Índice

1. Atividades do emissor

1.1 Histórico do emissor 1

1.2 Descrição das principais atividades do emissor e de suas controladas 22

1.3 Informações relacionadas aos segmentos operacionais 48

1.4 Produção/Comercialização/Mercados 53

1.5 Principais clientes 112

1.6 Efeitos relevantes da regulação estatal 113

1.7 Receitas relevantes no país sede do emissor e no exterior 158

1.8 Efeitos relevantes de regulação estrangeira 159

1.9 Informações ambientais sociais e de governança corporativa (ASG) 160

1.10 Informações de sociedade de economia mista 172

1.11 Aquisição ou alienação de ativo relevante 173

1.12 Operações societárias/Aumento ou redução de capital 174

1.13 Acordos de acionistas 183

1.14 Alterações significativas na condução dos negócios 185

1.15 Contratos relevantes celebrados pelo emissor e suas controladas 186

1.16 Outras informações relevantes 187

2. Comentário dos diretores

2.1 Condições financeiras e patrimoniais 188

2.2 Resultados operacional e financeiro 225

2.3 Mudanças nas práticas contábeis/Opiniões modificadas e ênfases 237

2.4 Efeitos relevantes nas DFs 240

2.5 Medições não contábeis 244

2.6 Eventos subsequentes as DFs 249

2.7 Destinação de resultados 251

2.8 Itens relevantes não evidenciados nas DFs 255

2.9 Comentários sobre itens não evidenciados 256

2.10 Planos de negócios 257

2.11 Outros fatores que influenciaram de maneira relevantes o desempenho operacional 271

3. Projeções

3.1 Projeções divulgadas e premissas 272

3.2 Acompanhamento das projeções 273

Índice

4. Fatores de risco
4.1 Descrição dos fatores de risco 274
4.2 Indicação dos 5 (cinco) principais fatores de risco 336
4.3 Descrição dos principais riscos de mercado 337
4.4 Processos não sigilosos relevantes 341
4.5 Valor total provisionado dos processos não sigilosos relevantes 383
4.6 Processos sigilosos relevantes 384
4.7 Outras contingências relevantes 387
5. Política de gerenciamento de riscos e controles internos
5.1 Descrição do gerenciamento de riscos e riscos de mercado 388
5.2 Descrição dos controles internos 402
5.3 Programa de integridade 405
5.4 Alterações significativas 409
5.5 Outras informações relevantes 410
6. Controle e grupo econômico
6.1/2 Posição acionária 411
6.3 Distribuição de capital 414
6.4 Participação em sociedades 415
6.5 Organograma dos acionistas e do grupo econômico 417
6.6 Outras informações relevantes 418
7. Assembleia geral e administração
7.1 Principais características dos órgãos de administração e do conselho fiscal 419
7.1D Descrição das principais características dos órgãos de administração e do conselho fiscal 425
7.2 Informações relacionadas ao conselho de administração 426
7.3 Composição e experiências profissionais da administração e do conselho fiscal 429
7.4 Composição dos comitês 438
7.5 Relações familiares 447
7.6 Relações de subordinação, prestação de serviço ou controle 448
7.7 Acordos/seguros de administradores 449
7.8 Outras informações relevantes 451
8. Remuneração dos administradores
8.1 Política ou prática de remuneração 453

Índice

8.2 Remuneração total por órgão 469
8.3 Remuneração variável 477
8.4 Plano de remuneração baseado em ações 479
8.5 Remuneração baseada em ações (Opções de compra de ações) 508
8.6 Outorga de opções de compra de ações 509
8.7 Opções em aberto 511
8.8 Opções exercidas e ações entregues 513
8.9 Diluição potencial por outorga de ações 515
8.10 Outorga de ações 517
8.11 Ações entregues 519
8.12 Precificação das ações/opções 520
8.13 Participações detidas por órgão 526
8.14 Planos de previdência 527
8.15 Remuneração mínima, média e máxima 529
8.16 Mecanismos de remuneração/indenização 532
8.17 Percentual partes relacionadas na remuneração 533
8.18 Remuneração - Outras funções 534
8.18 Remuneração - Outras funções (Estruturado) 535
8.19 Remuneração reconhecida do controlador/controlada 536
8.19 Remuneração reconhecida do controlador/controlada (Estruturado) 537
8.20 Outras informações relevantes 538
9. Auditores
9.1 / 9.2 Identificação e remuneração 545
9.3 Independência e conflito de interesses dos auditores 546
9.4 Outras informações relevantes 547
10. Recursos humanos
10.1A Descrição dos recursos humanos 548
10.1 Descrição dos recursos humanos 550
10.2 Alterações relevantes 553
10.3 Políticas e práticas de remuneração dos empregados 554
10.3(d) Políticas e práticas de remuneração dos empregados 557
10.4 Relações entre emissor e sindicatos 558

Índice

10.5 Outras informações relevantes 559

11. Transações com partes relacionadas

11.1 Regras, políticas e práticas 560

11.2 Transações com partes relacionadas 564

11.2 Itens 'n.' e 'o.' 565

11.3 Outras informações relevantes 566

12. Capital social e Valores mobiliários

12.1 Informações sobre o capital social 567

12.2 Emissores estrangeiros - Direitos e regras 568

12.3 Outros valores mobiliários emitidos no Brasil 569

12.4 Número de titulares de valores mobiliários 577

12.5 Mercados de negociação no Brasil 578

12.6 Negociação em mercados estrangeiros 579

12.7 Títulos emitidos no exterior 580

12.8 Destinação de recursos de ofertas públicas 581

12.9 Outras informações relevantes 585

13. Responsáveis pelo formulário

13.1 Identificação dos Responsáveis pelo Conteúdo do FRE 667

13.1 Declaração do diretor presidente 668

13.1 Declaração do diretor de relações com investidores 669

13.2 Identificação dos Responsáveis pelo Conteúdo do FRE, em caso de alteração dos Responsáveis após a Entrega Anual 670

1.1 Histórico do emissor

A Eneva S.A. (“Companhia” ou “Eneva”) foi constituída em 25 de abril de 2001, iniciando suas atividades naquele ano sob a denominação de MPX Mineração e Energia Ltda., visando atuar no setor de geração de energia elétrica.

De 2001 até 2004, o principal investimento da Companhia consistia em uma 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.

