qualquer das suas controladas; (b) a operação for realizada exclusivamente entre controladas ou entre estas e a Emissora (desde que não envolva a cisão, fusão ou incorporação da Emissora); (c) a operação tiver sido previamente aprovada por Debenturistas, na forma prevista na Escritura de Emissão; (d) exclusivamente no caso de fusão, incorporação ou cisão da Emissora, observados os

12.9 Outras informações relevantes

termos do artigo 231 da Lei das S.A., ou seja, (i) a fusão, incorporação ou cisão da Emissora seja submetida à aprovação em assembleia geral de debenturistas considerado o quórum previsto na Escritura de Emissão para tal, ou, alternativamente ao item (i), desde que permitido pela Lei 12.431 e demais regulamentações aplicáveis, a critério da Companhia, (ii) seja assegurado aos Debenturistas que o desejarem, durante o prazo mínimo de 6 (seis) meses contados da data de publicação das atas dos atos societários relativos à fusão, incorporação ou cisão da Emissora, o resgate ou a aquisição das Debêntures de que forem titulares, mediante o pagamento do Valor Nominal Atualizado, conforme o caso, acrescido da Remuneração, calculada *pro rata temporis* desde a Primeira Data de Integralização ou a data de pagamento da Remuneração imediatamente anterior, conforme o caso, até a data do efetivo pagamento.

Principais Eventos de Vencimento Antecipado Não Automático

Dentre os principais eventos que envolvem o Vencimento Antecipado Não Automático (conforme definido na Escritura de Emissão), encontram-se, dentre outras:

- realização, caso a Emissora esteja em mora com relação ao pagamento de qualquer obrigação pecuniária relativa às Debêntures ou tenha ocorrido e esteja vigente qualquer Evento de Vencimento Antecipado, do resgate, recompra, amortização ou bonificação de ações, pagamento de dividendos, juros sobre capital próprio ou qualquer outra participação no lucro prevista no estatuto social vigente da Emissora, que não tenha sido declarada até a data de celebração da Escritura de Emissão, ressalvado o pagamento do dividendo mínimo obrigatório previsto no artigo 202 da Lei das S.A.;
- aquisição do controle acionário da Emissora nos termos previstos no artigo 37, §1º, do Regulamento do Novo Mercado, exceto se for assegurado aos Debenturistas que o desejarem, durante o prazo mínimo de 6 (seis) meses contados da data de publicação das atas dos atos societários relativos à operação, o resgate ou a aquisição das Debêntures de que forem titulares, mediante o pagamento do Valor Nominal Atualizado, acrescido da Remuneração, calculada *pro rata temporis* desde a Primeira Data de Integralização ou a data de pagamento da Remuneração imediatamente anterior, conforme o caso, até a data do efetivo pagamento, desde que, sejam observadas as restrições previstas na Lei 12.431; e
- se a Emissora e/ou qualquer de suas controladas alienar, direta ou indiretamente, total ou parcialmente, quaisquer bens de seu ativo, que representem, em uma operação ou em um conjunto de operações, mais de 20% (vinte por cento) dos ativos totais consolidados da Emissora, apurado com base na demonstração financeira auditada consolidada mais recente da Emissora à época do evento, exceto quando se tratar de alienação, direta ou indireta, a qualquer terceiro(s), de ativos relacionados à atividade de geração de energia elétrica à carvão.

(i) Quando os valores mobiliários forem de dívida, indicar, quando aplicável (...), (v) eventuais restrições impostas ao emissor em relação:

À distribuição de dividendos;

À alienação de determinados ativos;

À contratação de novas dívidas;

À emissão de novos valores mobiliários; e

À realização de operações societárias envolvendo o emissor, seus controladores ou controladas.

Fora os casos descritos acima que envolvem restrições quanto: (i) à distribuição de dividendos; (ii) à alienação de determinados ativos; e (iii) à realização de operações societárias envolvendo a Emissora e controladas, não há outras restrições impostas à Emissora com relação: (i) à contratação de novas dívidas; e (ii) à emissão de novos valores mobiliários.

5ª (QUINTA) EMISSÃO DE DEBÊNTURES SIMPLES, NÃO CONVERSÍVEIS EM AÇÕES, DA ESPÉCIE QUIROGRAFÁRIA, EM SÉRIE ÚNICA, DA ENEVA S.A.

12.9 Outras informações relevantes

(a) Possibilidade de resgate, indicando: (i) hipóteses de resgate; e (ii) fórmula de cálculo do valor de resgate

Nos termos do artigo 1º, § 1º, inciso II, da Lei nº 12.431, e da Resolução nº 4.751 do Conselho Monetário nacional ("CMN"), de 26 de setembro de 2019 ("Resolução CMN 4.751"), após o prazo médio ponderado dos pagamentos transcorridos entre a Data de Emissão e a data do efetivo resgate antecipado facultativo superar 4 (quatro) anos, caso durante a vigência da Emissão e até a Data de Vencimento ocorra a perda do benefício tributário previsto na Lei nº 12.431 em virtude de lei ou ato de entidade competente e/ou seja editada lei determinando a incidência de imposto sobre a renda retido na fonte sobre a Remuneração devida aos Debenturistas em alíquotas superiores àquelas em vigor na época da Data da Emissão, a Emissora estará autorizada, mas não obrigada, desde que permitido pelas regras expedidas pelo CMN e pela legislação e regulamentação aplicáveis, independentemente de qualquer procedimento ou aprovação, a realizar o resgate antecipado da totalidade das Debêntures, com o consequente cancelamento de tais Debêntures, observado o disposto na Escritura de Emissão ("Resgate Antecipado 12.431").

O valor a ser pago pela Emissora em relação a cada uma das Debêntures no âmbito do Resgate Antecipado Facultativo 12.431 será equivalente ao valor indicado no item (i) ou no item (ii) abaixo, dos dois o maior:

- Valor Nominal Atualizado acrescido: (a) da Remuneração, calculada, *pro rata temporis*, desde a Primeira Data de Integralização ou a Data de Pagamento de Remuneração, imediatamente anterior, conforme o caso, até a data do efetivo resgate (exclusive); (b) dos Encargos Moratórios, se houver; e (c) de quaisquer obrigações pecuniárias e outros acréscimos referentes às Debêntures; ou
- Valor presente das parcelas remanescentes de pagamento de amortização do Valor Nominal Atualizado e da Remuneração, utilizando como taxa de desconto a taxa interna de retorno do Tesouro IPCA + com Juros Semestrais (NTN-B), com vencimento mais próximo ao prazo médio remanescente das Debêntures, calculado conforme fórmula descrita na Escritura de Emissão, e somado aos Encargos Moratórios, se houver, a quaisquer obrigações pecuniárias e a outros acréscimos referentes às Debêntures.

Oferta de Resgate Antecipado

Nos termos do artigo 1º, § 1º, inciso II, da Lei nº 12.431, na forma regulamentada pelo CMN, após o prazo médio ponderado dos pagamentos transcorridos entre a Data de Emissão e a data do efetivo resgate antecipado facultativo superar 4 (quatro) anos e observada a Resolução CMN 4.751, a Emissora poderá, a seu exclusivo critério, conforme o caso, a qualquer tempo, em uma ou mais vezes, realizar oferta de resgate antecipado total das Debêntures, endereçada a todos os Debenturistas, sem distinção, assegurando a todos os Debenturistas igualdade de condições para aceitar ou não o resgate das Debêntures de que forem titulares, da forma descrita na Escritura de Emissão ("Oferta de Resgate Antecipado").

O valor a ser pago aos Debenturistas no âmbito da Oferta de Resgate Antecipado será equivalente ao Valor Nominal Atualizado das Debêntures objeto de resgate, acrescido da Remuneração, calculada *pro rata temporis*, a partir da Primeira Data de Integralização das Debêntures ou da Data de Pagamento da Remuneração imediatamente anterior, conforme o caso, até a data do seu efetivo pagamento, e de eventual prêmio que tenha sido oferecido pela Emissora.

(b) Quando os valores mobiliários forem de dívida, indicar, quando aplicável, (i) vencimento, inclusive as condições de vencimento antecipado

Vencimento: 15/06/2030.

Principais Eventos de Vencimento Antecipado Automático:

Dentre as hipóteses de Eventos de Vencimento Antecipado Automático previstas na Escritura de Emissão, encontra-se, dentre outras, a cisão, fusão, incorporação ou incorporação de ações envolvendo a Emissora e/ou suas Controladas Relevantes, exceto se: (a) tratar-se de incorporação, pela Emissora (de modo que a Emissora seja a incorporadora), de qualquer das suas controladas; (b) a operação for realizada exclusivamente entre

12.9 Outras informações relevantes

controladas ou entre estas e a Emissora (desde que não envolva a cisão, fusão ou incorporação da Emissora); (c) a operação tiver sido previamente aprovada por Debenturistas, na forma prevista na Escritura de Emissão; (d) exclusivamente no caso de fusão, incorporação ou cisão da Emissora, observados os termos do artigo 231 da Lei das S.A., ou seja, (i) a fusão, incorporação ou cisão da Emissora seja submetida à aprovação em assembleia geral de debenturistas considerado o quórum previsto na Escritura de Emissão para tal, ou, alternativamente ao item (i), desde que permitido pela Lei 12.431 e demais regulamentações aplicáveis, a critério da Companhia, (ii) seja assegurado aos Debenturistas que o desejarem, durante o prazo mínimo de 6 (seis) meses contados da data de publicação das atas dos atos societários relativos à fusão, incorporação ou cisão da Emissora, o resgate ou a aquisição das Debêntures de que forem titulares, mediante o pagamento do Valor Nominal Atualizado, conforme o caso, acrescido da Remuneração, calculada *pro rata temporis* desde a Primeira Data de Integralização ou a data de pagamento da Remuneração imediatamente anterior, conforme o caso, até a data do efetivo pagamento;

Principais Eventos de Vencimento Antecipado Não Automático:

Dentre as hipóteses de Eventos de Vencimento Antecipado Não Automático previstas na Escritura de Emissão, encontram-se, dentre outras:

- a realização, caso a Emissora esteja em mora com relação ao pagamento de qualquer obrigação pecuniária relativa às Debêntures ou tenha ocorrido e esteja vigente qualquer Evento de Vencimento Antecipado, do resgate, recompra, amortização ou bonificação de ações, pagamento de dividendos, juros sobre capital próprio ou qualquer outra participação no lucro prevista no estatuto social vigente da Emissora, que não tenha sido declarada até a data de celebração da Escritura de Emissão, ressalvado o pagamento do dividendo mínimo obrigatório previsto no artigo 202 da Lei das S.A.;
- a aquisição do controle acionário da Emissora nos termos previstos no artigo 37, § 1º, do Regulamento do Novo Mercado, exceto se for assegurado aos Debenturistas que o desejarem, durante o prazo mínimo de 6 (seis) meses contados da data de publicação das atas dos atos societários relativos à operação, o resgate ou a aquisição das Debêntures de que forem titulares, mediante o pagamento do Valor Nominal Atualizado, acrescido da Remuneração, calculada *pro rata temporis* desde a Primeira Data de Integralização ou a data de pagamento da Remuneração imediatamente anterior, conforme o caso, até a data do efetivo pagamento, desde que, sejam observadas as restrições previstas na Lei 12.431; e
- se a Emissora e/ou qualquer de suas controladas alienar, direta ou indiretamente, total ou parcialmente, quaisquer bens de seu ativo, que representem, em uma operação ou em um conjunto de operações, mais de 20% dos ativos totais consolidados da Emissora, apurado com base na demonstração financeira auditada consolidada mais recente da Emissora à época do evento, exceto quando se tratar de alienação, direta ou indireta, a qualquer terceiro(s), de ativos relacionados à atividade de geração de energia elétrica à carvão.

(i) Quando os valores mobiliários forem de dívida, indicar, quando aplicável (...), (v) eventuais restrições impostas ao emissor em relação:

À distribuição de dividendos.

À alienação de determinados ativos;

À contratação de novas dívidas;

À emissão de novos valores mobiliários;

À realização de operações societárias envolvendo o emissor, seus controladores ou controladas.

Fora os casos descritos acima que envolvem restrições quanto: (i) à distribuição de dividendos; (ii) à alienação de determinados ativos; e (iii) à realização de operações societárias envolvendo a Emissora e controladas, não há outras restrições impostas à Emissora com relação: (i) à contratação de novas dívidas; e (ii) à emissão de novos valores mobiliários.

12.9 Outras informações relevantes

6ª (SEXTA) EMISSÃO DE DEBÊNTURES SIMPLES, NÃO CONVERSÍVEIS EM AÇÕES, DA ESPÉCIE QUIROGRAFÁRIA, EM ATÉ DUAS SÉRIES, DA ENEVA S.A.

(a) Possibilidade de resgate, indicando: (i) hipóteses de resgate; e (ii) fórmula de cálculo do valor de resgate

Nos termos do artigo 1º, § 1º, inciso II, da Lei 12.431, e da Resolução nº 4.751 do Conselho Monetário nacional ("CMN"), de 26 de setembro de 2019 ("Resolução CMN 4.751"), após o prazo médio ponderado dos pagamentos transcorridos entre a Data de Emissão e a data do efetivo resgate antecipado facultativo superar 4 (quatro) anos, caso durante a vigência da Emissão e até a Data de Vencimento ocorra a perda do benefício tributário previsto na Lei 12.431 em virtude de lei ou ato de entidade competente e/ou seja editada lei determinando a incidência de imposto sobre a renda retido na fonte sobre a Remuneração devida aos Debenturistas em alíquotas superiores àquelas em vigor na época da Data da Emissão, a emissora estará autorizada, mas não obrigada, desde que permitido pelas regras expedidas pelo CMN e pela legislação e regulamentação aplicáveis, independentemente de qualquer procedimento ou aprovação, a realizar o resgate antecipado da totalidade das Debêntures, com o consequente cancelamento de tais Debêntures, observado o disposto na Escritura de Emissão ("Resgate Antecipado 12.431").

O valor a ser pago pela Emissora em relação a cada uma das Debêntures no âmbito do Resgate Antecipado Facultativo 12.431 será equivalente ao valor indicado no item (i) ou no item (ii) abaixo, dos dois o maior: Valor Nominal Atualizado acrescido: (a) da Remuneração, calculada, *pro rata temporis*, desde a Primeira Data de Integralização ou a Data de Pagamento de Remuneração, imediatamente anterior, conforme o caso, até a data do efetivo resgate (exclusive); (b) dos Encargos Moratórios, se houver; e (c) de quaisquer obrigações pecuniárias e outros acréscimos referentes às Debêntures; ou valor presente das parcelas remanescentes de pagamento de amortização do Valor Nominal Atualizado e da Remuneração, utilizando como taxa de desconto a taxa interna de retorno do Tesouro IPCA + com Juros Semestrais (NTN-B), com vencimento mais próximo ao prazo médio remanescente das Debêntures, calculado conforme fórmula descrita na Escritura de Emissão, e somado aos Encargos Moratórios, se houver, a quaisquer obrigações pecuniárias e a outros acréscimos referentes às Debêntures.

Oferta de Resgate Antecipado

Nos termos do artigo 1º, § 1º, inciso II, da Lei 12.431, na forma regulamentada pelo CMN, após o prazo médio ponderado dos pagamentos transcorridos entre a Data de Emissão e a data do efetivo resgate antecipado facultativo superar 4 (quatro) anos e observada a Resolução CMN 4.751, a Emissora poderá, a seu exclusivo critério, conforme o caso, a qualquer tempo, em uma ou mais vezes, realizar oferta de resgate antecipado total das Debêntures da Primeira Série e/ou das Debêntures da Segunda Série, conforme o caso, endereçada a todos os Debenturistas da Primeira Série e/ou Debenturistas da Segunda Série, conforme o caso, sem distinção entre os Debenturistas da mesma série, assegurando a todos os Debenturistas da Primeira Série e/ou Debenturistas da Segunda Série, conforme o caso, igualdade de condições para aceitar ou não o resgate das Debêntures da Primeira Série e/ou das Debêntures da Segunda Série, conforme o caso, de que forem titulares.