Já entre os anos de 2006 e 2007, a Companhia desenvolveu um portfólio de projetos de geração de energia no Brasil operados por suas controladas, a maioria com locais já identificados até então e parte deles com sua energia já negociada à época, como por exemplo, a UTE Porto do Pecém I e a UTE Porto do Itaqui, as quais, na primeira fase do leilão realizado pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (“CCEE”) em 16 de outubro 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 350,2 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, garantindo assim um fluxos de caixa anuais provenientes principalmente de receitas fixas para esses empreendimentos. Os referidos CCEARs preveem, adicionalmente, uma receita variável destinada a cobrir os custos variáveis das usinas (combustível, operação e manutenção) incorridos quando as plantas forem despachadas pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico (“ONS"). Conforme decisão obtida em Reunião Pública Ordinária da Agência Nacional de Energia Elétrica (“ANEEL”) de 28 de novembro de 2023, o CCEAR da UTE Porto do Itaqui teve o seu prazo postergado até 21 de dezembro de 2027.

Ainda no ano de 2007, em meio a um cenário econômico favorável, a Companhia passou por transformações societárias e alterações de estrutura corporativa, de forma que: (i) em 25 de setembro, a Companhia foi transformada em sociedade por ações; (ii) em 5 de novembro, a denominação social da Companhia foi alterada para MPX Energia S.A.; (iii) em 7 de dezembro, a Companhia teve o seu registro como emissora de valores mobiliários deferido pela Comissão de Valores Mobiliários (“CVM”); e (iv) como meio de se capitalizar para desenvolver seus projetos e obter novas fontes de financiamento, em 14 de dezembro, a Companhia anunciou o início da sua oferta pública inicial de ações (IPO), a qual foi encerrada em 17 de janeiro de 2008 e por meio da qual foram captados R$ 2,0 bilhões. Desde a obtenção de seu registro de companhia aberta, a Companhia opera sob elevados padrões de

1.1 Histórico do emissor

governança corporativa, estando listada no segmento do Novo Mercado da B3 S.A. – Brasil, Bolsa, Balcão (“B3”).

Dando continuidade ao plano de expansão do Complexo Termoelétrico do Pecém, a Companhia e a EDP Energias do Brasil S.A. (“EDP”) firmaram, em agosto de 2008, um acordo para participação conjunta no empreendimento, 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 referida UTE Porto do Pecém II, movida a carvão mineral, vendeu, no leilão de energia nova A-5 realizado pela CCEE em 30 de setembro de 2008, 276 MW médios dos 360 MW de capacidade instalada total da planta, por meio de CCEARs similares àqueles contratados pelas UTEs Porto do Pecém I e UTE Porto do Itaqui, garantindo um fluxo de caixa anual estável pelo prazo de 15 anos, além de uma receita variável destinada a cobrir os custos variáveis da planta (combustível, operação e manutenção) quando despachada pelo ONS. Vale mencionar que o CCEAR da UTE Porto de Pecém II passou a vigorar até 2 de setembro de 2028, após decisão obtida em Reunião Pública Ordinária da ANEEL de 14 de novembro de 2023.

Em 24 de setembro de 2009, a Companhia assinou um Memorando de Entendimentos com a OGX Petróleo e Gás S.A., posteriormente denominada Dommo Energia S.A. (“Dommo”), formalizando a intenção de adquirir 33,3% da participação que a Dommo detinha em sete blocos exploratórios terrestres na Bacia do Parnaíba, quais sejam: PN-T-48, PN-T-49, PN- T-50, PN-T-67, PN-T-68, PN-T-84 e PN-T-85 (“Blocos”) - conforme publicado no site da Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (“ANP”), a Dommo havia adquirido, na mesma data, 70% dos Blocos da Petra Energia S.A. (“Petra”), que permaneceu com 30%; e (ii) um acordo de parceria com 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 05 de maio de 2010, a aquisição da participação nos Blocos foi concluída, com a aprovação, pela ANP, da 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”), sociedade de propósito específico em que a Companhia e a Dommo detinham, à época, 33,3% e 66,7% do capital social, respectivamente. A Parnaíba Gás Natural foi posteriormente incorporada pela Companhia em 28 de dezembro de 2018.

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

1.1 Histórico do emissor

Em junho de 2011, foi assinado o Termo de Compromisso para aquisição pela Companhia das sociedades UTE MC2 João Neiva S.A. e da UTE MC2 Joinville S.A. da Bertin Energia e Participações S.A. Essas sociedades eram detentoras de autorizações para a construção de usinas 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 675 MW, para o Complexo Termoelétrico 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 sociedade 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 recente decisão da ANEEL, o término do período de suprimento dos CCEARs foram prorrogados em 50 dias para UTE Maranhão IV e 87 dias para UTE Maranhão V, levando o fim da vigência dos contratos regulados para fev/2028 e mar/2028, respectivamente, conforme Despacho nº 1.130/2025.

Ainda em relação ao Complexo Termelétrico Parnaíba, a Parnaíba II Geração de Energia S.A. (“Parnaíba II”), detentora de usina termelétrica[3] com capacidade instalada de 518 MW, sagrou-se vitoriosa com o 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 1º de julho de 2016.

Em setembro de 2011, a Companhia, por meio de sua coligada Parnaíba Gás Natural, adquiriu 50% de participação no bloco exploratório terrestre PN-T-102 na bacia do Parnaíba, detido pelas companhias Imetame Energia S.A., DELP Engenharia Mecânica Ltda. e Orteng Equipamentos e Sistemas Ltda. (“Consórcio”). Com essa concessão adicional, a Parnaíba Gás Natural passou a deter participação em oito blocos exploratórios terrestres na bacia do Parnaíba, com área total superior a 24.500 km². Em novembro de 2011, a Secretaria de Meio Ambiente e Recursos Naturais do estado do Maranhão emitiu Licença de Instalação para a capacidade adicional de 1.894 MW em nome do Complexo Termelétrico Parnaíba, totalizando uma capacidade de 3.722 MW na região já com Licença de Instalação.

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

1.1 Histórico do emissor

Em janeiro de 2012, a Companhia anunciou sua intenção de formar uma joint venture com o grupo Uniper[4], com os objetivos de alavancar as significativas complementaridades de ambas as companhias para acelerar o crescimento e o desenvolvimento de um projeto de energia maior e mais rentável no Brasil, e de realizar aumento de capital que seria subscrito pelo grupo Uniper, que ficaria, assim, com participação minoritária na Companhia.

Em abril de 2012, foram celebrados os documentos definitivos dessa operação, por meio da qual, 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 e integralmente subscrito pela Uniper Holding GmbH (“Uniper”, sucessora legal por incorporação da DD Brazil Holdings S.A.R.L.), de modo que a Uniper alcançou uma participação acionária de 11,7% na 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 detém participação.