O valor a ser pago aos Debenturistas da Primeira Série e/ou aos Debenturistas da Segunda Série, conforme o caso, no âmbito da Oferta de Resgate Antecipado será equivalente ao Valor Nominal Atualizado das Debêntures da Primeira Série e/ou das Debêntures da Segunda Série, conforme o caso, objeto de resgate, acrescido dos Juros Remuneratórios da Primeira Série e/ou dos Juros Remuneratórios da Segunda Série, conforme o caso, calculados *pro rata temporis*, a partir da Primeira Data de Integralização das Debêntures da Primeira Série e/ou das Debêntures da Segunda Série, conforme o caso, ou da Data de Pagamento dos Juros Remuneratórios da Primeira Série e/ou Data de Pagamento dos Juros Remuneratórios da Segunda Série, conforme o caso, imediatamente anterior, conforme o caso, até a data do seu efetivo pagamento, e de eventual prêmio que tenha sido oferecido pela Emissora.

(b) Quando os valores mobiliários forem de dívida, indicar, quando aplicável, (i) vencimento, inclusive as condições de vencimento antecipado

12.9 Outras informações relevantes

Vencimento:

1ª Série: 15/09/2030

2ª Série: 15/09/2035

Dentre os principais eventos de Vencimento Antecipado Automático das Debêntures, conforme definido na Escritura de Emissão, encontram-se a cisão, fusão, incorporação ou incorporação de ações envolvendo a Emissora e/ou suas Controladas Relevantes, exceto se: (e) tratar-se de incorporação, pela Emissora (de modo que a Emissora seja a incorporadora), de qualquer das suas controladas; (f) a operação for realizada exclusivamente entre controladas ou entre estas e a Emissora (desde que não envolva a cisão, fusão ou incorporação da Emissora); (c) a operação tiver sido previamente aprovada por Debenturistas, na forma prevista na Escritura de Emissão; (d) exclusivamente no caso de fusão, incorporação ou cisão da Emissora, observados os termos do artigo 231 da Lei das S.A., ou seja, (i) a fusão, incorporação ou cisão da Emissora seja submetida à aprovação em assembleia geral de debenturistas considerado o quórum previsto na Escritura de Emissão para tal, ou, alternativamente ao item (i), desde que permitido pela Lei 12.431 e demais regulamentações aplicáveis, a critério da Companhia, (ii) seja assegurado aos Debenturistas que o desejarem, durante o prazo mínimo de 6 (seis) meses contados da data de publicação das atas dos atos societários relativos à fusão, incorporação ou cisão da Emissora, o resgate ou a aquisição das Debêntures de que forem titulares, mediante o pagamento do Valor Nominal Atualizado, conforme o caso, acrescido da Remuneração, calculada *pro rata temporis* desde a Primeira Data de Integralização ou a data de pagamento da Remuneração imediatamente anterior, conforme o caso, até a data do efetivo pagamento.

Principais Eventos de Vencimento Antecipado Não Automático

Dentre os principais eventos de Vencimento Antecipado Não Automático, conforme definido na Escritura de Emissão, encontram-se, dentre outros:

- realização, caso a Emissora esteja em mora com relação ao pagamento de qualquer obrigação pecuniária relativa às Debêntures ou tenha ocorrido e esteja vigente qualquer Evento de Vencimento Antecipado, do resgate, recompra, amortização ou bonificação de ações, pagamento de dividendos, juros sobre capital próprio ou qualquer outra participação no lucro prevista no estatuto social vigente da Emissora, que não tenha sido declarada até a data de celebração da Escritura de Emissão, ressalvado o pagamento do dividendo mínimo obrigatório previsto no artigo 202 da Lei das S.A.;
- aquisição do controle acionário da Emissora nos termos previstos no artigo 37, §1º, do Regulamento do Novo Mercado, exceto se for assegurado aos Debenturistas que o desejarem, durante o prazo mínimo de 6 (seis) meses contados da data de publicação das atas dos atos societários relativos à operação, o resgate ou a aquisição das Debêntures de que forem titulares, mediante o pagamento do Valor Nominal Atualizado, acrescido da Remuneração, calculada *pro rata temporis* desde a Primeira Data de Integralização ou a data de pagamento da Remuneração imediatamente anterior, conforme o caso, até a data do efetivo pagamento, desde que, sejam observadas as restrições previstas na Lei 12.431; e
- se a Emissora e/ou qualquer de suas controladas alienar, direta ou indiretamente, total ou parcialmente, quaisquer bens de seu ativo, que representem, em uma operação ou em um conjunto de operações, mais de 20% (vinte por cento) dos ativos totais consolidados da Emissora, apurado com base na demonstração financeira auditada consolidada mais recente da Emissora à época do evento, exceto quando se tratar de alienação, direta ou indireta, a qualquer terceiro(s), de ativos relacionados à atividade de geração de energia elétrica à carvão.

(i) Quando os valores mobiliários forem de dívida, indicar, quando aplicável (...), (v) eventuais restrições impostas ao emissor em relação:

À distribuição de dividendos;

À alienação de determinados ativos;

12.9 Outras informações relevantes

À contratação de novas dívidas;

À emissão de novos valores mobiliários; e

À realização de operações societárias envolvendo o emissor, seus controladores ou controladas.

Fora os casos descritos acima que envolvem restrições quanto: (i) à distribuição de dividendos; (ii) à alienação de determinados ativos; e (iii) à realização de operações societárias envolvendo a Emissora e controladas, não há outras restrições impostas à Emissora com relação: (i) à contratação de novas dívidas; e (ii) à emissão de novos valores mobiliários.

8ª (OITAVA) EMISSÃO DE DEBÊNTURES SIMPLES, NÃO CONVERSÍVEIS EM AÇÕES, DA ESPÉCIE QUIROGRAFÁRIA, EM ATÉ QUATRO SÉRIES, DA ENEVA S.A.

(a) Possibilidade de resgate, indicando: (i) hipóteses de resgate; e (ii) fórmula de cálculo do valor de resgate

A Emissora poderá, observados os termos e condições estabelecidos na Escritura de Emissão das Debêntures, a seu exclusivo critério e independentemente da vontade dos Debenturistas, realizar o resgate antecipado da totalidade das Debêntures de cada série ("Resgate Antecipado Facultativo Total"), (i) em relação às Debêntures da Primeira Série e Debêntures da Segunda Série, desde que (a) observados os termos do artigo 1º, § 1º, inciso II, da Lei 12.431, e da Resolução CMN nº 4.751, de 26 de setembro de 2019 ("Resolução CMN 4.751") e demais regulamentações aplicáveis e que venham a ser editadas posteriormente; bem como o prazo médio ponderado mínimo de 4 (quatro) anos dos pagamentos transcorridos entre a Data de Emissão e a data do efetivo Resgate Antecipado Facultativo Total das Debêntures da Primeira Série e/ou das Debêntures da Segunda Série, conforme o caso (ou prazo inferior que venha a ser autorizado pela legislação ou regulamentação aplicáveis); ou (b) durante a vigência da presente Emissão e até a Data de Vencimento das Debêntures da Primeira Série e/ou Data de Vencimento das Debêntures da Segunda Série, conforme o caso, ocorra a perda do benefício tributário previsto na Lei 12.431 em virtude de lei ou ato de entidade competente, inclusive na hipótese prevista na Cláusula 6.37.3 da Escritura de Emissão, e/ou seja editada lei determinando a incidência de imposto sobre a renda retido na fonte sobre a Remuneração da Primeira Série e/ou a Remuneração da Segunda Série, conforme o caso, devida aos Debenturistas de cada uma destas séries; (ii) a partir de 15 de julho de 2026, inclusive, no que se refere às Debêntures da Terceira Série; e (iii) a partir de 15 de julho de 2029, inclusive, no que se refere às Debêntures da Quarta Série.

No que se refere aos itens (ii) e (iii) acima, o Resgate Antecipado Facultativo Total ocorrerá mediante pagamento de prêmio, pelo prazo remanescente.

Para as Debêntures da Primeira Série e Debêntures da Segunda Série, o valor a ser pago pela Emissora em relação a cada uma das Debêntures no âmbito do Resgate Antecipado Facultativo Total será equivalente ao valor indicado no item (i) ou no item (ii) abaixo, dos dois o maior:

- Valor Nominal Atualizado das Debêntures da Primeira Série e/ou Valor Nominal Atualizado das Debêntures da Segunda Série, conforme o caso, acrescido: (a) da respectiva Remuneração aplicável a cada série, calculada, pro rata temporis, desde a Primeira Data de Integralização da respectiva série ou a Data de Pagamento da Remuneração imediatamente anterior, conforme o caso, até a data do efetivo resgate (exclusive); (b) dos Encargos Moratórios, se houver; e (c) de quaisquer obrigações pecuniárias e outros acréscimos referentes às Debêntures da Primeira Série e/ou às Debêntures da Segunda Série; ou
- Valor presente das parcelas remanescentes de pagamento de amortização do Valor Nominal Atualizado das Debêntures da Primeira Série e/ou e das Debêntures da Segunda Série e da respectiva Remuneração aplicável a cada série, utilizando como taxa de desconto a taxa interna de retorno do Tesouro IPCA+ com Juros Semestrais (NTN-B), com vencimento mais próximo ao prazo médio remanescente das Debêntures da Primeira Série e/ou das Debêntures da Segunda Série, conforme aplicável, calculado conforme cláusula

12.9 Outras informações relevantes

abaixo, e somado aos Encargos Moratórios, se houver, e a quaisquer obrigações pecuniárias e a outros acréscimos referentes às Debêntures da Primeira Série e/ou às Debêntures da Segunda Série:

$$VP = \left[\sum_{k=1}^n \left(\frac{VNEk}{FVPk} \right) \right]$$

onde:

VP = somatório do valor presente das parcelas de pagamento das Debêntures;

VNEk = valor unitário de cada um dos “k” valores devidos das Debêntures da Primeira Série e das Debêntures da Segunda Série, sendo o valor de cada parcela “k” equivalente ao pagamento da respectiva Remuneração aplicável às Debêntures de cada série e/ou à amortização do respectivo Valor Nominal Atualizado das Debêntures de cada série, conforme o caso;

n = número total de eventos de pagamento a serem realizados das Debêntures, sendo “n” um número inteiro;

FVPk = fator de valor presente, apurado conforme fórmula a seguir, calculado com 9 (nove) casas decimais, com arredondamento:

$$FVPk = \left[\left[(1 + \text{Taxa de Desconto}) \right]^{(nk/252)} \right]$$

onde:

Taxa de Desconto = Tesouro IPCA+ com Juros Semestrais (NTN-B), com vencimento mais próximo ao prazo médio remanescente das Debêntures da respectiva série;

nk = número de Dias Úteis entre a data do Resgate Antecipado Facultativo Total e a data de vencimento programada de cada parcela “k” vincenda.

Por ocasião do Resgate Antecipado Facultativo Total das Debêntures da Terceira Série e/ou das Debêntures da Quarta Série, conforme o caso, os Debenturistas das referidas séries farão jus ao pagamento do Valor Nominal Unitário ou do saldo do Valor Nominal Unitário, conforme o caso, acrescido da respectiva Remuneração, calculados pro rata temporis desde a Primeira Data de Integralização das Debêntures da Terceira Série e/ou das Debêntures da Quarta Série ou a Data de Pagamento da Remuneração imediatamente anterior (inclusive), conforme o caso, até a Data do Resgate Antecipado Facultativo Total das Debêntures da Terceira Série ou da Quarta Série (exclusive); e, ainda, de prêmio de resgate (“Prêmio de Resgate”), calculado pro rata temporis, base 252 (duzentos e cinquenta e dois) Dias Úteis, sobre o Valor Nominal Unitário ou o saldo do Valor Nominal Unitário, conforme o caso, acrescido da Remuneração da Terceira Série e/ou da Quarta Série, conforme o caso, considerando a quantidade de Dias Úteis a transcorrer entre a Data do Resgate Antecipado Facultativo Total das Debêntures da Terceira Série ou da Quarta Série (inclusive) e a Data de Vencimento das Debêntures da Terceira ou Quarta Série (exclusive), de acordo com a seguinte metodologia de cálculo:

12.9 Outras informações relevantes

$$P = \left[(1 + i)^{\frac{DU}{252}} - 1 \right] \times V_{ne}$$

onde:

P = Prêmio de Resgate, calculado com 8 (oito) casas decimais, sem arredondamento.

i = (i) para as Debêntures da Terceira Série: (a) 0,40% (quarenta centésimos por cento), caso o Resgate Antecipado Facultativo Total ocorra entre 15 de julho de 2026 (inclusive) e 15 de janeiro de 2028 (exclusive); e (b) 0,30% (trinta centésimos por cento) caso o Resgate Antecipado Facultativo Total ocorra entre 15 de janeiro de 2028 (inclusive) e Data de Vencimento das Debêntures da Terceira Série (exclusive); e (ii) para as Debêntures da Quarta Série: (a) 0,40% (quarenta centésimos por cento) caso o Resgate Antecipado Facultativo Total ocorra entre 15 de julho de 2029 (inclusive) e 15 de janeiro de 2031 (exclusive); e (b) 0,30% (trinta centésimos por cento) caso o Resgate Antecipado Facultativo Total ocorra entre 15 de janeiro de 2031 (inclusive) e Data de Vencimento das Debêntures da Quarta Série (exclusive).

DU = número de Dias Úteis entre a Data do Resgate Antecipado Facultativo Total das Debêntures da Terceira ou da Quarta Série (inclusive), e a Data de Vencimento das Debêntures da Terceira ou da Quarta Série (exclusive), conforme o caso.

V_{ne} = Valor Nominal Unitário ou saldo do Valor Nominal Unitário, conforme o caso, acrescido da Remuneração da Terceira Série ou da Remuneração da Quarta Série, conforme o caso, nos termos da Escritura de Emissão, calculados *pro rata temporis* desde a Primeira Data de Integralização das Debêntures da Terceira ou da Quarta Série ou a Data de Pagamento da Remuneração da Terceira ou Quarta Série imediatamente anterior (inclusive), conforme o caso, até a data efetiva do Resgate Antecipado Facultativo Total das Debêntures da Terceira ou Quarta Série (exclusive), conforme o caso.