Em 1° 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 5 de 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%), projeto que detinha autorização para a construção 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, 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 recente decisão da ANEEL, o período de suprimento do CCEAR foi postergado em 295 dias, levando a vigência do contrato regulado para outubro de 2028, conforme Despacho nº 1.130/2025.

Na mesma linha, em 26 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] (“Parnaíba IV”), com capacidade instalada de 56 MW, na Bacia do Parnaíba.

1.1 Histórico do emissor

Dessa forma, o ano de 2013 representou o início da operação comercial de diversos empreendimentos da Companhia, da seguinte forma: (i) em 19 de janeiro, a primeira turbina da UTE Parnaíba I, com capacidade instalada de 169 MW, realizou a primeira sincronização com o Sistema Integrado Nacional ("SIN"); (ii) em 5 de fevereiro, a UTE Porto do Itaqui recebeu autorização da ANEEL para iniciar a operação comercial parcial da usina, com 220MW, e posteriormente, obteve autorização para operar em 28 de março e em 03 de abril, respectivamente, com 300 MW e 360 MW (assim, apenas em 03 de abril, a UTE Porto do Itaqui obteve autorização para operar comercialmente com a sua capacidade instalada plena de 360 MW); (iii) a UTE Parnaíba I recebeu autorização da ANEEL para iniciar a operação comercial da primeira turbina (de um total de quatro, cada qual com a capacidade de 169 MW), em 1º de fevereiro, enquanto em 20 de fevereiro, em 29 de março e em 12 de abril foram autorizadas, respectivamente, as operações comerciais da segunda, terceira e quarta turbinas (portanto, a UTE Parnaíba I atingiu sua capacidade instalada total de 676 MW em abril de 2013); (iv) em outubro, a UTE Parnaíba III iniciou as operações comerciais de sua primeira unidade geradora, com capacidade de 178 MW; e (v) em novembro, a UTE Parnaíba IV finalizou sua sincronização com o Sistema Interligado Nacional, atingindo sua capacidade nominal plena, e, no mês seguinte, iniciou suas operações comerciais como autoprodutor de energia elétrica. Assim, o Complexo do Parnaíba, composto à época pelas usinas termelétricas Parnaíba I, Parnaíba II, Parnaíba III e Parnaíba IV, bem como Parnaíba Gás Natural, 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 verificação ou dispensa das condições precedentes previstas em acordo de investimento celebrado em 27 de março, entre o Sr. Eike Batista e a Uniper, a Uniper adquiriu 141.544.637 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 24,47% do seu capital social. Com esta operação, a Uniper passou a deter 36,2% do capital da Companhia, tendo celebrado um acordo de acionistas com o Sr. Eike Batista para exercício de controle compartilhado.

Em 3 de julho de 2013, foi aprovado o aumento privado de capital social da Companhia, no valor de R$ 800 milhões, dentro do limite do capital autorizado, com a observância ao direito de preferência para acionistas da Companhia. Com esse aumento, a Uniper passou a deter 38% do capital social da Companhia.

No dia 11 de setembro de 2013, foi alterada a denominação social da Companhia de MPX Energia S.A. para Eneva S.A.

1.1 Histórico do emissor

Em 31 de outubro de 2013, a Companhia informou ao mercado a celebração, em conjunto com a Cambuhy Investimentos Ltda. (“Cambuhy”), a Uniper, a OGX Petróleo e Gás Participações S.A. e algumas de suas afiliadas, de contrato por meio do qual, dentre outras avenças, a Cambuhy e a Uniper acordaram investir R$ 250 milhões na Parnaíba Gás Natural, investimento esse concluído em 19 de fevereiro de 2014, mediante aumento de capital da Parnaíba Gás Natural, integralmente subscrito e integralizado pelo Cambuhy I Fundo de Investimento em Participações (“Cambuhy I FIP”), veículo de investimento gerido pela Cambuhy e Uniper.

Em 12 de maio de 2014, foi concluído acordo entre a Companhia, a Uniper, e determinadas instituições financeiras, visando ao 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, um financiamento de longo prazo à Pecém II, e um reperfilamento das dívidas da Companhia, dentre outras medidas. Em virtude da subscrição de ações por parte da Uniper no referido aumento de capital privado, no valor de R$ 120 milhões, a mesma passou a deter 42% do capital da Companhia, compartilhando, ainda, o controle com o Sr. Eike Batista.

Em decorrência desse acordo, em 14 de julho de 2014, foi realizada a alienação indireta pela Companhia de 50% das ações de emissão da Pecém II para a Uniper, por R$ 400 milhões, de modo que a Companhia e a Uniper passaram a deter 50% de participação, cada, da Pecém II Participações S.A., sociedade de propósito específico que detém 100% das ações de emissão da UTE Porto do Pecém II.

Em 9 de dezembro de 2014, a Companhia celebrou contrato de venda para a EDP da 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, sujeita a determinadas condições precedentes e à aprovação do Conselho Administrativo de Defesa Econômica – CADE.

Também em 9 de dezembro de 2014, a Companhia e a sua subsidiária Eneva Participações ajuizaram, na Comarca do Estado do Rio de Janeiro, pedido de recuperação judicial.

Em 26 de agosto de 2015, foi aprovado em Assembleia Geral Extraordinária da Companhia, um aumento de capital privado, no valor de até R$ 3,65 bilhões, como passo fundamental para a implantação do plano de recuperação judicial (“Plano de Recuperação”). O aumento foi concluído em 5 de 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$ 983,0 milhões do total dos créditos quirografários contra a Companhia e inscritos na recuperação judicial; e (iii) em dinheiro, totalizando a quantia de R$ 9,1 milhões.

1.1 Histórico do emissor

Em decorrência da contribuição de ativos, a Companhia passou a deter participação acionária, direta ou indireta, de: (a) 100% na BPMB Parnaíba S.A. (“BPMB”); (b) 100% nas usinas termelétricas Parnaíba I, Parnaíba II, Parnaíba III e Parnaíba IV; (c) 100% na Eneva Participações; e (d) 27,3% na Parnaíba Gás Natural.

Com a conclusão do aumento de capital realizado em 26 de agosto de 2015, os acionistas Uniper e o Sr. Eike Batista[7] (Centennial Asset Mining Fund LLC e Centennial Asset Brazilian Equity Fund LLC) tiveram suas participações no capital social reduzidas a 12,25% e 1,04%, respectivamente, deixando assim de figurar como acionistas controladores da Companhia.