(b) Quando os valores mobiliários forem de dívida, indicar, quando aplicável, (i) vencimento, inclusive as condições de vencimento antecipado

Vencimento:

1ª Série: 15/07/2032

2ª Série: 15/07/2037

3ª Série: 15/07/2029

4ª Série: 15/07/2032

Dentre as hipóteses de vencimento antecipado das Debêntures da 8ª Emissão da Companhia, encontram-se:

- cisão, fusão, incorporação ou incorporação de ações envolvendo a Emissora e/ou suas Controladas Relevantes, exceto nas seguintes hipóteses, as quais ficam desde já aprovadas: (a) tratar-se de incorporação, pela Emissora (de modo que a Emissora seja a incorporadora), de quaisquer sociedades, observado que (1) sejam respeitados todos os Eventos de Vencimento Antecipado previstos na Escritura de Emissão, conforme aplicável; e (2) a sociedade incorporada não exerça atividades que envolvam ativos relacionados à atividade de geração de energia elétrica por meio da queima de carvão mineral

12.9 Outras informações relevantes

- (termoelétricas) (“Ativos de Carvão”), exceto se a sociedade incorporada se tratar de uma controlada ou sociedade do mesmo grupo econômico da Emissora; (b) a operação for realizada exclusivamente entre controladas ou entre estas e a Emissora (desde que não envolva a cisão, fusão ou incorporação da Emissora); (c) tratar-se de (1) cisão da Emissora, em que a parcela cindida contenha exclusivamente Ativos de Carvão; (2) cisão da Emissora, em que a parcela cindida contenha exclusivamente participações societárias em sociedades controladas da Emissora cuja principal atividade (direta ou indireta, por meio de outros veículos) seja relacionada a Ativos de Carvão, desde que, nesta hipótese, (i) a sociedade cujas participações societárias forem objeto da parcela cindida não distribua dividendos ou juros sobre capital próprio além do mínimo obrigatório atual, ou quaisquer recursos aos seus acionistas (inclusive por meio de venda ou transferência de ativos, reorganizações societárias, empréstimos ou transações intra grupo) enquanto ela for devedora da Emissora em qualquer mútuo, dívida, empréstimo ou financiamento, ou (ii) qualquer mútuo, dívida, empréstimo ou financiamento celebrado com a Emissora seja integralmente quitado previamente à cisão; ou (3) fusão, incorporação ou incorporação de ações, por qualquer sociedade terceira que não seja parte do grupo econômico da Emissora, de controladas da Emissora cuja principal atividade (direta ou indireta, por meio de outros veículos) seja exclusivamente relacionada a Ativos de Carvão, desde que, nesta hipótese, (i) a sociedade terceira ou, no caso de incorporação de ações, a sociedade que teve suas ações incorporadas, não distribua dividendos ou juros sobre capital próprio além do mínimo obrigatório atual, ou quaisquer recursos aos seus acionistas (inclusive por meio de venda ou transferência de ativos, reorganizações societárias, empréstimos ou transações intra grupo) enquanto ela for devedora da Emissora em qualquer mútuo, dívida, empréstimo ou financiamento, ou (ii) qualquer mútuo, dívida, empréstimo ou financiamento celebrado com a Emissora seja integralmente quitado previamente à fusão, incorporação ou incorporação de ações (em conjunto, “Reorganizações Societárias Permitidas - Carvão”). Em qualquer Reorganização Societária Permitida – Carvão, a Emissora deverá ter obtido todas as anuências e autorizações necessárias para implementação da operação em questão. (d) a operação tiver sido previamente aprovada por Debenturistas, na forma da Cláusula 10 da Escritura de Emissão; ou (e) exclusivamente no caso de fusão, incorporação ou cisão da Emissora, caso sejam observados os termos do artigo 231 da Lei das S.A., ou seja, (1) a fusão, incorporação ou cisão da Emissora seja aprovada em Assembleia Geral de Debenturistas, considerado o quórum da Cláusula 10.4.1 da Escritura para tal, ou, alternativamente ao item (1), (2) seja assegurado aos Debenturistas que o desejarem, durante o prazo mínimo de 6 (seis) meses contados da data de publicação das atas dos atos societários relativos à fusão, incorporação ou cisão da Emissora, o resgate ou a aquisição das Debêntures de que forem titulares, mediante o pagamento do Valor Nominal Atualizado e/ou do Valor Nominal Unitário, conforme o caso, acrescido da Remuneração aplicável a cada série, calculada pro rata temporis desde a Primeira Data de Integralização da respectiva série ou a data de pagamento da Remuneração da respectiva série imediatamente anterior, conforme o caso, até a data do efetivo pagamento, desde que observadas as restrições previstas na Lei 12.431 para as Debêntures da Primeira Série e as Debêntures da Segunda Série;
- realização, caso a Emissora esteja em mora com relação ao pagamento de qualquer obrigação pecuniária relativa às Debêntures ou tenha ocorrido e esteja vigente qualquer Evento de Vencimento Antecipado, do resgate, recompra, amortização ou bonificação de ações, pagamento de dividendos, juros sobre capital próprio ou qualquer outra participação no lucro prevista no estatuto social vigente da Emissora, que não tenha sido declarada até a data de celebração da Escritura de Emissão, ressalvado o pagamento do dividendo mínimo obrigatório previsto no artigo 202 da Lei das S.A.; (xvi) aquisição do controle acionário da Emissora nos termos previstos no artigo 37, § 1º, do Regulamento do Novo Mercado, exceto se for assegurado aos Debenturistas que o desejarem, durante o prazo mínimo de 6 (seis) meses contados da data de publicação das atas dos atos societários relativos à operação, o resgate ou a aquisição das Debêntures de que forem titulares, mediante o pagamento do Valor Nominal Atualizado e/ou do Valor Nominal Unitário, acrescido da Remuneração aplicável a cada série, calculada pro rata temporis desde a Primeira Data de Integralização da respectiva série ou a data de pagamento da Remuneração da respectiva série imediatamente anterior, conforme o caso, até a data do efetivo pagamento, desde que, no caso das Debêntures da Primeira Série e das Debêntures da Segunda Série, sejam observadas as restrições previstas na Lei 12.431; e
 - se a Emissora e/ou qualquer de suas controladas alienar, direta ou indiretamente, total ou parcialmente, quaisquer bens de seu ativo, que representem, em uma operação ou em um conjunto de operações, mais

12.9 Outras informações relevantes

de 20% (vinte por cento) dos ativos totais consolidados da Emissora, apurado com base na demonstração financeira auditada consolidada mais recente da Emissora à época do evento, exceto quando se tratar de alienação, direta ou indireta, a qualquer terceiro(s), exclusivamente de Ativos de Carvão.

(i) Quando os valores mobiliários forem de dívida, indicar, quando aplicável (...), (v) eventuais restrições impostas ao emissor em relação:

À distribuição de dividendos;

À alienação de determinados ativos;

À contratação de novas dívidas;

À emissão de novos valores mobiliários; e

À realização de operações societárias envolvendo o emissor, seus controladores ou controladas.

Fora os casos descritos acima que envolvem restrições quanto: (i) à distribuição de dividendos; (ii) à alienação de determinados ativos; e (iii) à realização de operações societárias envolvendo a Emissora e controladas, não há outras restrições impostas à Emissora com relação: (i) à contratação de novas dívidas; e (ii) à emissão de novos valores mobiliários.

9ª (NONA) EMISSÃO DE DEBÊNTURES SIMPLES, NÃO CONVERSÍVEIS EM AÇÕES, DA ESPÉCIE QUIROGRAFÁRIA, EM TRÊS SÉRIES, DA ENEVA S.A.

(a) Possibilidade de resgate, indicando: (i) hipóteses de resgate; e (ii) fórmula de cálculo do valor de resgate

A Emissora poderá, observados os termos e condições estabelecidos na Escritura de Emissão, a seu exclusivo critério e independentemente da vontade dos Debenturistas, realizar o resgate antecipado da totalidade das Debêntures de cada série ("Resgate Antecipado Facultativo Total"), desde que (i) observados os termos do artigo 1º, § 1º, inciso II, da Lei 12.431, e da Resolução CMN nº 4.751, de 26 de setembro de 2019 ("Resolução CMN 4.751") e demais regulamentações aplicáveis e que venham a ser editadas posteriormente; bem como o prazo médio ponderado mínimo de 4 (quatro) anos dos pagamentos transcorridos entre a Data de Emissão e a data do efetivo Resgate Antecipado Facultativo Total das Debêntures da respectiva série, conforme o caso (ou prazo inferior que venha a ser autorizado pela legislação ou regulamentação aplicáveis); ou (ii) durante a vigência da presente Emissão e até a Data de Vencimento das Debêntures da respectiva série, conforme o caso, ocorra a perda do benefício tributário previsto na Lei 12.431 em virtude de lei ou ato de entidade competente, inclusive na hipótese prevista na Cláusula 6.34.3 da Escritura de Emissão, e/ou seja editada lei determinando a incidência de imposto sobre a renda retido na fonte sobre a Remuneração das Debêntures, devida aos Debenturistas.

O valor a ser pago pela Emissora em relação a cada uma das Debêntures no âmbito do Resgate Antecipado Facultativo Total será equivalente ao valor indicado no item (i) ou no item (ii) abaixo, dos dois o maior:

(i) Valor Nominal Atualizado das Debêntures, acrescido: (a) da respectiva Remuneração aplicável a cada série, calculada *pro rata temporis*, desde a Primeira Data de Integralização da respectiva série ou a Data de Pagamento da Remuneração imediatamente anterior (inclusive), conforme o caso, até a data do efetivo resgate (exclusive); (b) dos Encargos Moratórios, se houver; e (c) de quaisquer obrigações pecuniárias e outros acréscimos referentes às Debêntures; ou (ii) valor presente das parcelas remanescentes de pagamento de amortização do Valor Nominal Atualizado das Debêntures e da respectiva Remuneração aplicável a cada série, utilizando como taxa de desconto a taxa interna de retorno do Tesouro IPCA + com Juros Semestrais (NTNB), com vencimento mais próximo ao prazo médio remanescente das Debêntures da respectiva série, conforme aplicável, calculado conforme fórmula abaixo, e somado aos Encargos Moratórios, se houver, e a quaisquer obrigações pecuniárias e a outros acréscimos referentes às Debêntures:

12.9 Outras informações relevantes

$$VP = \left[\sum_{k=1}^n \left(\frac{VNEk}{FVPk} \right) \right]$$

onde:

VP = somatório do valor presente das parcelas de pagamento das Debêntures;

VNEk = valor unitário de cada um dos “k” valores devidos das Debêntures de cada série, sendo o valor de cada parcela “k” equivalente ao pagamento da respectiva Remuneração aplicável às Debêntures de cada série e/ou à amortização do respectivo Valor Nominal Atualizado das Debêntures de cada série, conforme o caso;

n = número total de eventos de pagamento a serem realizados das Debêntures, sendo “n” um número inteiro;

FVPk = fator de valor presente, apurado conforme fórmula a seguir, calculado com 9 (nove) casas decimais, com arredondamento:

$$FVPk = \left[\left[(1 + \text{Taxa de Desconto}) \right]^{(nk/252)} \right]$$

onde:

Taxa de Desconto = Tesouro IPCA+ com Juros Semestrais (NTN-B), com vencimento mais próximo ao prazo médio remanescente das Debêntures da respectiva série;

nk = número de Dias Úteis entre a data do Resgate Antecipado Facultativo Total e a data de vencimento programada de cada parcela “k” vincenda.

(b) Quando os valores mobiliários forem de dívida, indicar, quando aplicável, (i) vencimento, inclusive as condições de vencimento antecipado

Vencimento:

1ª Série: 15/09/2023

2ª Série: 15/09/2037

3ª Série: 15/09/2042

Dentre as hipóteses de vencimento antecipado das Debêntures da 9ª Emissão da Companhia, encontram-se:

- i. cisão, fusão, incorporação ou incorporação de ações envolvendo a Emissora e/ou suas Controladas Relevantes, exceto nas seguintes hipóteses, as quais ficam desde já aprovadas: (a) tratar-se de incorporação, pela Emissora (de modo que a Emissora seja a incorporadora), de quaisquer sociedades, observado que (1) sejam respeitados todos os Eventos de Vencimento Antecipado previstos na Escritura de Emissão, conforme aplicável; e (2) a sociedade incorporada não exerça atividades que envolvam ativos relacionados à atividade de geração de energia elétrica por meio da queima de carvão mineral (termoelétricas) (“Ativos de Carvão”), exceto se a sociedade incorporada se tratar de uma controlada ou sociedade do mesmo grupo econômico da Emissora; (b) a operação for realizada exclusivamente entre controladas ou entre estas e a Emissora (desde que não envolva a cisão, fusão ou incorporação da Emissora); (c) tratar-se de (1) cisão da Emissora, em que a parcela cindida contenha exclusivamente Ativos de Carvão; (2) cisão da Emissora, em que a parcela cindida contenha exclusivamente participações societárias em sociedades controladas da Emissora cuja principal atividade (direta ou indireta, por meio de outros veículos) seja relacionada a Ativos de Carvão, desde que, nesta hipótese, (i) a sociedade cujas

12.9 Outras informações relevantes

participações societárias forem objeto da parcela cindida não distribua dividendos ou juros sobre capital próprio além do mínimo obrigatório atual, ou quaisquer recursos aos seus acionistas (inclusive por meio de venda ou transferência de ativos, reorganizações societárias, empréstimos ou transações intra grupo) enquanto ela for devedora da Emissora em qualquer mútuo, dívida, empréstimo ou financiamento, ou (ii) qualquer mútuo, dívida, empréstimo ou financiamento celebrado com a Emissora seja integralmente quitado previamente à cisão; ou (3) fusão, incorporação ou incorporação de ações, de controladas da Emissora cuja principal atividade (direta ou indireta, por meio de outros veículos) seja exclusivamente relacionada a Ativos de Carvão, por qualquer sociedade terceira que não seja parte do grupo econômico da Emissora, desde que, nesta hipótese, (i) a sociedade terceira ou, no caso de incorporação de ações, a sociedade que teve suas ações incorporadas, não distribua dividendos ou juros sobre capital próprio além do mínimo obrigatório atual, ou quaisquer recursos aos seus acionistas (inclusive por meio de venda ou transferência de ativos, reorganizações societárias, empréstimos ou transações intra grupo) enquanto ela for devedora da Emissora em qualquer mútuo, dívida, empréstimo ou financiamento, ou (ii) qualquer mútuo, dívida, empréstimo ou financiamento celebrado com a Emissora seja integralmente quitado previamente à fusão, incorporação ou incorporação de ações (em conjunto, “Reorganizações Societárias Permitidas - Carvão”). Em qualquer Reorganização Societária Permitida – Carvão, a Emissora deverá ter obtido todas as anuências e autorizações necessárias para implementação da operação em questão; (d) a operação tiver sido previamente aprovada por Debenturistas, na forma da Cláusula 10 da Escritura de Emissão; ou (e) exclusivamente no caso de fusão, incorporação ou cisão da Emissora, caso sejam observados os termos do artigo 231 da Lei das S.A., ou seja, (1) a fusão, incorporação ou cisão da Emissora seja aprovada em Assembleia Geral de Debenturistas, nos termos da Escritura de Emissão, ou, alternativamente ao item (1), (2) seja assegurado aos Debenturistas que o desejarem, durante o prazo mínimo de 6 (seis) meses contados da data de publicação das atas dos atos societários relativos à fusão, incorporação ou cisão da Emissora, o resgate ou a aquisição das Debêntures de que forem titulares, mediante o pagamento do Valor Nominal Atualizado, acrescido da Remuneração aplicável a cada série, calculada *pro rata temporis* desde a Primeira Data de Integralização da respectiva série ou a data de pagamento da Remuneração da respectiva série imediatamente anterior, conforme o caso, até a data do efetivo pagamento, desde que observadas as restrições previstas na Lei 12.431.

- ii. realização, caso a Emissora esteja em mora com relação ao pagamento de qualquer obrigação pecuniária relativa às Debêntures ou tenha ocorrido e esteja vigente qualquer Evento de Vencimento Antecipado, do resgate, recompra, amortização ou bonificação de ações, pagamento de dividendos, juros sobre capital próprio ou qualquer outra participação no lucro prevista no estatuto social vigente da Emissora, que não tenha sido declarada até a data de celebração da Escritura de Emissão, ressalvado o pagamento do dividendo mínimo obrigatório previsto no artigo 202 da Lei das S.A.;
- iii. aquisição do controle acionário da Emissora nos termos previstos no artigo 37, § 1º, do Regulamento do Novo Mercado, exceto se for assegurado aos Debenturistas que o desejarem, durante o prazo mínimo de 6 (seis) meses contados da data de publicação das atas dos atos societários relativos à operação, o resgate ou a aquisição das Debêntures de que forem titulares, mediante o pagamento do Valor Nominal Atualizado, acrescido da Remuneração aplicável a cada série, calculada *pro rata temporis* desde a Primeira Data de Integralização da respectiva série ou a data de pagamento da Remuneração da respectiva série imediatamente anterior, conforme o caso, até a data do efetivo pagamento, desde que sejam observadas as restrições previstas na Lei 12.431; e
- iv. se a Emissora e/ou qualquer de suas controladas alienar, direta ou indiretamente, total ou parcialmente, quaisquer bens de seu ativo, que representem, em uma operação ou em um conjunto de operações, mais de 20% (vinte por cento) dos ativos totais consolidados da Emissora, apurado com base na demonstração financeira auditada consolidada mais recente da Emissora à época do evento, exceto quando se tratar de alienação, direta ou indireta, a qualquer terceiro, exclusivamente de Ativos de Carvão.

(i) Quando os valores mobiliários forem de dívida, indicar, quando aplicável (...), (v) eventuais restrições impostas ao emissor em relação:

À distribuição de dividendos;

À alienação de determinados ativos;

12.9 Outras informações relevantes

À contratação de novas dívidas;

À emissão de novos valores mobiliários; e

À realização de operações societárias envolvendo o emissor, seus controladores ou controladas.

Fora os casos descritos acima que envolvem restrições quanto: (i) à distribuição de dividendos; (ii) à alienação de determinados ativos; e (iii) à realização de operações societárias envolvendo a Emissora e controladas, não há outras restrições impostas à Emissora com relação: (i) à contratação de novas dívidas; e (ii) à emissão de novos valores mobiliários.

10ª (DÉCIMA) EMISSÃO DE DEBÊNTURES SIMPLES, NÃO CONVERSÍVEIS EM AÇÕES, DA ESPÉCIE QUIROGRAFÁRIA, EM QUATRO SÉRIES, DA ENEVA S.A.

(a) Possibilidade de resgate, indicando: (i) hipóteses de resgate; e (ii) fórmula de cálculo do valor de resgate

A Emissora poderá, observados os termos e condições estabelecidos a seguir, a seu exclusivo critério e independentemente da vontade dos Debenturistas, realizar o resgate antecipado da totalidade das Debêntures de cada Série ("Resgate Antecipado Facultativo Total"), (i) em relação às Debêntures Incentivadas, desde que (a) observados os termos do artigo 1º, §1º, inciso II, da Lei 12.431, e da Resolução CMN 4.751 e demais regulamentações aplicáveis e que venham a ser editadas posteriormente; bem como o prazo médio ponderado mínimo de 4 (quatro) anos dos pagamentos transcorridos entre a Data de Emissão e a data do efetivo Resgate Antecipado Facultativo Total das Debêntures Incentivadas, conforme o caso (ou prazo inferior que venha a ser autorizado pela legislação ou regulamentação aplicáveis); ou (b) durante a vigência da presente Emissão e até a Data de Vencimento das Debêntures da Primeira Série e/ou Data de Vencimento das Debêntures da Segunda Série, conforme o caso, ocorra quaisquer das hipóteses previstas na Cláusula 6.35.4 da Escritura de Emissão e a Emissora opte por realizar o resgate antecipado das Debêntures; (ii) a partir de 16 de abril de 2026, inclusive, no que se refere às Debêntures da Terceira Série; e (iii) a partir de 16 de abril de 2027, inclusive, no que se refere às Debêntures da Quarta Série.

O valor a ser pago pela Emissora em relação a cada uma das Debêntures no âmbito do Resgate Antecipado Facultativo Total será equivalente ao valor indicado no item (i) ou no item (ii) abaixo, dos dois o maior:

1. Valor Nominal Atualizado das Debêntures da Primeira Série e/ou Valor Nominal Atualizado das Debêntures da Segunda Série, conforme o caso, acrescido: (a) da respectiva Remuneração aplicável à respectiva Série, calculada, *pro rata temporis*, desde a Primeira Data de Integralização da respectiva Série ou a Data de Pagamento da Remuneração da respectiva Série imediatamente anterior, conforme o caso, até a data do efetivo resgate (exclusive); (b) dos Encargos Moratórios, se houver; e (c) de quaisquer obrigações pecuniárias e outros acréscimos referentes às Debêntures da Primeira Série e/ou às Debêntures da Segunda Série; ou
2. Valor presente das parcelas remanescentes de pagamento de amortização do Valor Nominal Atualizado das Debêntures da Primeira Série e/ou e das Debêntures da Segunda Série, conforme o caso, e da respectiva Remuneração aplicável à respectiva Série, utilizando como taxa de desconto a taxa interna de retorno do Tesouro IPCA+ com Juros Semestrais (NTN-B), com *duration* equivalente à *duration* remanescente das Debêntures da Primeira Série e/ou das Debêntures da Segunda Série, conforme aplicável, calculado conforme fórmula abaixo, e somado aos Encargos Moratórios, se houver, e a quaisquer obrigações pecuniárias e a outros acréscimos referentes às Debêntures da Primeira Série e/ou às Debêntures da Segunda Série:

12.9 Outras informações relevantes

$$VP = \left[\sum_{k=1}^n \left(\frac{VNEk}{FVPk} \right) \right]$$

onde:

VP = somatório do valor presente das parcelas de pagamento das Debêntures da Primeira Série e/ou das Debêntures da Segunda Série, conforme o caso;

VNEk = valor unitário de cada um dos “k” valores devidos das Debêntures da Primeira Série e/ou das Debêntures da Segunda Série, conforme o caso, sendo o valor de cada parcela “k” equivalente ao pagamento da respectiva Remuneração aplicável às Debêntures da Primeira Série e/ou às Debêntures da Segunda Série, conforme o caso, e/ou à amortização do respectivo Valor Nominal Atualizado das Debêntures da Primeira Série e/ou das Debêntures da Segunda Série, conforme o caso;

n = número total de eventos de pagamento a serem realizados das Debêntures da Primeira Série e/ou das Debêntures da Segunda Série, conforme o caso, sendo “n” um número inteiro;

FVPk = fator de valor presente, apurado conforme fórmula a seguir, calculado com 9 (nove) casas decimais, com arredondamento:

$$FVPk = \left[\left[(1 + \text{Taxa de Desconto}) \right]^{(nk/252)} \right]$$

onde:

Taxa de Desconto = Tesouro IPCA+ com Juros Semestrais (NTN-B), com *duration* equivalente à *duration* remanescente das Debêntures da Primeira Série e/ou das Debêntures da Segunda Série, conforme o caso;

nk = número de Dias Úteis entre a data do Resgate Antecipado Facultativo Total das Debêntures da Primeira Série e/ou da data do Resgate Antecipado Facultativo Total das Debêntures Segunda Série, conforme o caso, e a data de vencimento programada de cada parcela “k” vincenda.

(iii) Por ocasião do Resgate Antecipado Facultativo Total das Debêntures da Terceira Série e/ou das Debêntures da Quarta Série, conforme o caso, os Debenturistas das referidas Séries farão jus ao pagamento do Valor Nominal Unitário ou do saldo do Valor Nominal Unitário da respectiva Série, conforme o caso, acrescido da respectiva Remuneração da respectiva Série, calculados *pro rata temporis* desde a Primeira Data de Integralização das Debêntures da Terceira Série e/ou das Debêntures da Quarta Série ou a Data de Pagamento da Remuneração da Série em questão imediatamente anterior (inclusive), conforme o caso, até a Data do Resgate Antecipado Facultativo Total das Debêntures da Terceira Série e/ou da Quarta Série (exclusive), conforme o caso, e, ainda, acrescido de prêmio de resgate (“Prêmio de Resgate”), calculado *pro rata temporis*, base 252 (duzentos e cinquenta e dois) Dias Úteis, sobre o Valor Nominal Unitário ou o saldo do Valor Nominal Unitário da respectiva Série, conforme o caso, acrescido da Remuneração da Terceira Série e/ou da Quarta Série, conforme o caso, considerando a quantidade de Dias Úteis a transcorrer entre a Data do Resgate Antecipado Facultativo Total das Debêntures da Terceira Série e/ou da Quarta Série (inclusive) e a Data de Vencimento das Debêntures da Terceira e/ou Quarta Série (exclusive), de acordo com a seguinte metodologia de cálculo:

12.9 Outras informações relevantes

$$P = \left[(1 + i)^{\frac{DU}{252}} - 1 \right] \times V_{ne}$$

onde:

P = Prêmio de Resgate, calculado com 8 (oito) casas decimais, sem arredondamento;

i = 0,30% (trinta centésimos por cento) ao ano;

DU = número de Dias Úteis entre a Data do Resgate Antecipado Facultativo Total das Debêntures da Terceira Série e/ou das Debêntures da Quarta Série (inclusive), conforme o caso, e a Data de Vencimento das Debêntures da Terceira Série e/ou a Data de Vencimento das Debêntures da Quarta Série (exclusive), conforme o caso.

Vne = Valor Nominal Unitário ou saldo do Valor Nominal Unitário, conforme o caso, acrescido da Remuneração da Terceira Série e/ou da Remuneração da Quarta Série, conforme o caso, nos termos da Escritura de Emissão, calculados *pro rata temporis* desde a Primeira Data de Integralização das Debêntures da Terceira Série e/ou das Debêntures da Quarta Série, conforme o caso, ou a Data de Pagamento da Remuneração da Terceira Série e/ou a Data de Pagamento da Remuneração da Quarta Série imediatamente anterior (inclusive), conforme o caso, até a data efetiva do Resgate Antecipado Facultativo Total das Debêntures da Terceira Série e/ou das Debêntures da Quarta Série (exclusive), conforme o caso.

(b) Quando os valores mobiliários forem de dívida, indicar, quando aplicável, (i) vencimento, inclusive as condições de vencimento antecipado

Vencimento:

1ª Série: 15/04/2034

2ª Série: 15/04/2039

3ª Série: 15/04/2029

4ª Série: 15/04/2031

Dentre as hipóteses de vencimento antecipado das Debêntures da 10ª Emissão da Companhia, encontram-se:

- i. cisão, fusão, incorporação ou incorporação de ações envolvendo a Emissora e/ou suas Controladas Relevantes, exceto nas seguintes hipóteses, as quais ficam desde já aprovadas: (a) tratar-se de incorporação, pela Emissora (de modo que a Emissora seja a incorporadora), de quaisquer sociedades, observado que (1) sejam respeitados todos os Eventos de Vencimento Antecipado previstos na Escritura de Emissão, conforme aplicável; e (2) a sociedade incorporada não exerça atividades que envolvam ativos relacionados à atividade de geração de energia elétrica por meio da queima de carvão mineral (termoelétricas) ("Ativos de Carvão"), exceto se a sociedade incorporada se tratar de uma controlada ou sociedade do mesmo grupo econômico da Emissora; (b) a operação for realizada exclusivamente entre controladas ou entre estas e a Emissora (desde que não envolva a cisão, fusão ou incorporação da Emissora); (c) tratar-se de (1) cisão da Emissora, em que a parcela cindida contenha exclusivamente Ativos de Carvão; (2) cisão da Emissora, em que a parcela cindida contenha exclusivamente participações societárias em sociedades controladas da Emissora cuja principal atividade (direta ou indireta, por meio de outros veículos) seja relacionada a Ativos de Carvão, desde que, nesta hipótese, (i) a sociedade cujas

12.9 Outras informações relevantes

participações societárias forem objeto da parcela cindida não distribua dividendos ou juros sobre capital próprio além do mínimo obrigatório atual, ou quaisquer recursos aos seus acionistas (inclusive por meio de venda ou transferência de ativos, reorganizações societárias, empréstimos ou transações intra grupo) enquanto ela for devedora da Emissora em qualquer mútuo, dívida, empréstimo ou financiamento, ou (ii) qualquer mútuo, dívida, empréstimo ou financiamento celebrado com a Emissora seja integralmente quitado previamente à cisão; ou (3) fusão, incorporação ou incorporação de ações, de controladas da Emissora cuja principal atividade (direta ou indireta, por meio de outros veículos) seja exclusivamente relacionada a Ativos de Carvão, por qualquer sociedade terceira que não seja parte do grupo econômico da Emissora, desde que, nesta hipótese, (i) a sociedade terceira ou, no caso de incorporação de ações, a sociedade que teve suas ações incorporadas, não distribua dividendos ou juros sobre capital próprio além do mínimo obrigatório atual, ou quaisquer recursos aos seus acionistas (inclusive por meio de venda ou transferência de ativos, reorganizações societárias, empréstimos ou transações intra grupo) enquanto ela for devedora da Emissora em qualquer mútuo, dívida, empréstimo ou financiamento, ou (ii) qualquer mútuo, dívida, empréstimo ou financiamento celebrado com a Emissora seja integralmente quitado previamente à fusão, incorporação ou incorporação de ações (em conjunto, “Reorganizações Societárias Permitidas - Carvão”). Em qualquer Reorganização Societária Permitida – Carvão, a Emissora deverá ter obtido todas as anuências e autorizações necessárias para implementação da operação em questão; (d) a operação tiver sido previamente aprovada por Debenturistas, na forma da Cláusula 10 da Escritura de Emissão; ou (e) exclusivamente no caso de fusão, incorporação ou cisão da Emissora, caso sejam observados os termos do artigo 231 da Lei das S.A., ou seja, (1) a fusão, incorporação ou cisão da Emissora seja aprovada em Assembleia Geral de Debenturistas, nos termos da Escritura de Emissão, ou, alternativamente ao item (1), (2) seja assegurado aos Debenturistas que o desejarem, durante o prazo mínimo de 6 (seis) meses contados da data de publicação das atas dos atos societários relativos à fusão, incorporação ou cisão da Emissora, o resgate ou a aquisição das Debêntures de que forem titulares, mediante o pagamento do Valor Nominal Atualizado, acrescido da Remuneração aplicável a cada série, calculada *pro rata temporis* desde a Primeira Data de Integralização da respectiva série ou a data de pagamento da Remuneração da respectiva série imediatamente anterior, conforme o caso, até a data do efetivo pagamento, desde que observadas as restrições previstas na Lei 12.431.

- ii. realização, caso a Emissora esteja em mora com relação ao pagamento de qualquer obrigação pecuniária relativa às Debêntures ou tenha ocorrido e esteja vigente qualquer Evento de Vencimento Antecipado, do resgate, recompra, amortização ou bonificação de ações, pagamento de dividendos, juros sobre capital próprio ou qualquer outra participação no lucro prevista no estatuto social vigente da Emissora, que não tenha sido declarada até a data de celebração da Escritura de Emissão, ressalvado o pagamento do dividendo mínimo obrigatório previsto no artigo 202 da Lei das S.A.;
- iii. aquisição do controle acionário da Emissora nos termos previstos no artigo 37, § 1º, do Regulamento do Novo Mercado, exceto se for assegurado aos Debenturistas que o desejarem, durante o prazo mínimo de 6 (seis) meses contados da data de publicação das atas dos atos societários relativos à operação, o resgate ou a aquisição das Debêntures de que forem titulares, mediante o pagamento do Valor Nominal Atualizado, acrescido da Remuneração aplicável a cada série, calculada *pro rata temporis* desde a Primeira Data de Integralização da respectiva série ou a data de pagamento da Remuneração da respectiva série imediatamente anterior, conforme o caso, até a data do efetivo pagamento, desde que sejam observadas as restrições previstas na Lei 12.431; e
- iv. se a Emissora e/ou qualquer de suas controladas alienar, direta ou indiretamente, total ou parcialmente, quaisquer bens de seu ativo, que representem, em uma operação ou em um conjunto de operações, mais de 20% (vinte por cento) dos ativos totais consolidados da Emissora, apurado com base na demonstração financeira auditada consolidada mais recente da Emissora à época do evento, exceto quando se tratar de alienação, direta ou indireta, a qualquer terceiro, exclusivamente de Ativos de Carvão.

(i) Quando os valores mobiliários forem de dívida, indicar, quando aplicável (...), (v) eventuais restrições impostas ao emissor em relação:

À distribuição de dividendos;

À alienação de determinados ativos;

12.9 Outras informações relevantes

À contratação de novas dívidas;

À emissão de novos valores mobiliários; e

À realização de operações societárias envolvendo o emissor, seus controladores ou controladas.

Fora os casos descritos acima que envolvem restrições quanto: (i) à distribuição de dividendos; (ii) à alienação de determinados ativos; e (iii) à realização de operações societárias envolvendo a Emissora e controladas, não há outras restrições impostas à Emissora com relação: (i) à contratação de novas dívidas; e (ii) à emissão de novos valores mobiliários.

11ª (DÉCIMA) EMISSÃO DE DEBÊNTURES SIMPLES, NÃO CONVERSÍVEIS EM AÇÕES, DA ESPÉCIE QUIROGRAFÁRIA, EM TRÊS SÉRIES, DA ENEVA S.A.