Adicionalmente, ainda no âmbito do Plano de Recuperação, foram celebrados, em 24 de março de 2016, acordos entre (i) a Companhia e o Cambuhy I FIP; e (ii) entre a Companhia e a Dommo; sujeitos a determinadas condições suspensivas, segundo os quais a Companhia se comprometeu a promover aumento de capital, para subscrição privada pelo Cambuhy I FIP e pela Dommo, mediante a contribuição da totalidade de suas participações acionárias na Parnaíba Gás Natural e também da totalidade das debêntures conversíveis da 3ª e 4ª emissões de debêntures da Parnaíba Gás Natural detidas pelo Cambuhy I FIP, no valor de R$ 1,15 bilhão. Dessa forma, em 29 de junho de 2016, o Juízo da 4ª Vara Empresarial da Comarca do Rio de Janeiro decretou o encerramento do processo de recuperação judicial da Companhia e de sua subsidiária Eneva Participações.

Em 1º de julho de 2016, a UTE Parnaíba II, com capacidade instalada de 518,8 MW iniciou operação comercial, conforme autorização da ANEEL. A usina passou assim a ser remunerada segundo os termos CCEAR assegurado no leilão A-3 de 2011.

Em 4 de julho de 2016, a Companhia celebrou acordo com a Prumo Logística S.A. (“Prumo”) e a Porto do Açú Operações S.A., com as finalidades de: (a) encerrar litígios existentes entre as partes, e (b) transferir a licença ambiental para implantação de projeto termoelétrico a gás natural detida pela UTE Porto do Açú Energia S.A., subsidiária da Eneva, para a Gás Natural Açú Ltda., subsidiária da Prumo. O encerramento dos referidos litígios foi concluído e a licença ambiental transferida em setembro de 2017.

Em 3 de 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 Parnaíba Gás Natural 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 08 de agosto de 2017, a Companhia apresentou à CVM pedido de registro de oferta pública de ações ordinárias, nominativas, escriturais e sem valor nominal, de emissão da Companhia, livres e desembaraçadas de quaisquer ônus ou gravames

1.1 Histórico do emissor

de sua emissão (“Oferta de 2017”). Em virtude da Oferta de 2017, foram emitidas e integralizadas, em outubro de 2017, 75.862.069 ações de emissão da Companhia, ao preço por ação de R$ 11,00, totalizando R$ 834.482.759,00. A Oferta de 2017 foi encerrada em 20 de outubro de 2017.

Ainda em 2017, em 22 de novembro, a Companhia adquiriu, por meio da Parnaíba Gás Natural, 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. A operação foi concluída em 30 de abril de 2018, após o cumprimento de todas as condições precedentes e ajustes previstos no contrato.

Já em 2018: (i) a Companhia celebrou em 12 de março o contrato de aquisição de 100% da participação detida pela Uniper Holding GmbH em Pecém II, cuja eficácia estava condicionada a algumas condições suspensivas, as quais foram integralmente atendidas e a operação de aquisição concluída em 13 de abril de 2018; e (ii) a UTE Parnaíba V, conhecido como Projeto Fechamento de Ciclo da UTE Parnaíba I, com capacidade instalada pretendida de 365 MW, sagrou-se vitoriosa no leilão de energia nova A-6 da ANEEL realizado em 31 de agosto, contratando 326,4 MW médios, 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 pelas seguintes alterações normativas:

- 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 destinou-se a garantir o suprimento de energia elétrica para mais de 200 localidades situadas no Norte do Brasil, incluindo a capital Boa Vista, além da Ilha de Fernando de Noronha, as quais não dispõem de conexão com o Sistema Interligado Nacional. A inovação possibilitou o aumento da participação de fontes renováveis nessas regiões, atualmente atendidas, em sua grande maioria, por termelétricas a óleo diesel. A promulgação deste ato possibilitou a participação da Companhia no Leilão de Geração nº 01/2019 (Leilão de Boa Vista e localidades conectadas);
- a ANP publicou no Diário Oficial da União, em 3 de junho, a Resolução nº 878/2022, cujos dispositivos permitiam o aditamento de Contratos de Concessão na fase de exploração. O escopo elegível para o aditamento foi limitado às fases ativas de Contratos de Concessão vigentes, tendo a Companhia recebido o aditamento dos seguintes ativos: PN-T-69, PN-T-87, PN-T-103, PN-T-146, PN-T163, PN-T-117, PN-T-118, PN-T-133, PN-T-134, p PN-T-67A e PN-T-102A; e

1.1 Histórico do emissor

- em 23 de agosto, entrou em vigência a Resolução Normativa ANEEL nº 827/2018, que alterou a penalidade por falta de combustível prevista na Resolução Normativa ANEEL nº 583/2013. A alteração consiste na desvinculação da penalidade por falha no suprimento de combustível do Preço de Liquidação de Diferenças (PLD), estabelecendo nova relação da penalidade com o Custo Variável Unitário (CVU) de cada planta. Anteriormente, a penalidade não guardava relação com o custo variável da planta geradora. Até agosto de 2018, a penalidade tinha como teto o PLD máximo, sendo o novo teto equivalente a 30% do CVU de cada UTE, caso fosse verificada indisponibilidade mensal, em decorrência da falha no suprimento de combustível, superior a 50%. A nova forma de cálculo da penalidade por falha no suprimento de combustível representou uma redução de mais de 80% no teto anteriormente vigente para as UTEs da Companhia.

Em 28 de dezembro de 2018, foi concluído o projeto de 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; (iv) o pagamento antecipado da 2ª e 6ª emissões de debêntures simples da Parnaíba Gás Natural; e (iv) a incorporação da Parnaíba Gás Natural pela Companhia.

Em 27 de março de 2019, foi lançada uma oferta pública de distribuição secundária, com esforços restritos, de 60.646.269 ações ordinárias de emissão da Companhia, a qual foi encerrada em 10 de abril de 2019 e por meio da qual algumas entidades que passaram a ser acionistas da Companhia no âmbito do Plano de Recuperação deixaram de ter participação no capital social da Companhia, dentre elas a Uniper, o Itaú Unibanco S.A. e Dommo Austria GMBH (sucessora da Dommo).

Em 31 de 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 140,8 MW. De acordo com o contrato de comercialização de energia elétrica e potência nos sistemas isolados (CCESI), a UTE Jaguatirica II se obrigou a entregar 117 MW, a partir de junho de 2021, 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.