(a) Possibilidade de resgate, indicando: (i) hipóteses de resgate; e (ii) fórmula de cálculo do valor de resgate

A Emissora poderá realizar o resgate antecipado da totalidade das Debêntures da Segunda Série e das Debêntures da Terceira Série (i) a partir da Data de Emissão, no que se refere às Debêntures da Segunda Série; e (ii) em relação às Debêntures da Terceira Série, desde que (a) observados os termos do artigo 1º, §1º, inciso II, da Lei 12.431, e da Resolução CMN 4.751 e demais regulamentações aplicáveis e que venham a ser editadas posteriormente; bem como o prazo médio ponderado mínimo de 4 (quatro) anos dos pagamentos transcorridos entre a Data de Emissão e a data do efetivo Resgate Antecipado Facultativo Total das Debêntures da Terceira Série (ou prazo inferior que venha a ser autorizado pela legislação ou regulamentação aplicáveis); ou (b) durante a vigência da presente Emissão e até a Data de Vencimento das Debêntures da Terceira Série, ocorra a perda do benefício tributário previsto na Lei 12.431 em virtude de lei ou ato de entidade competente, inclusive na hipótese prevista na Cláusula 6.34 da Escritura de Emissão, e/ou seja editada lei determinando a incidência de imposto sobre a renda retido na fonte sobre a Remuneração da Terceira Série devida aos Debenturistas da Terceira Série, sendo o pagamento acrescido da Remuneração da Segunda Série, calculada pro rata temporis desde a Primeira Data de Integralização das Debêntures da Segunda Série ou a Data de Pagamento da Remuneração da Segunda Série imediatamente anterior (inclusive), conforme o caso, até a data do Resgate Antecipado Facultativo Total das Debêntures da Segunda Série (exclusive), dos Encargos Moratórios, conforme aplicável, e de prêmio de resgate, conforme indicado na tabela abaixo, ao ano base 252 (duzentos e cinquenta e dois) Dias Úteis, sobre o Valor Nominal Unitário ou o saldo do Valor Nominal Unitário, conforme o caso, acrescido da Remuneração da Segunda Série, considerando a quantidade de Dias Úteis a transcorrer entre a data do Resgate Antecipado Facultativo Total das Debêntures da Segunda Série (inclusive) e a Data de Vencimento das Debêntures da Segunda Série (exclusive), de acordo com a metodologia de cálculo prevista abaixo:

Data do Resgate Antecipado Facultativo Total	Prêmio de Resgate
Data de Emissão (inclusive) até 1 (um) ano contado da Data de Emissão (exclusive)	1,23%
1 (um) ano contado da Data de Emissão (inclusive) até 2 (dois) anos contados da Data de Emissão (exclusive)	0,88%
2 (dois) anos contado da Data de Emissão (inclusive) até 3 (três) anos contados da Data de Emissão (exclusive)	0,70%
3 (três) anos contado da Data de Emissão (inclusive) até 4 (quatro) anos contados da Data de Emissão (exclusive)	0,53%
4 (quatro) anos contado da Data de Emissão (inclusive) até a Data de Vencimento (exclusive).	0,35%

12.9 Outras informações relevantes

O Prêmio de Resgate será calculado de acordo com a seguinte metodologia de cálculo:

$$P = \left[(1 + i)^{\frac{DU}{252}} - 1 \right] \times Vne$$

onde:

P = Prêmio de Resgate, calculado com 8 (oito) casas decimais, sem arredondamento.

i = para as Debêntures da Segunda Série, percentual a ser definido de acordo com os meses decorridos desde a Data de Emissão, conforme tabela prevista acima.

DU = número de Dias Úteis entre a data do Resgate Antecipado Facultativo Total das Debêntures da Segunda Série (inclusive), e a Data de Vencimento das Debêntures da Segunda Série (exclusive), conforme o caso.

Vne = Valor Nominal Unitário ou saldo do Valor Nominal Unitário, conforme o caso, acrescido da Remuneração da Segunda Série, nos termos da Escritura de Emissão, calculada pro rata temporis desde a Primeira Data de Integralização das Debêntures da Segunda Série ou a Data de Pagamento da Remuneração da Segunda Série imediatamente anterior (inclusive), conforme o caso, até a data efetiva do Resgate Antecipado Facultativo Total das Debêntures da Segunda Série (exclusive), conforme o caso.

Observados os termos da Lei 12.431, e da Resolução CMN 4.751 e demais regulamentações aplicáveis e que venham a ser editadas posteriormente, as Debêntures da Terceira Série, o valor a ser pago pela Emissora em relação a cada uma das Debêntures no âmbito do Resgate Antecipado Facultativo Total será equivalente ao valor indicado no item (i) ou no item (ii) abaixo, dos dois o maior:

1. Valor Nominal Atualizado das Debêntures da Terceira Série, acrescido: (a) da respectiva Remuneração aplicável a cada série, calculada, pro rata temporis, desde a Primeira Data de Integralização das Debêntures da Terceira Série ou a Data de Pagamento da Remuneração imediatamente anterior, conforme o caso, até a data do efetivo resgate (exclusive); (b) dos Encargos Moratórios, se houver; e (c) de quaisquer obrigações pecuniárias e outros acréscimos referentes às Debêntures da Terceira Série; ou
2. Valor presente das parcelas remanescentes de pagamento de amortização do Valor Nominal Atualizado das Debêntures da Terceira Série e da respectiva Remuneração, utilizando como taxa de desconto a taxa interna de retorno do Tesouro IPCA+ com Juros Semestrais (NTN-B), com duration aproximada equivalente à duration remanescente das Debêntures da Terceira Série, calculado conforme fórmula abaixo, e somado aos Encargos Moratórios, se houver, e a quaisquer obrigações pecuniárias e a outros acréscimos referentes às Debêntures da Terceira Série:

$$VP = \left[\sum_{k=1}^n \left(\frac{VNEk}{FVPk} \right) \right]$$

onde:

VP = somatório do valor presente das parcelas de pagamento das Debêntures da Terceira Série;

12.9 Outras informações relevantes

VNEk = valor unitário de cada um dos “k” valores devidos das Debêntures da Terceira Série, sendo o valor de cada parcela “k” equivalente ao pagamento da respectiva Remuneração aplicável às Debêntures da Terceira Série e/ou à amortização do respectivo Valor Nominal Atualizado das Debêntures da Terceira Série, conforme o caso;

n = número total de eventos de pagamento a serem realizados das Debêntures da Terceira Série, sendo “n” um número inteiro;

FVPk = fator de valor presente, apurado conforme fórmula a seguir, calculado com 9 (nove) casas decimais, com arredondamento:

$$\text{FVPk} = \left[\frac{1}{(1 + \text{Taxa de Desconto})} \right]^{(nk/252)}$$

onde:

Taxa de Desconto = Tesouro IPCA+ com Juros Semestrais (NTN-B), com vencimento mais próximo ao prazo médio remanescente das Debêntures da Terceira Série;

nk = número de Dias Úteis entre a data do Resgate Antecipado Facultativo Total e a data de vencimento programada de cada parcela “k” vincenda.

(b) Quando os valores mobiliários forem de dívida, indicar, quando aplicável, (i) vencimento, inclusive as condições de vencimento antecipado

Vencimento:

2ª Série: 15/09/2028

3ª Série: 15/09/2030

Dentre as hipóteses de vencimento antecipados das Debêntures da 11ª Emissão da Companhia, encontram-se:

- i. cisão, fusão, incorporação ou incorporação de ações envolvendo a Emissora e/ou suas Controladas Relevantes, exceto nas seguintes hipóteses, as quais ficam desde já aprovadas: (a) tratar-se de incorporação, pela Emissora (de modo que a Emissora seja a incorporadora), de quaisquer sociedades, observado que (1) sejam respeitados todos os Eventos de Vencimento Antecipado previstos na Escritura de Emissão, conforme aplicável; e (2) a sociedade incorporada não exerça atividades que envolvam ativos relacionados à atividade de geração de energia elétrica por meio da queima de carvão mineral (termoelétricas) (“Ativos de Carvão”), exceto se a sociedade incorporada se tratar de uma controlada ou sociedade do mesmo grupo econômico da Emissora; (b) a operação for realizada exclusivamente entre controladas ou entre estas e a Emissora (desde que não envolva a cisão, fusão ou incorporação da Emissora); (c) tratar-se de (1) cisão da Emissora, em que a parcela cindida contenha exclusivamente Ativos de Carvão; (2) cisão da Emissora, em que a parcela cindida contenha exclusivamente participações societárias em sociedades controladas da Emissora cuja principal atividade (direta ou indireta, por meio de outros veículos) seja relacionada a Ativos de Carvão, desde que, nesta hipótese, (i) a sociedade cujas participações societárias forem objeto da parcela cindida não distribua dividendos ou juros sobre capital próprio além do mínimo obrigatório atual, ou quaisquer recursos aos seus acionistas (inclusive por meio de venda ou transferência de ativos, reorganizações societárias, empréstimos ou transações intra grupo) enquanto ela for devedora da Emissora em qualquer mútuo, dívida, empréstimo ou financiamento, ou (ii) qualquer mútuo, dívida, empréstimo ou financiamento celebrado com a Emissora seja integralmente quitado previamente à cisão; ou (3) fusão, incorporação ou incorporação de ações, de controladas da Emissora cuja principal atividade (direta ou indireta, por meio de outros veículos) seja exclusivamente relacionada a Ativos de Carvão, por qualquer sociedade terceira que não seja parte do grupo econômico da Emissora, desde que, nesta hipótese, (i) a sociedade terceira ou, no caso de incorporação de ações, a sociedade que teve suas ações incorporadas, não distribua dividendos ou juros sobre capital próprio além do mínimo obrigatório atual, ou quaisquer recursos aos seus acionistas (inclusive por meio de venda ou transferência de ativos, reorganizações societárias, empréstimos ou transações intra grupo) enquanto ela for devedora da Emissora

12.9 Outras informações relevantes

em qualquer mútuo, dívida, empréstimo ou financiamento, ou (ii) qualquer mútuo, dívida, empréstimo ou financiamento celebrado com a Emissora seja integralmente quitado previamente à fusão, incorporação ou incorporação de ações (em conjunto, “Reorganizações Societárias Permitidas - Carvão”). Em qualquer Reorganização Societária Permitida – Carvão, a Emissora deverá ter obtido todas as anuências e autorizações necessárias para implementação da operação em questão; (d) a operação tiver sido previamente aprovada por Debenturistas, na forma da Cláusula 10 da Escritura de Emissão; ou (e) exclusivamente no caso de fusão, incorporação ou cisão da Emissora, caso sejam observados os termos do artigo 231 da Lei das S.A., ou seja, (1) a fusão, incorporação ou cisão da Emissora seja aprovada em Assembleia Geral de Debenturistas, nos termos da Escritura de Emissão, ou, alternativamente ao item (1), (2) seja assegurado aos Debenturistas que o desejarem, durante o prazo mínimo de 6 (seis) meses contados da data de publicação das atas dos atos societários relativos à fusão, incorporação ou cisão da Emissora, o resgate ou a aquisição das Debêntures de que forem titulares, mediante o pagamento do Valor Nominal Atualizado, acrescido da Remuneração aplicável a cada série, calculada pro rata temporis desde a Primeira Data de Integralização da respectiva série ou a data de pagamento da Remuneração da respectiva série imediatamente anterior, conforme o caso, até a data do efetivo pagamento, desde que observadas as restrições previstas na Lei 12.431.

- ii. realização, caso a Emissora esteja em mora com relação ao pagamento de qualquer obrigação pecuniária relativa às Debêntures ou tenha ocorrido e esteja vigente qualquer Evento de Vencimento Antecipado, do resgate, recompra, amortização ou bonificação de ações, pagamento de dividendos, juros sobre capital próprio ou qualquer outra participação no lucro prevista no estatuto social vigente da Emissora, que não tenha sido declarada até a data de celebração da Escritura de Emissão, ressalvado o pagamento do dividendo mínimo obrigatório previsto no artigo 202 da Lei das S.A.;
- iii. aquisição do controle acionário da Emissora nos termos previstos no artigo 37, § 1º, do Regulamento do Novo Mercado, exceto se for assegurado aos Debenturistas que o desejarem, durante o prazo mínimo de 6 (seis) meses contados da data de publicação das atas dos atos societários relativos à operação, o resgate ou a aquisição das Debêntures de que forem titulares, mediante o pagamento do Valor Nominal Atualizado, acrescido da Remuneração aplicável a cada série, calculada pro rata temporis desde a Primeira Data de Integralização da respectiva série ou a data de pagamento da Remuneração da respectiva série imediatamente anterior, conforme o caso, até a data do efetivo pagamento, desde que sejam observadas as restrições previstas na Lei 12.431; e
- iv. se a Emissora e/ou qualquer de suas controladas alienar, direta ou indiretamente, total ou parcialmente, quaisquer bens de seu ativo, que representem, em uma operação ou em um conjunto de operações, mais de 20% (vinte por cento) dos ativos totais consolidados da Emissora, apurado com base na demonstração financeira auditada consolidada mais recente da Emissora à época do evento, exceto (1) quando se tratar de alienação, direta ou indireta, a qualquer terceiro, exclusivamente de Ativos de Carvão; ou (2) no contexto do processo de avaliação de potenciais parceiros estratégicos para plataforma de ativos renováveis, conforme divulgado no Comunicado ao Mercado da Emissora de 09 de junho de 2023.

(i) Quando os valores mobiliários forem de dívida, indicar, quando aplicável (...), (v) eventuais restrições impostas ao emissor em relação:

À distribuição de dividendos;

À alienação de determinados ativos;

À contratação de novas dívidas;

À emissão de novos valores mobiliários; e

À realização de operações societárias envolvendo o emissor, seus controladores ou controladas.

Fora os casos descritos acima que envolvem restrições quanto: (i) à distribuição de dividendos; (ii) à alienação de determinados ativos; e (iii) à realização de operações societárias envolvendo a Emissora e controladas, não há outras restrições impostas à Emissora com relação: (i) à contratação de novas dívidas; e (ii) à emissão de novos valores mobiliários.

12.9 Outras informações relevantes

13ª (DÉCIMA TERCEIRA) EMISSÃO DE DEBÊNTURES SIMPLES, NÃO CONVERSÍVEIS EM AÇÕES, DA ESPÉCIE QUIROGRAFÁRIA, EM SÉRIE ÚNICA, DA ENEVA S.A.

(a) Possibilidade de resgate, indicando: (i) hipóteses de resgate; e (ii) fórmula de cálculo do valor de resgate

A Emissora poderá, observados os termos e condições estabelecidos a seguir, a seu exclusivo critério e independentemente da vontade dos Debenturistas, realizar o resgate antecipado da totalidade das Debêntures ("Resgate Antecipado Facultativo Total"), a partir de 15 de dezembro de 2026, inclusive:

Por ocasião do Resgate Antecipado Facultativo Total, os Debenturistas farão jus ao pagamento do Valor Nominal Unitário ou do saldo do Valor Nominal Unitário, conforme o caso, acrescido da respectiva Remuneração, calculados *pro rata temporis* desde a Primeira Data de Integralização ou a Data de Pagamento da Remuneração imediatamente anterior (inclusive), conforme o caso, até a Data do Resgate Antecipado Facultativo Total (exclusive), conforme o caso, e, ainda, acrescido de prêmio de resgate ("Prêmio de Resgate"), calculado *pro rata temporis*, base 252 (duzentos e cinquenta e dois) Dias Úteis, sobre o Valor Nominal Unitário ou o saldo do Valor Nominal Unitário, conforme o caso, acrescido da Remuneração, considerando a quantidade de Dias Úteis a transcorrer entre a Data do Resgate Antecipado Facultativo Total (inclusive) e a Data de Vencimento (exclusive), de acordo com a seguinte metodologia de cálculo:

$$P = \left[(1 + i)^{\frac{DU}{252}} - 1 \right] \times Vne$$

onde:

P = Prêmio de Resgate, calculado com 8 (oito) casas decimais, sem arredondamento;

i = 0,30% (trinta centésimos por cento) ao ano;

DU = número de Dias Úteis entre a Data do Resgate Antecipado Facultativo Total (inclusive) e a Data de Vencimento (exclusive);

Vne = Valor Nominal Unitário ou saldo do Valor Nominal Unitário, conforme o caso, acrescido da Remuneração, nos termos desta Escritura de Emissão, calculados *pro rata temporis* desde a Primeira Data de Integralização, ou a Data de Pagamento da Remuneração imediatamente anterior (inclusive), conforme o caso, até a data efetiva do Resgate Antecipado Facultativo Total;

A Emissora deverá comunicar sobre a realização de qualquer Resgate Antecipado Facultativo Total (a) os Debenturistas e o Agente Fiduciário, por meio de comunicação individual aos Debenturistas, com cópia ao Agente Fiduciário, e/ou por meio de publicação ou disponibilização de anúncio aos Debenturistas, nos termos da Cláusula 6.20 acima, e (b) ao Escriurador, ao Banco Liquidante e à B3, com, no mínimo, 3 (três) Dias Úteis de antecedência, devendo tal anúncio descrever os termos e condições do respectivo Resgate Antecipado Facultativo Total, incluindo, mas sem limitação, (i) menção ao valor do Resgate Antecipado Facultativo Total, observado o disposto na presente Cláusula, conforme o caso; (ii) a data efetiva para o resgate e pagamento das Debêntures, que deverá ser obrigatoriamente um Dia Útil; e (iii) demais informações necessárias para a operacionalização do resgate das Debêntures.