Em 26 de 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

1.1 Histórico do emissor

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 23 de 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 10 de setembro de 2019, a Companhia adquiriu 100% de participação dos blocos terrestres PN-T-47, PN-T-48A, PN- T-66, PN-T-67A, PN-T-68 e PN-T-102A, na Bacia do Parnaíba, no primeiro ciclo da Oferta Permanente, realizada pela ANP, tendo ofertado um Programa Exploratório Mínimo de 8.851 unidades de trabalho, a ser executado ao longo de 8 anos, na área total arrematada 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 está habilitada a participar de todos os ciclos de licitação futuramente realizados.

Em 18 de 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 capacidade instalada adicional de 92 MW (“UTE Parnaíba VI”), que se espera que seja instalada no Complexo Parnaíba, estado do Maranhão. A UTE Parnaíba VI contratou 70 MW médios, com inflexibilidade operacional sazonal de 50%, assegurando uma receita fixa anual de R$ 85,3 milhões (data-base: abril de 2019), a ser reajustada anualmente pelo IPCA, pelo prazo de 25 anos, a partir de 1º de janeiro de 2025.

Em 06 de dezembro de 2019, conforme Portaria 341 da Secretaria de Planejamento e Desenvolvimento Energético, de 19 de novembro de 2019, a UTE Parnaíba I e a UTE Parnaíba III tiveram sua garantia física elevada em 129,9 MW médios e 30,4 MW médios, respectivamente. A garantia física das usinas passou, assim, a totalizar

1.1 Histórico do emissor

609,5 MW médios em Parnaíba I e 132,2 MW médios em Parnaíba III. A revisão da garantia física de Parnaíba I e III estava condicionada à comercialização de energia no Leilão de Compra de Energia Elétrica Proveniente de Empreendimentos de Geração Existentes de 2019, denominado Leilão "A-2", da ANEEL, realizado em 6 de dezembro de 2019. A Parnaíba III contratou 20 MW médios, assegurando uma receita fixa anual adicional de R$ 18.699.391,88 (data-base: dez/2019). Já Parnaíba I contratou 2 MW médios no Leilão, assegurando uma receita fixa anual de R$ 2.021.689,88 (data-base: dez/2019). As usinas receberam receita fixa a partir de 1º 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 1º de 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.

Em 04 de dezembro de 2020, a Companhia adquiriu 7 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 nos blocos AM-T-62, AM-T-84 e AM-T-85, 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 7080,09 km². O valor dos bônus de assinatura ofertados pela Eneva pelos blocos adquiridos na bacia do Amazonas foi de R$ 16,3 milhões.

Em 21 de 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). A UTE Parnaíba IV contratou uma capacidade de 39MW, assegurando uma receita fixa anual durante o período de suprimento de R$ 32.083.083,32 (data-base: jul/2021), reajustada anualmente conforme a variação do IPCA, pelo prazo de 15 anos, para entrega a partir de 1º de julho de 2026. Já a UTE Azulão I firmou compromisso de venda de potência de 295 MW também pelo prazo de 15 anos, para entrega a partir de 5 de agosto de 2026, assegurando receita fixa anual durante o período de suprimento de R$ 216.869.653,48 (data-base: jul/2021), reajustada anualmente conforme a variação do IPCA.

Em 15 de fevereiro de 2022, em 09 de março de 2022 e em 24 de maio de 2022, a UTE Jaguatirica II, no estado de Roraima, recebeu autorização da ANEEL para iniciar a operação comercial de sua primeira, segunda e terceira unidades geradoras, respectivamente, atingindo uma capacidade disponível total de 140,834 MW.

Em 11 de março de 2022, após atendidas todas as condições precedentes da transação, foi concluída a combinação de negócios entre a Focus Energia Holding

1.1 Histórico do emissor

Participações S.A. (“Focus”) e a Companhia, 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. A Focus atuava principalmente no segmento de comercialização de energia, e detinha também o Projeto Futura, usinas de geração de energia renovável de fonte solar, incluindo o projeto em implantação 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 transferida foi efetivada pela Companhia em 21 de março de 2022 no montante total de R$ 936,5 milhões, compostos por R$ 732,8 milhões de pagamento em dinheiro feito aos antigos acionistas da adquirida (que referem-se aos R$ 715,0 milhões do acordo original atualizados até a data de efetivação do negócio) e R$ 203,7 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 25 de maio de 2022, a Companhia celebrou com a Suzano S.A. contrato para fornecimento de gás natural liquefeito (“GNL”) às instalações industriais desta, localizadas na cidade de Imperatriz, Estado do Maranhão. O Contrato tem vigência de 10 anos a partir do início do fornecimento comercial, que ocorreu em 01 de janeiro de 2025. Adicionalmente, em 01 de julho de 2022, a Companhia celebrou contrato de fornecimento de GNL para as instalações industriais da Vale S.A. localizadas na cidade de São Luís, Estado do Maranhão, pelo prazo de 5 anos a partir do início do fornecimento comercial, que ocorreu em 06 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 31 de maio de 2022, a Companhia celebrou contrato de compra e venda de 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” e “Operação Celse”, respectivamente). A Celse tem como principal ativo operacional 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. A UTE Porto de Sergipe I está integralmente contratada no ambiente regulado até dezembro de 2044, fazendo jus a uma receita fixa anual de R$ 2,0 bilhão (data-base: outubro de 2023), indexada ao IPCA, acrescida de receita variável equivalente a R$ 354,9 /MWh (data-base: junho de 2024), indexada ao Petróleo Brent, conforme os termos do contrato de suprimento de gás. 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

1.1 Histórico do emissor

21 MM m3/dia (milhões de metros cúbicos por dia), dos quais aproximadamente 6 MM m³/dia (milhões de metros cúbicos por dia) estão dedicados à UTE Porto de Sergipe I. A UTE Porto de Sergipe I possui contrato de suprimento de GNL pelo período do seu contrato, de 25 anos. A Eneva passou também a deter projetos de expansão adjacentes à UTE Porto de Sergipe I, que poderão somar 3,4 GW de capacidade instalada, quando desenvolvidos. No âmbito da Operação Celse, a Companhia pagou aos vendedores o valor de R$ 6,6 bilhões (data-base: 31 de dezembro de 2021) e assumiu a dívida líquida da Celse, no valor de R$ 4,1 bilhões (data-base: 31 de dezembro de 2021). Com o cumprimento das condições precedentes previstas no contrato de compra e venda, a Operação Celse foi concluída em 03 de outubro de 2022.

Em 09 de junho de 2022, a Companhia celebrou Contrato de Compra e Venda de Ações, adquirindo 100% das ações emitidas pela CGTF – Central Geradora Termelétrica Fortaleza S.A. (“Termofortaleza”) da Enel Brasil S.A. (“Operação Termofortaleza”). A Termofortaleza tem como principal ativo operacional 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, Estado do Ceará, na região Nordeste do país . A UTE Fortaleza 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, conforme os termos definidos na Portaria MME 234/02, tendo recebido receita fixa bruta de R$ 1.607,09 milhões durante o ano de 2023. A contraprestação transferida foi efetivada pela Companhia em 23 de agosto de 2022, no montante de R$ 550,6 milhões, composto por R$489,8 milhões efetivamente pagos e R$ 60,8 milhões relativos ao valor justo do pagamento contingente previsto em caso de recontratação da planta (“Earn-out”) a ser pago até 31 de dezembro de 2028, após o cumprimento de todas as condições precedentes previstas no Contrato de Compra e Venda de Ações. Posteriormente, em 15 de março de 2023, a Termofortaleza foi incorporada à Eneva Holding S.A. pela Companhia, de acordo com os termos aprovados em assembleia geral extraordinária da Companhia realizada em 21 de dezembro de 2022. Em função do encerramento deste contrato 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 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, nos termos da então vigente Instrução CVM nº 476, de 16 de janeiro de 2009, conforme alterada, ao preço de R$ 14,00, totalizando uma captação no montante de R$ 4,2 bilhões.

1.1 Histórico do emissor

Em 30 de 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 conjuntos “UTE Azulão II”), com capacidade instalada total de 590 MW, que serão implantados nas adjacências do Campo de Azulão, na Bacia do Amazonas. De acordo com o Contrato de Energia de Reserva – CER, a UTE Azulão II terá potência contratada de 520,8 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/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/2022) sobre a energia despachada acima da inflexibilidade, reajustada anualmente conforme a variação do IPCA. O Contrato de Energia de Reservada UTE Azulão II inicialmente teria sua vigência a partir de 31 de dezembro de 2026, contudo após aditamento estabelecido no Despacho nº 1.086/2024 da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), o início de sua vigência passará para 04 de julho de 2027, postergando em 185 dias os termos iniciais e finais, considerando o prazo total de suprimento de 15 anos. A UTE Azulão II será implantada em conjunto com a UTE Azulão ("UTE Azulão I"), esta tendo sido contratada no Leilão de Reserva de Capacidade de 2021, originalmente na sua capacidade instalada de 295 MW que, após alterações de características técnicas, mudou a capacidade para 361 MW, conforme Despacho nº 489/2025/SCE/ANEEL. As usinas termelétricas Azulão I e II, que em conjunto terão 950MW de capacidade instalada, marcam o início da construção do Complexo de Geração do Azulão na bacia do Amazonas.

Em 10 de novembro de 2022, a Companhia apresentou à ANP a Declaração de Comercialidade da descoberta de São Domingos, no Bloco PN-T-102A, 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.

Em 16 de novembro de 2022, foi publicada a autorização da ANEEL para início de operação comercial da unidade geradora de turbina a vapor da UTE Parnaíba V com capacidade potência limitada de 365,32 MW. Com o início da operação da UTE Parnaíba V, a Eneva concluiu 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. A partir de janeiro de 2024, a UTE Parnaíba V passou a cumprir com os contratos envolvendo 326,4 MW médios, no âmbito do Leilão de Energia Nova A-6 de 2018 da Aneel, pelo prazo de suprimento de 25 anos.

1.1 Histórico do emissor

Em 26 de 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 energia. A partir de então, as diversas SPEs que compõe o Complexo Solar Futura 1 celebraram contratos com empresas do grupo White Martins, do Grupo Vallourec e com a SicBras Carbeto de Silício do Brasil Ltda., que se somaram ao contrato anteriormente celebrado com a Liasa – Ligas de Alumínio S.A., para a formação de parceria societária que tem por objeto a geração de energia solar pelas SPES para consumo pelas contrapartes na modalidade de autoprodução por equiparação.

Adicionalmente, em 13 de 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. Após tal reorganização, a Companhia e o Itaú Unibanco S.A. (“Itaú”) celebraram, ainda em junho de 2023, 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 15,02% do capital social total da Eneva III.

Ainda, em 13 de dezembro de 2023, a Eneva adquiriu 80% de participação na Área de Japiim, em consórcio com a Atem Participações S.A., que adquiriu os demais 20%. O consórcio é operado pela Eneva. O valor total do bônus de assinatura ofertado foi de R$ 165.000,00, sendo R$ 132.000,00 líquido para a Eneva. O Programa de Trabalho Inicial tem um prazo de 3 anos para ser executado e contempla a reabilitação da produção de 1 poço e 1 teste de formação. A Área de Japiim está localizada no Estado do Amazonas, Bacia do Amazonas, nos municípios de São Sebastião do Uatumã e Urucará, a 227 km a leste da cidade de Manaus. O contrato de concessão foi assinado em 11 de novembro de 2024.

Em Assembleia Geral Extraordinária realizada em 21 de dezembro de 2023, foi aprovada a proposta de incorporação, pela Companhia, da DC Energia e Participações S.A., da Celsepar – Centrais Elétricas de Sergipe Participações S.A. ("Celsepar"), da Celse – Centrais Elétricas de Sergipe S.A. (“Incorporação Grupo Celse”), e da FC One Energia Ltda., da Focus Energia Ltda. e da Platinum Comercializadora de Energia Participações Ltda. Nos termos do protocolo e justificação referente à Incorporação Comercializadoras e à Incorporação Grupo Celse, a eficácia das operações foi condicionada a aprovações regulatórias necessárias. Posteriormente, a Assembleia Geral Ordinária e Extraordinária da

1.1 Histórico do emissor

Companhia, realizada em 29 de abril de 2024, deliberou, por recomendação da administração, a retificação da referida aprovação para retirar a Celsepar das empresas que seriam incorporadas, ratificando todas as demais deliberações. Em 31 de julho de 2024, após a obtenção de todas as aprovações regulatórias e o cumprimento das condições precedentes necessárias, foi concluída a incorporação Grupo Celse com efeitos a partir de 24 de junho de 2024. Para mais informações vide item 1.12 deste Formulário de Referência.

Ao longo de 2024, também foram incorporadas, a DC Energia e Participações S.A., FC One Energia Ltda., Focus Energia Ltda. e a Platinum Comercializadora de Energia Participações Ltda., todas subsidiárias da Companhia, 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. Para mais informações vide item 1.12 deste Formulário de Referência.