12.9 Outras informações relevantes

O pagamento das Debêntures resgatadas antecipadamente por meio do Resgate Antecipado Facultativo Total será realizado por meio da B3, com relação às Debêntures que estejam custodiadas eletronicamente na B3 ou por meio do Escriturador, com relação às Debêntures que não estejam custodiadas eletronicamente na B3.

O Resgate Antecipado Facultativo Total deverá ser realizado em relação à totalidade das Debêntures, sendo vedado o resgate antecipado facultativo parcial das Debêntures. As Debêntures resgatadas pela Emissora, conforme previsto nesta Cláusula 6.23, serão obrigatoriamente canceladas.

A Emissora poderá realizar, a seu exclusivo critério, oferta facultativa de resgate antecipado da totalidade das Debêntures, sem a necessidade de qualquer permissão ou regulamento prévio, com o consequente cancelamento de tais Debêntures, que será endereçada a todos os Debenturistas, sem distinção, assegurada a igualdade de condições a todos os Debenturistas, para aceitar o resgate antecipado das Debêntures de que forem titulares, de acordo com os termos e condições previstos abaixo ("Oferta de Resgate Antecipado Facultativa").

A Emissora realizará a Oferta de Resgate Antecipado Facultativa por meio de publicação de anúncio a ser amplamente divulgado nos termos da Cláusula 6.20 acima, ou envio de comunicado individual aos Debenturistas, em ambos os casos com cópia ao Agente Fiduciário com, no mínimo, 3 (três) Dias Úteis de antecedência da respectiva data do resgate decorrente da Oferta de Resgate Antecipado Facultativa, o(s) qual(is) deverá(ão) descrever os termos e condições da Oferta de Resgate Antecipado Facultativa, incluindo: (i) a forma e o prazo de manifestação, à Emissora, pelos Debenturistas que aceitar(em) a Oferta de Resgate Antecipado Facultativa; (ii) a data efetiva para o resgate antecipado e respectivo pagamento das Debêntures, que deverá ser um Dia Útil; (iii) informação sobre o pagamento ou não, aos Debenturistas, a exclusivo critério da Emissora, de prêmio para aqueles que aderirem à Oferta de Resgate Antecipado Facultativa, o qual não poderá ser negativo; e (iv) as demais informações necessárias para a tomada de decisão e operacionalização pelos Debenturistas em relação à Oferta de Resgate Antecipado Facultativa ("Edital da Oferta de Resgate Antecipado Facultativa").

A B3, o Banco Liquidante e o Escriturador deverão ser comunicados, pela Emissora, a respeito da realização da Oferta de Resgate Antecipado Facultativa, com, no mínimo, 3 (três) Dias Úteis de antecedência da respectiva data de resgate decorrente da Oferta de Resgate Antecipado Facultativa.

Após a publicação ou comunicação dos termos da Oferta de Resgate Antecipado Facultativa, os Debenturistas que optarem pela adesão à Oferta de Resgate Antecipado Facultativa terão que comunicar sua adesão diretamente à Emissora, com cópia ao Agente Fiduciário, e formalizar sua adesão no sistema da B3, conforme prazo disposto no Edital da Oferta de Resgate Antecipado Facultativa. Ao final deste prazo, a Emissora terá até 5 (cinco) Dias Úteis para proceder à liquidação da Oferta de Resgate Antecipado Facultativa, sendo certo que todas as Debêntures cujos Debenturistas aderirem à Oferta de Resgate Antecipado Facultativa serão resgatadas em uma única data.

O valor a ser pago aos Debenturistas no âmbito da Oferta de Resgate Antecipado Facultativa será equivalente ao Valor Nominal Unitário ou saldo do Valor Nominal Unitário das Debêntures objeto de resgate, acrescido da Remuneração, calculada *pro rata temporis*, a partir da Primeira Data de Integralização ou da Data de Pagamento da Remuneração imediatamente anterior (inclusive), conforme o caso, até a data do seu efetivo pagamento (exclusive), e de eventual prêmio que tenha sido oferecido pela Emissora.

Caso: (a) as Debêntures resgatadas estejam custodiadas eletronicamente na B3, o resgate antecipado deverá ocorrer conforme os procedimentos operacionais previstos pela B3; ou (b) as Debêntures resgatadas não estejam custodiadas eletronicamente no ambiente B3, o resgate antecipado deverá ocorrer conforme os procedimentos operacionais previstos pelo Escriturador e Banco Liquidante, conforme o caso, mediante depósito em contas correntes indicadas pelos respectivos Debenturistas, a ser realizado pelo Banco Liquidante. A B3 deverá ser notificada pela Emissora na mesma data em que o Edital da Oferta de Resgate Antecipado Facultativa for publicado.

As Debêntures resgatadas nos termos desta Cláusula, conforme o caso, deverão ser canceladas.

12.9 Outras informações relevantes

(b) Quando os valores mobiliários forem de dívida, indicar, quando aplicável, (i) vencimento, inclusive as condições de vencimento antecipado

Vencimento: 15/12/2029

Ressalvadas as hipóteses de liquidação antecipada em razão do resgate antecipado das Debêntures e/ou do vencimento antecipado das obrigações decorrentes das Debêntures, nos termos previstos na Escritura da 13ª Emissão de Debêntures, o vencimento ocorrerá em 5 (cinco) anos contados da Data de Emissão, ou seja, em 15 de dezembro de 2029.

Na ocorrência de qualquer das hipóteses previstas nesta Cláusula (cada uma dessas hipóteses, um “Evento de Vencimento Antecipado Automático”), todas as obrigações objeto desta Escritura de Emissão serão consideradas antecipadamente vencidas e imediatamente exigíveis, devendo ser aplicado o disposto nas Cláusulas 7.3 e 7.5 abaixo:

- i. (a) liquidação, dissolução ou extinção da Emissora e/ou de suas Controladas Relevantes (conforme definido abaixo) (exceto, no caso das Controladas Relevantes, se a liquidação, dissolução ou extinção ocorrer no âmbito de uma operação societária dentro do grupo econômico da Emissora), observado o disposto na Cláusula 7.1 (viii) abaixo; (b) decretação de falência da Emissora e/ou de suas Controladas Relevantes; (c) pedido de autofalência formulado pela Emissora e/ou por suas Controladas Relevantes; (d) pedido de falência da Emissora e/ou de suas Controladas Relevantes, formulado por terceiros, não elidido no prazo legal; (e) pedido de mediação, conciliação, nos termos dos artigos 20-A e 20-B da Lei 11.101, de 9 de fevereiro de 2005, conforme em vigor (“Lei nº 11.101”), ou medidas antecipatórias para quaisquer dos procedimentos de insolvência aqui previstos conforme previsto no parágrafo 12º do artigo 6º da Lei 11.101, incluindo quaisquer medidas que tenham por objetivo suspender ações e execuções de todas ou substancialmente todas as dívidas da Emissora, e/ou de suas Controladas Relevantes, seja no Brasil ou qualquer processo similar em outra jurisdição, conforme aplicável; ou (f) pedido de recuperação judicial ou de recuperação extrajudicial da Emissora e/ou de suas Controladas Relevantes. Para os fins desta Escritura de Emissão, “Controlada Relevante” significa qualquer controlada da Emissora, conforme definição do artigo 116 da Lei das Sociedades por Ações, cujo patrimônio líquido represente mais de 5% (cinco por cento) do patrimônio líquido da Emissora, tendo por base as informações financeiras trimestrais ou demonstrações financeiras consolidadas da Emissora mais recentes à época do evento;
- ii. transformação da Emissora em sociedade limitada, nos termos dos artigos 220 a 222 da Lei das Sociedades por Ações;
- iii. inadimplemento, pela Emissora, das suas obrigações de pagamento do saldo do Valor Nominal Unitário, da Remuneração e/ou dos Encargos Moratórios, nas respectivas datas de pagamentos previstas na Escritura de Emissão, não sanado no prazo de 2 (dois) Dias Úteis contados da data do respectivo inadimplemento;
- iv. inadimplemento, pela Emissora, de qualquer obrigação pecuniária prevista na Escritura de Emissão, salvo pelas obrigações de pagamento do saldo do Valor Nominal Unitário, da Remuneração e/ou dos Encargos Moratórios, que observarão o prazo previsto no item 7.2 (iii) acima, não sanado no prazo de 5 (cinco) Dias Úteis contados da data do respectivo inadimplemento;
- v. declaração de vencimento antecipado de qualquer dívida da Emissora, local ou internacional, cujo valor, individual ou agregado, seja igual ou superior a R\$200.000.000,00 (duzentos milhões de reais), atualizado monetariamente, a cada 12 (doze) meses, pelo Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo (“IPCA”), calculado e divulgado mensalmente pelo Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística (“IBGE”), a partir da Data de Emissão, ou seu equivalente em outras moedas;
- vi. declaração de vencimento antecipado de qualquer dívida das Controladas Relevantes da Emissora, local ou internacional, cujo valor, individual ou agregado, seja igual ou superior a R\$75.000.000,00 (setenta e cinco milhões de reais), atualizado monetariamente, a cada 12 (doze) meses, pelo IPCA, a partir da Data de Emissão, ou seu equivalente em outras moedas;
- vii. questionamento judicial sobre a validade, a exequibilidade e/ou a existência desta Escritura de Emissão e/ou quaisquer de suas disposições, e/ou de quaisquer outros documentos relacionados à Emissão e à Oferta ou qualquer condição pactuada no âmbito da Emissão, pela Emissora e/ou por suas controladas;

12.9 Outras informações relevantes

viii. cisão, fusão, incorporação ou incorporação de ações envolvendo a Emissora e/ou suas Controladas Relevantes, exceto nas seguintes hipóteses, as quais ficam desde já aprovadas:

1. a incorporação, pela Emissora (de modo que a Emissora seja a incorporadora), de quaisquer sociedades, observado que (1) sejam respeitados todos os Eventos de Vencimento Antecipado previstos na Escritura de Emissão, conforme aplicável; e (2) a sociedade incorporada não exerça atividades que envolvam ativos relacionados à atividade de geração de energia elétrica por meio da queima de carvão mineral (termoelétricas) ("Ativos de Carvão"), exceto se a sociedade incorporada se tratar de uma controlada ou sociedade do mesmo grupo econômico da Emissora;
2. a operação for realizada exclusivamente entre controladas ou entre estas e a Emissora (desde que não envolva a cisão, fusão ou incorporação da Emissora, observado o disposto na Cláusula 7.1 (viii) (a) acima;
3. tratar-se de (1) cisão da Emissora, em que a parcela cindida contenha exclusivamente Ativos de Carvão; (2) cisão da Emissora, em que a parcela cindida contenha exclusivamente participações societárias em sociedades controladas da Emissora cuja principal atividade (direta ou indireta, por meio de outros veículos) seja relacionada a Ativos de Carvão, desde que, nesta hipótese, (i) a sociedade cujas participações societárias forem objeto da parcela cindida não distribua dividendos ou juros sobre capital próprio além do mínimo obrigatório atual, ou quaisquer recursos aos seus acionistas (inclusive por meio de venda ou transferência de ativos, reorganizações societárias, empréstimos ou transações intra grupo) enquanto ela for devedora da Emissora em qualquer mútuo, dívida, empréstimo ou financiamento, ou (ii) qualquer mútuo, dívida, empréstimo ou financiamento celebrado com a Emissora seja integralmente quitado previamente à cisão; ou (3) fusão, incorporação ou incorporação de ações, de controladas da Emissora cuja principal atividade (direta ou indireta, por meio de outros veículos) seja exclusivamente relacionada a Ativos de Carvão, por qualquer sociedade terceira que não seja parte do grupo econômico da Emissora, desde que, nesta hipótese, (i) a sociedade terceira ou, no caso de incorporação de ações, a sociedade que teve suas ações incorporadas, não distribua dividendos ou juros sobre capital próprio além do mínimo obrigatório atual, ou quaisquer recursos aos seus acionistas (inclusive por meio de venda ou transferência de ativos, reorganizações societárias, empréstimos ou transações intra grupo) enquanto ela for devedora da Emissora em qualquer mútuo, dívida, empréstimo ou financiamento, ou (ii) qualquer mútuo, dívida, empréstimo ou financiamento celebrado com a Emissora seja integralmente quitado previamente à fusão, incorporação ou incorporação de ações (em conjunto, "Reorganizações Societárias Permitidas – Carvão"). Em qualquer Reorganização Societária Permitida – Carvão, a Emissora deverá ter obtido as demais anuências e autorizações necessárias para implementação da operação em questão, se aplicável;
4. a operação tiver sido previamente aprovada por Debenturistas, na forma da Cláusula 10 desta Escritura de Emissão; ou
5. exclusivamente no caso de fusão, incorporação ou cisão da Emissora, caso sejam observados os termos do artigo 231 da Lei das Sociedades por Ações, ou seja, (1) a fusão, incorporação ou cisão da Emissora seja aprovada em Assembleia Geral de Debenturistas, nos termos desta Escritura de Emissão, ou, alternativamente ao item (1), (2) seja assegurado aos Debenturistas que o desejarem, durante o prazo mínimo de 6 (seis) meses contados da data de publicação das atas dos atos societários relativos à fusão, incorporação ou cisão da Emissora, o resgate ou a aquisição das Debêntures de que forem titulares, mediante o pagamento do saldo do Valor Nominal Unitário, acrescido da Remuneração, calculada *pro rata temporis* desde a Primeira Data de Integralização ou a data de pagamento da Remuneração imediatamente anterior, conforme o caso, até a data do efetivo pagamento.

ix. redução do capital social da Emissora, com finalidade diversa de absorção de prejuízos, sem que haja anuência prévia de Debenturistas, na forma da Cláusula 10 abaixo, reunidos em Assembleia Geral de Debenturistas especialmente convocada para esse fim, conforme disposto no parágrafo 3º do artigo 174 da Lei das Sociedades por Ações, exceto no caso de redução de capital realizada exclusivamente em decorrência de uma Reorganização Societária Permitida – Carvão, para a qual fica desde já aprovada a respectiva redução de capital; e

12.9 Outras informações relevantes

- x. se for verificada a invalidade, nulidade ou inexecutabilidade desta Escritura de Emissão, por meio de decisão judicial exequível cujos efeitos não tenham sido suspensos ou revertidos pela Emissora em até 15 (quinze) Dias Úteis contados do proferimento de tal decisão;

Sem prejuízo do disposto na Cláusula 7.1 acima, o Agente Fiduciário deverá convocar, em até 5 (cinco) Dias Úteis contados da data em que tomar ciência da ocorrência de quaisquer dos eventos descritos a seguir (cada um desses eventos um “Evento de Vencimento Antecipado Não Automático” e, em conjunto com os Eventos de Vencimento Antecipado Automáticos, “Eventos de Vencimento Antecipado”), Assembleia Geral de Debenturistas para deliberar sobre a eventual declaração do vencimento antecipado das Debêntures, conforme aplicável, devendo ser aplicado o disposto nas Cláusulas 7.4 e 7.5 abaixo:

1. inadimplemento pela Emissora no pagamento de dívidas e/ou obrigações pecuniárias locais ou internacionais (que não as previstas nesta Escritura de Emissão, as quais já estão cobertas nos incisos 7.1 (iii) e 7.1 (iv) acima), cujo valor, individual ou agregado, seja igual ou superior R\$200.000.000,00 (duzentos milhões de reais), atualizado monetariamente, a cada 12 (doze) meses, pelo IPCA, a partir da Data de Emissão, ou seu equivalente em outras moedas, não sanado no prazo previsto no respectivo instrumento ou, não havendo prazo contratual, em até 15 (quinze) Dias Úteis contados do respectivo inadimplemento;
2. inadimplemento, pelas controladas da Emissora, no pagamento de dívidas ou obrigações pecuniárias locais ou internacionais, cujo valor, individual ou agregado, seja igual ou superior a R\$75.000.000,00 (setenta e cinco milhões de reais), atualizado monetariamente, a cada 12 (doze) meses, pelo IPCA, a partir da Data de Emissão, ou seu equivalente em outras moedas, não sanado no prazo previsto no respectivo instrumento ou, não havendo prazo contratual, em até 15 (quinze) Dias Úteis contados do respectivo inadimplemento;
3. protesto de títulos contra a Emissora (ainda que na condição de garantidora), cujo valor, individual ou agregado, seja igual ou superior a R\$200.000.000,00 (duzentos milhões de reais), atualizado monetariamente, a cada 12 (doze) meses, pelo IPCA a partir da Data de Emissão, ou seu equivalente em outras moedas, exceto se, no prazo de 15 (quinze) dias contados do respectivo protesto, tiver sido validamente comprovado ao Agente Fiduciário, na qualidade de representante dos Debenturistas, que (a) o protesto foi cancelado; (b) foi apresentada defesa e foram prestadas garantia em juízo; (c) foi comprovado pela Emissora, perante o juízo competente, que o protesto foi efetuado por erro ou má-fé de terceiros; ou (d) o montante devido foi pago em prazo tempestivo para purga da mora;
4. protesto de títulos contra as controladas da Emissora (ainda que na condição de garantidora), cujo valor, individual ou agregado, seja igual ou superior a R\$75.000.000,00 (setenta e cinco milhões de reais), atualizado monetariamente, a cada 12 (doze) meses, pelo IPCA, a partir da Data de Emissão, ou seu equivalente em outras moedas, exceto se, no prazo de 15 (quinze) dias contados do respectivo protesto, tiver sido validamente comprovado ao Agente Fiduciário, na qualidade de representante dos Debenturistas, que (a) o protesto foi cancelado; ou (b) foi apresentada defesa e foram prestadas garantias em juízo; (c) foi comprovado pela respectiva controlada da Emissora, perante o juízo competente, que o protesto foi efetuado por erro ou má-fé de terceiros; ou (d) for pago em prazo tempestivo para purga da mora;
5. inadimplemento pela Emissora de qualquer obrigação não pecuniária prevista nesta Escritura de Emissão, não sanado no prazo de 15 (quinze) Dias Úteis contados da data de recebimento, pela Emissora, de notificação do Agente Fiduciário acerca do referido descumprimento, sendo que o prazo previsto neste inciso não se aplica para qualquer dos demais Eventos de Vencimento Antecipado;
6. não cumprimento, pela Emissora, de qualquer ordem de execução oriunda de decisão judicial ou arbitral, de exigibilidade imediata, de natureza condenatória que gere uma obrigação de pagamento por valor, individual ou agregado, calculado de forma acumulada, que ultrapasse R\$200.000.000,00 (duzentos milhões de reais), atualizado monetariamente, a cada 12 (doze) meses, pelo IPCA desde a Data de Emissão, exceto (a) se a Emissora comprovar, em até 15 (quinze) Dias Úteis da determinação da respectiva medida, a obtenção de qualquer decisão judicial suspendendo a respectiva medida; ou (b) se, no prazo legal, tiver sido apresentada garantia em juízo, aceita pelo Poder Judiciário;
7. não cumprimento, pelas controladas da Emissora, de qualquer ordem de execução oriunda de decisão judicial ou arbitral, de exigibilidade imediata, de natureza condenatória, que gere uma obrigação de pagamento por valor, individual ou agregado, calculado de forma acumulada, que ultrapasse R\$75.000.000,00 (setenta e cinco milhões de reais), atualizado monetariamente, a cada 12 (doze) meses pelo IPCA desde a Data de Emissão, exceto: (a) se a Emissora comprovar, em até 15 (quinze) Dias Úteis da

12.9 Outras informações relevantes

- determinação da respectiva medida, a obtenção de qualquer decisão judicial suspendendo a respectiva medida; ou (b) se, no prazo legal, tiver sido apresentada garantia em juízo, aceita pelo Poder Judiciário;
8. ato de qualquer autoridade governamental com o objetivo de sequestrar, expropriar, nacionalizar, desapropriar ou de qualquer modo adquirir, compulsoriamente, a totalidade ou parte substancial dos ativos da Emissora e/ou de suas Controladas Relevantes, desde que afete de forma adversa a capacidade de pagamento, pela Emissora, de suas obrigações relativas às Debêntures, exceto se tal ato for cancelado, susinado ou, por qualquer forma, suspenso, em qualquer hipótese, dentro do prazo legal;
 9. comprovação de insuficiência, incorreção ou inconsistência relevante ou falsidade de qualquer declaração feita pela Emissora nesta Escritura de Emissão, que afete material e adversamente a percepção de risco das Debêntures e/ou da Emissora;
 10. cessão, promessa de cessão ou qualquer forma de transferência ou promessa de transferência a terceiros, pela Emissora, no todo ou em parte, de qualquer obrigação relacionada às Debêntures;
 11. alteração do objeto social disposto no estatuto social da Emissora que modifique, de forma relevante, as atividades descritas em seu objeto social na data de celebração desta Escritura de Emissão, exceto alterações que representem inclusão de atividades derivadas, correlatas e/ou relacionadas à geração, exploração, distribuição e comercialização de energia, gás e hidrocarbonetos;
 12. observado o disposto na Cláusula 7.2.2 abaixo, não observância, pela Emissora, durante a vigência da Emissão, do quociente da divisão da Dívida Líquida pelo EBITDA que deverá ser igual ou inferior a 4,5 (quatro inteiros e cinco décimos), a ser acompanhado trimestralmente pelo Agente Fiduciário com base nas informações financeiras trimestrais consolidadas ou demonstrações financeiras consolidadas, revisadas ou auditadas, conforme o caso, pelos auditores independentes da Emissora ("Índice Financeiro"), devendo a primeira apuração ocorrer com base nas demonstrações financeiras consolidadas auditadas pelos auditores independentes da Emissora relativas a 31 de dezembro de 2024;
 13. término, resolução, rescisão, revogação, anulação ou qualquer outra forma de extinção de qualquer das concessões (ou, caso o regime não seja de concessão, das autorizações) outorgadas à Emissora ou às suas Controladas Relevantes (em conjunto, "Autorizações Governamentais"), exceto se, dentro do prazo de 15 (quinze) Dias Úteis a contar da data de qualquer desses eventos a Emissora comprove que houve decisão favorável à reversão do término, resolução, rescisão, revogação, anulação ou qualquer outra forma de extinção de qualquer das Autorizações Governamentais, ou obteve medida liminar garantindo a continuidade das atividades da Emissora e/ou das Controladas Relevantes, conforme o caso, e desde que referida liminar não seja cassada;
 14. não renovação, cancelamento, revogação ou suspensão dos alvarás ou licenças, inclusive as ambientais, exigidas pelos órgãos competentes, não sanado no prazo de 60 (sessenta) dias a contar de tal não renovação, cancelamento, revogação ou suspensão, que impeça o regular exercício das atividades desenvolvidas pela Emissora e/ou suas Controladas Relevantes, desde que tal não renovação, cancelamento, revogação ou suspensão, conforme o caso, não cause um Efeito Adverso Relevante;
 15. realização, caso a Emissora esteja em mora com relação ao pagamento de qualquer obrigação pecuniária relativa às Debêntures ou tenha ocorrido e esteja vigente qualquer Evento de Vencimento Antecipado, do resgate, recompra, amortização ou bonificação de ações, pagamento de dividendos, juros sobre capital próprio ou qualquer outra participação no lucro prevista no estatuto social vigente da Emissora, que não tenha sido declarada até a data de celebração desta Escritura de Emissão, ressalvado o pagamento do dividendo mínimo obrigatório previsto no artigo 202 da Lei das Sociedades por Ações;
 16. aquisição do controle acionário da Emissora nos termos previstos no artigo 37, §1º, do Regulamento do Novo Mercado, exceto se for assegurado aos Debenturistas que o desejarem, durante o prazo mínimo de 6 (seis) meses contados da data de publicação das atas dos atos societários relativos à operação, o resgate ou a aquisição das Debêntures de que forem titulares, mediante o pagamento do saldo do Valor Nominal Unitário, acrescido da Remuneração, calculada *pro rata temporis* desde a Primeira Data de Integralização ou a Data de Pagamento da Remuneração imediatamente anterior (inclusive), conforme o caso, até a data do efetivo pagamento (exclusive);
 17. se a Emissora e/ou qualquer de suas controladas alienar, direta ou indiretamente, total ou parcialmente, quaisquer direitos ou bens de seu ativo, que representem, em uma operação ou em um conjunto de operações, mais de 20% (vinte por cento) dos ativos totais consolidados da Emissora, apurado com base nas demonstrações financeiras auditadas consolidadas mais recentes da Emissora à época do evento,

12.9 Outras informações relevantes

exceto (1) quando se tratar de alienação, direta ou indireta, a qualquer terceiro, exclusivamente de Ativos de Carvão ou (2) no contexto do processo de avaliação de potenciais parceiros estratégicos para plataforma de ativos renováveis, conforme divulgado no Comunicado ao Mercado da Emissora de 09 de junho de 2023; e

18. constituição de qualquer hipoteca, penhor, alienação fiduciária, cessão fiduciária, usufruto, fideicomisso, promessa de venda, opção de compra, direito de preferência, encargo, gravame ou ônus, judicial ou extrajudicial, voluntário ou involuntário, ou outro ato que tenha o efeito prático similar a qualquer das expressões acima ("Ônus") sobre ativos da Emissora ou de suas controladas que representem, de forma individual ou agregada, 20% (vinte por cento) ou mais dos ativos totais consolidados da Emissora, apurado com base na demonstração financeira auditada consolidada mais recente da Emissora à época do evento, exceto (a) garantias já constituídas na Data de Emissão, as quais poderão ser utilizadas em refinanciamentos das dívidas atuais originalmente garantidas por tais ativos; ou (b) para constituição de garantia em financiamentos junto ao Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES) ou outro banco de fomento nacional ou internacional ou em operações no mercado de capitais que possam ser caracterizadas como um *project finance* (capacidade de pagamento da dívida com o fluxo de caixa do projeto financiado, possuir cessão fiduciária dos recebíveis do projeto financiado ou possuir *covenant* de índice de cobertura sob serviço da dívida mínimo em linha com o praticado em mercado e metodologia definida nos documentos da operação, dentre outras características usuais em operações de *project finance*), conforme declaração enviada pela Emissora ao Agente Fiduciário neste sentido.

(i) Quando os valores mobiliários forem de dívida, indicar, quando aplicável (...), (v) eventuais restrições impostas ao emissor em relação:

À distribuição de dividendos;

À alienação de determinados ativos;

À contratação de novas dívidas;

À emissão de novos valores mobiliários; e

À realização de operações societárias envolvendo o emissor, seus controladores ou controladas.

Fora os casos descritos acima que envolvem restrições quanto: (i) à distribuição de dividendos; (ii) à alienação de determinados ativos; e (iii) à realização de operações societárias envolvendo a Emissora e controladas, não há outras restrições impostas à Emissora com relação: (i) à contratação de novas dívidas; e (ii) à emissão de novos valores mobiliários.

3ª (TERCEIRA) EMISSÃO DE NOTAS COMERCIAIS, EM SÉRIE ÚNICA, DA ENEVA S.A.

(a) Possibilidade de resgate, indicando: (i) hipóteses de resgate; e (ii) fórmula de cálculo do valor de resgate

A Companhia poderá, a qualquer tempo e a seu exclusivo critério, independentemente da anuência dos Titulares de Notas Comerciais Escriturais, desde que a Companhia declare ao Agente Fiduciário estar adimplente com suas obrigações nos termos do Termo de Emissão, realizar o resgate antecipado da totalidade das Notas Comerciais Escriturais, mediante o pagamento do Valor Nominal Unitário das Notas Comerciais Escriturais, acrescido: (i) da Remuneração, calculada *pro rata temporis*, desde a primeira Data de Integralização (inclusive) até a data efetivo resgate (exclusive); (ii) dos Encargos Moratórios, se houver; e (iii) de quaisquer obrigações pecuniárias e outros acréscimos referentes às Notas Comerciais Escriturais.

(b) Quando os valores mobiliários forem de dívida, indicar, quando aplicável, (i) vencimento, inclusive as condições de vencimento antecipado

Vencimento: 15/12/2042

12.9 Outras informações relevantes

Na ocorrência de qualquer das hipóteses previstas nesta Cláusula (cada uma dessas hipóteses, um “Evento de Vencimento Antecipado Automático”), todas as obrigações objeto deste Termo de Emissão serão consideradas antecipadamente vencidas e imediatamente exigíveis, devendo ser aplicado o disposto nas Cláusulas 7.3 e 7.5 abaixo:

- (a) liquidação, dissolução ou extinção da Emissora; (b) decretação de falência da Emissora; (c) pedido de autofalência formulado pela Emissora; (d) pedido de falência da Emissora, formulado por terceiros, não elidido no prazo legal; ou (e) pedido de recuperação judicial ou de recuperação extrajudicial da Emissora, independentemente do deferimento do respectivo pedido;
- transformação da Emissora em sociedade limitada, nos termos dos artigos 220 a 222 da Lei nº 6.404, de 15 de dezembro de 1976, conforme alterada (“Lei das Sociedades por Ações”);
- inadimplemento, pela Emissora, das suas obrigações de pagamento do Valor Nominal Unitário, da Remuneração e/ou dos Encargos Moratórios, nas respectivas datas de pagamentos previstas neste Termo de Emissão, não sanado no prazo de 03 (três) Dias Úteis contados da data do respectivo inadimplemento;
- inadimplemento, pela Emissora, de qualquer obrigação pecuniária prevista neste Termo de Emissão, salvo pelas obrigações de pagamento do Valor Nominal Unitário, da Remuneração e/ou dos Encargos Moratórios, que observarão o prazo previsto no item “iii” acima, não sanado no prazo de 5 (cinco) Dias Úteis contados da data do respectivo inadimplemento;
- declaração de vencimento antecipado de qualquer dívida das Controladas Relevantes da Emissora, local ou internacional, cujo valor, individual ou agregado, seja igual ou superior a R\$ 75.000.000,00 (setenta e cinco milhões de reais), atualizado monetariamente pelo IPCA na menor periodicidade permitida por lei, a partir da Data de Emissão, ou seu equivalente em outras moedas;
- questionamento judicial sobre a validade, a exequibilidade e/ou a existência deste Termo de Emissão e/ou quaisquer de suas disposições, e/ou de quaisquer outros documentos relacionados à Emissão e à Oferta ou qualquer condição pactuada no âmbito da Emissão, pela Emissora e/ou por suas controladas;
- cisão, fusão, incorporação ou incorporação de ações envolvendo a Emissora e/ou suas Controladas Relevantes, exceto nas seguintes hipóteses, as quais ficam desde já aprovadas:
 1. incorporação, pela Emissora (de modo que a Emissora seja a incorporadora), de quaisquer sociedades, observado que (1) sejam respeitados todos os Eventos de Vencimento Antecipado previstos neste Termo de Emissão, conforme aplicável; e (2) a sociedade incorporada não exerça atividades que envolvam ativos relacionados à atividade de geração de energia elétrica por meio da queima de carvão mineral (termoelétricas) (“Ativos de Carvão”), exceto se a sociedade incorporada se tratar de uma controlada ou sociedade do mesmo grupo econômico da Emissora;
 2. a operação for realizada exclusivamente entre controladas ou entre estas e a Emissora (desde que não envolva a cisão, fusão ou incorporação da Emissora);
 3. tratar-se de (1) cisão da Emissora, em que a parcela cindida contenha exclusivamente Ativos de Carvão; (2) cisão da Emissora, em que a parcela cindida contenha exclusivamente participações societárias em sociedades controladas da Emissora cuja principal atividade (direta ou indireta, por meio de outros veículos) seja relacionada a Ativos de Carvão, desde que, nesta hipótese, (i) a sociedade cujas participações societárias forem objeto da parcela cindida não distribua dividendos ou juros sobre capital próprio além do mínimo obrigatório atual, ou quaisquer recursos aos seus acionistas (inclusive por meio de venda ou transferência de ativos, reorganizações societárias, empréstimos ou transações intra grupo) enquanto ela for devedora da Emissora em qualquer mútuo, dívida, empréstimo ou financiamento, ou (ii) qualquer mútuo, dívida, empréstimo ou financiamento celebrado com a Emissora seja integralmente quitado previamente à cisão; ou (3) fusão, incorporação ou incorporação de ações, de controladas da Emissora cuja principal atividade (direta ou indireta, por meio de outros veículos) seja exclusivamente relacionada a Ativos de Carvão, por qualquer sociedade terceira que não seja parte do grupo econômico da Emissora, desde que, nesta hipótese, (i) a sociedade terceira ou, no caso de incorporação de ações, a sociedade que teve suas ações incorporadas, não distribua dividendos ou juros sobre capital próprio além do mínimo obrigatório atual, ou quaisquer recursos aos seus acionistas (inclusive por meio de venda ou transferência de ativos, reorganizações societárias, empréstimos ou transações intra grupo) enquanto ela for devedora da Emissora

12.9 Outras informações relevantes

em qualquer mútuo, dívida, empréstimo ou financiamento, ou (ii) qualquer mútuo, dívida, empréstimo ou financiamento celebrado com a Emissora seja integralmente quitado previamente à fusão, incorporação ou incorporação de ações (em conjunto, “Reorganizações Societárias Permitidas – Carvão”). Em qualquer Reorganização Societária Permitida – Carvão, a Emissora deverá ter obtido todas as anuências e autorizações necessárias para implementação da operação em questão; de Notas Comerciais Escriturais que o desejarem, durante o prazo mínimo de 6 (seis) meses contados da data de publicação das atas dos atos societários relativos à fusão, incorporação ou cisão da Emissora, o resgate ou a aquisição das Notas Comerciais Escriturais de que forem titulares, mediante o pagamento do Valor Nominal Unitário, acrescido da Remuneração, calculada *pro rata temporis* desde a Primeira Data de Integralização ou a data de pagamento da Remuneração imediatamente anterior, até a data do efetivo pagamento.

- Redução do capital social da Emissora, com finalidade diversa de absorção de prejuízos, exceto no caso de redução de capital realizada exclusivamente em decorrência de uma Reorganização Societária Permitida – Carvão, para a qual fica desde já aprovada a respectiva redução de capital ou em outros casos, desde que havendo a anuência dos Titulares das Notas Comerciais Escriturais; e
- se for verificada a invalidade, nulidade ou inexecutabilidade deste Termo de Emissão, por meio de decisão judicial exequível cujos efeitos não tenham sido suspensos ou revertidos pela Emissora em até 15 (quinze) Dias Úteis contados do proferimento de tal decisão.

4. a operação tiver sido previamente aprovada por Titulares de Notas Comerciais Escriturais, na forma da Cláusula 10 deste Termo de Emissão; ou
5. exclusivamente no caso de fusão, incorporação ou cisão da Emissora, caso sejam observados os termos do artigo 231 da Lei das Sociedades por Ações, ou seja, (1) a fusão, incorporação ou cisão da Emissora seja aprovada em Assembleia Geral de Titulares de Notas Comerciais Escriturais, nos termos deste Termo de Emissão, ou, alternativamente ao item (1), (2) seja assegurado aos Titulares

(i) Quando os valores mobiliários forem de dívida, indicar, quando aplicável (...), (v) eventuais restrições impostas ao emissor em relação:

À distribuição de dividendos;

À alienação de determinados ativos;

À contratação de novas dívidas;

À emissão de novos valores mobiliários; e

À realização de operações societárias envolvendo o emissor, seus controladores ou controladas.

Fora os casos descritos acima que envolvem restrições quanto: (i) à distribuição de dividendos; (ii) à alienação de determinados ativos; e (iii) à realização de operações societárias envolvendo a Emissora e controladas, não há outras restrições impostas à Emissora com relação: (i) à contratação de novas dívidas; e (ii) à emissão de novos valores mobiliários.

Bônus de Subscrição – Reorganização Societária

Conforme fatos relevantes divulgados pela Companhia em 16 de julho de 2024 e em 6 de setembro de 2024, foram celebrados pela Companhia: (i) contrato de compra e venda de ações com o BTG Pactual Holding Participações S.A. (“BTGP”), tendo por objeto a aquisição, pela Companhia, de ações ordinárias representativas de 50% do capital social da Geradora de Energia do Maranhão S.A. (“Gera Maranhão”) de titularidade da BTGP; (ii) contrato de compra e venda de ações com o BTG Pactual Infraestrutura Dividendos Fundo de Investimento em Participações em Infraestrutura (“FIP BDIV”), tendo por objeto a aquisição, pela Companhia, (a) de ações

12.9 Outras informações relevantes

ordinárias de emissão da Linhares Brasil Energia Participações S.A. (“Linhares”), representativas da totalidade do seu capital social; e (b) da totalidade das debêntures da segunda emissão da Linhares, não conversíveis em ações, em série única, da espécie quirografária, de titularidade do FIP BDIV; e (iii) o acordo de associação com a BTGP e o Banco BTG Pactual S.A (“Banco BTG”) em 5 de setembro de 2024 (“Acordo de Associação”), tendo por objeto a implementação de reorganização societária que consiste na cisão parcial da BTGP com a subsequente incorporação da parcela cindida do patrimônio líquido da BTGP pela Companhia, a ser composta exclusivamente pela totalidade do capital social da Tevisa Termelétrica Viana S.A. (“Tevisa”) e da Povoação Energia S.A. (“Povoação”) que, por sua vez, detém (a) a integralidade dos ativos que compõem a unidade termelétrica Povoação, com capacidade de 74,96 MW; e (b) a totalidade do capital social da CL RJ 017 Empreendimentos e Participações S.A., inscrita no CNPJ/MF sob nº 45.224.738/0001-70 (em conjunto com Tevisa e Povoação, “Controladas BTG”), em todos os casos (i), (ii) e (iii) acima, com eficácia sujeita à verificação de determinadas condições suspensivas, incluindo a liquidação da Oferta (“Reorganização Societária”).

Observados os termos e condições estabelecidos no Acordo de Associação, e sujeito aos termos do no “Instrumento Particular de Protocolo e Justificação de Cisão Parcial da BTG Pactual Holding Participações S.A. com Incorporação da Parcela Cindida pela Eneva S.A.”, a consumação da Reorganização Societária resultará (i) na incorporação da parcela cindida da BTGP pela Eneva, tornando a Tevisa e a Povoação subsidiárias integrais da Companhia; (ii) na redução do capital social da BTGP, sem cancelamento de ações; e (iii) no aumento do capital social da Companhia mediante a emissão, em favor do Banco BTG, na qualidade de único acionista da BTGP, de (a) 119.322.767 novas ações ordinárias de emissão da Companhia, observadas certas regras de ajustes; e (b) como vantagem adicional, três bônus de subscrição que, em conjunto, conferirão ao Banco BTG o direito de subscrever até 15.905.437 novas ações ordinárias de emissão da Companhia, sujeito ao êxito da Tevisa na antecipação do início do contrato de reserva de capacidade referente ao primeiro leilão de reserva de capacidade realizado em 21 de dezembro de 2021 (“Bônus de Subscrição - Antecipação”) e à celebração pela Tevisa e/ou pela Povoação de novo contrato como resultado de sagrarem-se vencedoras do próximo leilão para contratação de reserva de capacidade após a data de consumação da Reorganização Societária (“Bônus de Subscrição - Recontratação”, e, em conjunto com o Bônus de Subscrição - Antecipação, os “Bônus de Subscrição”).

Os direitos, vantagens e restrições das ações resultantes do exercício dos Bônus de Subscrição serão idênticos aos das ações ordinárias de emissão da Eneva existentes na data de apresentação deste Formulário de Referência.

Nesse sentido, a emissão dos Bônus de Subscrição reflete as parcelas contingentes dos respectivos valores econômicos atribuídos pelas partes às Controladas BTG no âmbito da Reorganização Societária, cuja materialização é incerta e dependerá da verificação de eventos futuros relacionados aos seus negócios. Caso se materializem, tais eventos representarão uma efetiva vantagem econômica adicional para as Controladas BTG e, indiretamente, para a Eneva após a consumação da operação, justificando, portanto, o direito do Banco BTG à subscrição de quantidades adicionais de novas ações ordinárias de emissão da Companhia. O preço de exercício dos Bônus de Subscrição, por sua vez, é simbólico e corresponderá a R\$ 1,00 (“Preço de Exercício”).

Bônus de Subscrição - Recontratação

O exercício dos Bônus de Subscrição - Recontratação estará condicionado, na forma do artigo 125 do Código Civil, à celebração, pelas Controladas BTG ou, em caso de sucessão legal, suas respectivas sucessoras, de novo contrato, com duração mínima de 15 anos, como resultado de sagrar-se vencedora do próximo leilão para contratação de reserva de capacidade em que as Controladas BTG venham a participar após a consumação da Reorganização Societária (com apresentação de proposta formal pela Controlada BTG aplicável, na forma estabelecida no respectivo edital), nos termos do respectivo leilão (“Condição de Exercício - Recontratação”), sendo certo que o exercício de (i) um dos Bônus de Subscrição - Recontratação estará condicionado à satisfação da Condição de Exercício - Recontratação pela Tevisa; e (ii) um dos Bônus de Subscrição - Recontratação estará condicionado à satisfação da Condição de Exercício - Recontratação pela Povoação.

Sujeito à verificação da Condição de Exercício – Recontratação, as respectivas quantidades de ações ordinárias de emissão da Eneva que poderão ser subscritas pelo Banco BTG em virtude do exercício dos Bônus de

12.9 Outras informações relevantes

Subscrição – Reconstratação serão calculadas dentro de intervalos pré-definidos e descritos no Acordo de Associação, os quais variam de forma diretamente proporcional ao acréscimo na receita fixa anual de cada umas Controladas BTG obtido por meio da reconstratação, medido em R\$ / MWh.

Bônus de Subscrição – Antecipação

O exercício do Bônus de Subscrição - Antecipação estava condicionado, na forma do artigo 125 do Código Civil, à obtenção, por Tevisa ou sua eventual sucessora legal, do direito à antecipação (para qualquer data anterior a 1º de julho de 2026) do início do suprimento de quaisquer dos contratos de reserva de capacidade por ela celebrados que se iniciariam em 1º de julho de 2026, para qualquer data anterior a 1º de julho de 2026.

Em 21 de julho de 2025, tendo em vista a verificação da condição de exercício do Bônus de Subscrição – Antecipação, o recebimento da notificação do exercício pelo Banco BTG e o subsequente pagamento do Preço de Exercício, o Conselho de Administração da Eneva aprovou aumento de capital social da Companhia e a consequente emissão de 4.381.891 novas ações ordinárias.

A quantidade de novas ações ordinárias de emissão da Eneva subscrita pelo Banco BTG em virtude do exercício dos Bônus de Subscrição – Antecipação foi calculada, na forma do Acordo de Associação, dentro de um intervalo pré-definido segundo o qual, quanto mais cedo a data da eventual antecipação do início do suprimento, maior a quantidade de novas ações a serem emitidas.

Aumento de Capital – Plano de Opção de Compra ou Subscrição de Ações

Em 20 de maio de 2026, o Conselho de Administração da Eneva aprovou aumento de capital social da Companhia dentro do limite do capital autorizado e a consequente emissão de 55.859 novas ações ordinárias. Esse aumento de capital se deu em decorrência do exercício de opções outorgadas no âmbito do Quinto Plano de Opção de Compra ou Subscrição de Ações da Companhia, aprovado pela Assembleia Geral Extraordinária realizada em 02 de agosto de 2016 e posterior reunião do Conselho de Administração, realizada em 11 de fevereiro de 2021.

13.1 Identificação dos Responsáveis pelo Conteúdo do FRE

Nome do responsável pelo conteúdo do formulário	Cargo do responsável
Lino Lopes Cançado	Diretor Presidente
Marcelo Campos Habibe	Diretor de Relações com Investidores

13.1 Declaração do diretor presidente

13.1. Declarações individuais do Presidente e do Diretor de Relações com Investidores devidamente assinadas, atestando que:

a. reviram o Formulário de Referência

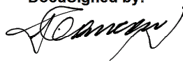
b. todas as informações contidas no Formulário atendem ao disposto na Resolução CVM n.º 80, em especial aos arts. 15 a 20

c. as informações nele contidas retratam de modo verdadeiro, preciso e completo as atividades do emissor e dos riscos inerentes às suas atividades

DECLARAÇÃO

Eu, **Lino Lopes Cançado**, brasileiro, casado, economista, portador de cédula de identidade RG n.º 7924465-3, emitida pelo IFP/RJ, inscrito no CPF/ME sob o n.º 012.321.167-00, com endereço comercial na Cidade do Rio de Janeiro, Estado do Rio de Janeiro, na Praia de Botafogo, n.º 501, Bloco I, 2º e 4º andares, Botafogo, CEP 22.250-040, na qualidade de Diretor Presidente da **Eneva S.A.** ("Companhia"), neste ato declaro que:

- a) revi o Formulário de Referência da Companhia;
- b) todas as informações contidas no Formulário de Referência da Companhia atendem ao disposto na Resolução da Comissão de Valores Mobiliários n.º 80, de 29 de março de 2022, em especial aos artigos 15 a 20; e
- c) as informações contidas no Formulário de Referência da Companhia retratam de modo verdadeiro, preciso e completo as atividades da Companhia e os riscos inerentes às suas atividades.

DocuSigned by:

88F605B5EFCC412...

Lino Lopes Cançado

Diretor Presidente

13.1 Declaração do diretor de relações com investidores

13.1 – Declarações individuais do Diretor Presidente e do Diretor de Relações com investidores

DECLARAÇÃO

Eu, **Marcelo Campos Habibe**, brasileiro, casado, bacharel em ciências econômicas, portador de cédula de identidade RG n.º 11.856.849, emitida pela SSP/RJ, inscrito no CPF/ME sob o n.º 052.949.797-21, com endereço comercial na Cidade do Rio de Janeiro, Estado do Rio de Janeiro, na Praia de Botafogo, n.º 501, Bloco I, 2º e 4º andares, Botafogo, CEP 22.250-040 na qualidade de Diretor de Relações com Investidores da **Eneva S.A.** ("Companhia"), neste ato declaro que:

- a) revi o Formulário de Referência da Companhia;
- b) todas as informações contidas no Formulário de Referência da Companhia atendem ao disposto na Resolução da Comissão de Valores Mobiliários n.º 80, de 29 de março de 2022, em especial aos artigos 15 a 20; e
- c) as informações contidas no Formulário de Referência da Companhia retratam de modo verdadeiro, preciso e completo as atividades da Companhia e os riscos inerentes às suas atividades.

DocuSigned by:

Marcelo Campos Habibe

3ECA1B1A4E35483...

Marcelo Campos Habibe

Diretor de Relações com Investidores

13.2 Identificação dos Responsáveis pelo Conteúdo do FRE, em caso de alteração dos Responsáveis após a Entrega Anual

Documento não preenchido.