Em 15 de fevereiro de 2024, a Companhia divulgou que apresentou à ANP a Declaração de Comercialidade das descobertas: (i) Lago dos Rodrigues nos Blocos PN-T-66, PN-T-67A e PN-T-48A 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, 3 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 nos Blocos AM-T-84 e AMT-85 (com solicitação de denominação de Campo Tambaqui), com a perfuração de 4 poços dentro do *Ring Fence* e estimativa total de *gas-in-place* (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) Silves no Bloco AM-T-85 na Bacia do Amazonas (com solicitação de denominação de Campo Azulão Oeste), com a perfuração de 6 poços dentro do *Ring Fence* e estimativa de *gas-in-place* (VGIP) da acumulação variando em 1,4 Bm³ (P90), 2,3 Bm³ (P50) e 6,1 Bm³ (P10).

Em 5 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, cujos efeitos estavam sujeitos à verificação de determinadas condições suspensivas, incluindo a liquidação da oferta pública de distribuição primária de ações ordinárias–Companhia, nos termos da Resolução CVM nº 160, de 13 de julho de 2022, conforme alterada (“Resolução CVM 160”), sob o rito automático de registro de distribuição, com esforços de colocação das Ações no exterior (“Oferta”); (ii) contrato de compra e venda de ações com o BTG

1.1 Histórico do emissor

Pactual Infraestrutura Dividendos 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 Brasil Energia Participações S.A. (“Linhares”); e (b) da totalidade das debêntures da segunda emissão da Linhares, de titularidade do FIP BDIV; e (iii) o acordo de associação com a BTGP e o Banco BTG Pactual S.A., tendo por objeto 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 Termelétrica Viana S.A. e da Povoação Energia S.A., representativas de 100% (cem por cento) dos seus respectivos capitais sociais (“Reorganização Societária”). Na data deste formulário, a Reorganização Societária encontra-se integralmente implementada. Para mais informações sobre a Reorganização Societária, veja item 1.16 deste Formulário de Referência.

Em outubro de 2024, a Companhia realizou oferta pública de distribuição primária de 228.571.429 ações ordinárias, nominativas, escriturais e sem valor nominal, de emissão da Companhia, nos termos da Resolução CVM 160~~”)~~, conforme alterada, ao preço de emissão R$ 14,00 por ação, perfazendo o montante total de R$ 3,2 bilhões.

Em novembro de 2024, os acionistas remanescentes da Gera Maranhão, titulares dos outros 50% do capital social exerceram o direito de *tag along* previsto no acordo de acionistas. Deste modo, após a aprovação do CADE, dentre outras condições usuais, a aquisição das ações ordinárias representativas da totalidade do capital social de Gera Maranhão, pela Eneva, foi concluída em dezembro de 2024.

Em março de 2025, conforme autorização da ANEEL concedida por meio do Despacho nº 562, a UTE Parnaíba VI (turbina a vapor que consiste no fechamento de ciclo simples das unidades geradoras a gás natural da UTE Parnaíba III) iniciou operação comercial da sua unidade geradora de turbina a vapor, com potência limitada em 87,220 MW. A UTE Parnaíba VI possui compromisso no montante de 70 MW médios por meio dos CCEARs, celebrados no âmbito do Leilão de Energia Nova A-6 de 2019 da ANEEL. Com o início da operação comercial de Parnaíba VI em março de 2025, a Eneva adicionou capacidade de geração de energia ao seu portfólio sem a necessidade de consumo adicional de gás.

Em 21 de maio de 2025, foi editada a Medida Provisória nº 1.300/2025 que traz mudanças significativas na autoprodução de energia. Para mais informações, vide item 1.6 deste Formulário de Referência.

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

Geração de Energia

1.1 Histórico do emissor

Leilão de Reserva de Capacidade

A Lei nº 14.120/2021 autoriza a realização de leilões de reserva de capacidade, dos quais poderão participar empreendimentos novos e existentes. Essa modalidade de certame inauguraria a separação de lastro e energia, com a contratação apenas da potência dos projetos, de acordo com proposta da CCEE. A remuneração, portanto, ocorreria exclusivamente por receita fixa, a ser paga por todos os consumidores nacionais, mediante instituição de encargo específico. Para a Companhia, a previsão de leilões de reserva de capacidade é uma oportunidade de negócios em linha com seu plano de negócios, pois permite a contratação de usinas termelétricas por longo prazo.

Já a Lei nº 14.182/2021, conhecida como Lei de Capitalização da Eletrobras, possui amplo impacto setorial devido ao porte dos ativos da companhia estatal. Além de tratar de fatores relacionados à privatização da Eletrobras, a referida lei obrigou o Governo Federal a realizar a contratação de 8GW de usinas a gás na modalidade reserva de capacidade, com inflexibilidade mínima de 70% e período de suprimento de 15 anos, distribuídos geograficamente conforme se segue:

(a) **Região Nordeste:** 1 GW nas regiões metropolitanas de Estados que não possuíam na sua capital ponto de suprimento de gás natural em 13/07/2021 - na prática elegíveis somente Maranhão e Piauí. Entrega de energia/potência em 2027, com preferência ao gás nacional.

(b) **Região Norte:** 2,5 GW distribuídos nas capitais dos Estados ou região metropolitana onde seja viável a utilização de reservas provadas (1P) de gás amazônico, garantindo o suprimento a, pelo menos, 2 capitais que não possuíam ponto de suprimento de gás em 13/07/2021 (todas do Norte, com exceção de Manaus/AM). Entrega da energia/potência: 1GW em 2026, 1 GW em 2027; 0,5 GW em 2028. A Companhia sagrou-se vencedora de 590,9 MW neste produto para entrega de potência em 2026 no leilão acontecido em setembro de 2022.

(c) **Região Centro-Oeste:** 2,5 GW, divididos igualmente nas capitais dos Estados ou região metropolitana que não possuíam ponto de suprimento de gás em 13/07/2021 (na prática, GO e DF). Entrega em 2028, sem citar preferência de origem (nacional ou importado).

(d) **Região Sudeste:** 2 GW, sendo 1,25 GW em Estados que tenham ponto de suprimento de gás em 13/07/2021 (qualquer UF do Sudeste) e 0,75 GW em Estados do Sudeste na área de influência da Superintendência de Desenvolvimento do Nordeste (SUDENE – somente MG e ES), que não possuíam ponto de suprimento de gás em 13/07/2021. Entrega de energia/potência 1 GW em 2029 (qualquer UF do Sudeste) e 1GW em 2030 (0,25GW em qualquer UF do Sudeste e 0,75 GW em UF da SUDENE.

1.1 Histórico do emissor

A contratação ocorreria “ao preço máximo equivalente ao preço-teto para geração a gás natural do Leilão A-6 de 2019, com atualização desse valor até a data de publicação de edital específico pelo mesmo critério de correção do Leilão A-6 de 2019”, nos termos regulados pelo Decreto nº 11.042/2022, publicado no dia 13 de abril de 2022. Como resultado da aplicação da referida Lei, o 2º Leilão de Reserva de Capacidade ocorreu em 2022, consagrando os projetos das usinas termelétricas de Azulão I e II vencedores.

Sinal Locacional

Por meio da Resolução Normativa n° 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.

Para o ciclo 2025-2026 a Companhia estima um 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.

Petróleo e Gás

Edição das Resoluções ANP (“RANP”) nº 815/2020 e nº 816/2020 (posteriormente revogada pela RANP n° 836/2020), cujo objetivo foi permitir a adequação do ambiente regulado ao contexto do COVID-19. A RANP nº 815/2020 permitiu aos concessionários solicitarem extensão de nove meses do prazo dos contratos de concessão em Fase Exploratória, haja vista que muitos agentes se encontraram impossibilitados de desempenharem suas atividades. Já a RANP nº 816/2020 (posteriormente prorrogada até março de 2021 pela RANP nº 835/2020) flexibilizou exigências e prazos para cumprimento de obrigações regulatórias, também porque muitos agentes se encontraram impossibilitados de cumpri-las, mantendo sempre o cuidado essencial com a questão de segurança operacional, meio ambiente e saúde.

1.1 Histórico do emissor

Em face do disposto na RANP nº 815/2020, foi solicitada, pela Eneva à ANP a extensão de prazo de 16 contratos de concessão da Rodada 13, da Rodada 14 e do 1º Ciclo Licitatório da Oferta Permanente, de maneira que todos tiveram seus prazos contratuais prorrogados por 9 meses. Com o término da vigência da RANP nº 816/2020, em março de 2021, a RANP nº 836 passou a reger os prazos e procedimentos a serem adotados no contexto da pandemia.

Em 17 de março de 2021, foi sancionada pelo Governador Wilson Lima 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 08 de abril de 2021, foi sancionada pelo Presidente da República a Lei nº 14.134/2021, posteriormente regulamentada pelo Decreto n° 10.712/2021 e pelo Decreto nº 12.153/2024, conhecida como “Nova Lei do Gás”. 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.

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

1.1 Histórico do emissor

postal para o transporte, enquanto a regulação definitiva não for estabelecida pela ANP. Como próximos passos, deverão ser criadas regulamentações específicas, atribuídas à ANP, que ainda serão debatidas e definidas. Nesse sentido, os efeitos do Decreto deverão ser sentidos apenas nos próximos anos, dado que ainda serão necessárias definições adicionais quanto às principais mudanças e atualizações trazidas.

Em 04 de 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 n° 878, publicada em 2 de junho de 2022.

Em 31 de março de 2022, o então Governador do Estado do Maranhão Flávio Dino sancionou a Lei 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. Entretanto, o novo marco legal não avançou de forma tão significativa no fomento à liberalização de mercado e criação de um ambiente competitivo, mantendo a concentração de poderes na distribuidora local de gás canalizado.

Em 14 de 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 primeiro lugar no Ranking do Mer[cado 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.

[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.
[3] Operada pela Parnaíba II Geração de Energia S.A. (“PII”)

[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 1º 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.)
[7] Por meio dos veículos Centennial Asset Mining Fund LLC e Centennial Asset Brazilian Equity Fund LLC.

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].

Na prática, a Companhia atua desde a exploração e produção de hidrocarbonetos até a geração e comercialização da energia elétrica e também de 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 "SSLNG").

Atualmente, a Companhia aplica o modelo R2W no Complexo Parnaíba, no Maranhão, e no Sistema Integrado Azulão-Jaguatirica, nos estados de Amazonas e 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 a gás, supridas por GNL (própria ou de terceiros), sendo elas, a UTE Porto de Sergipe I, a UTE Fortaleza, a UTE Viana I, a UTE Povoação I e a UTE Luiz Oscar Rodrigues de Melo, localizadas nas regiões Norte, Nordeste e Sudeste do país.

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 na região Norte e Nordeste do país, respectivamente, e três UTEs movidas à óleo combustível na região Sudeste e Norte do país, sendo elas, respectivamente, a UTE Viana, a UTE Geramar I e a UTE Geramar II.

A Companhia possui ainda usinas fotovoltaicas (UFV) integrantes do Complexo Solar Futura I, localizadas na Bahia e a usina fotovoltaica Tauá no Ceará.

Conforme dados oficialmente divulgados pela Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (“ANP”) referentes a dezembro de 2024, a Eneva se destaca como a segunda maior operadora produtora de gás natural e a maior operadora privada *onshore* no Brasil. Em 31 de dezembro de 2023, as reservas provadas mais prováveis (2P)[3] da Companhia eram de 37,574 bilhões de m³ de gás natural na Bacia do Parnaíba e 10,048 bilhões de m³ de gás natural na Bacia do Amazonas, conforme dados certificados em 31 de dezembro de 2023 pela Gaffney, Cline & Associates (“GCA”), divulgados em 15 de fevereiro de 2024. Considerando esses saldos iniciais certificados de reservas como base e descontando-se as produções de hidrocarbonetos acumuladas entre o ano de 2024 e o final do primeiro trimestre de 2025 em ambas as bacias, o montante de reservas 2P de gás natural

1.2 Descrição das principais atividades do emissor e de suas controladas

da Companhia totalizaria 35,993 bilhões de metros cúbicos (Bm³) na Bacia do Parnaíba e 9,757 Bm³ na Bacia do Amazonas em 31 de março de 2025.

Ainda em 31 de março de 2025, a Companhia mantinha os mesmos recursos contingentes de gás natural (2C) de 24,040 bilhões de m³, na Área de acumulação marginal de Juruá na Bacia do Solimões, conforme dados certificados pela GCA em 31 de dezembro de 2023, divulgados em 15 de fevereiro de 2024.

Além disso, a Eneva possui capacidade instalada termelétrica total (considerando ativos construídos, com contratos regulados vigentes ou não, e ativos em construção), de 6,5 GW. Adicionalmente, conforme dados da ANEEL, o parque gerador termelétrico em operação da Eneva possui capacidade instalada de 5,2 GW[4], o que representa 10,6% da capacidade térmica instalada do país e 28,6% da capacidade de geração a gás natural.

No exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2024, a receita bruta[5] consolidada da Companhia foi de R$ 12.802,6 milhões, sendo que o portfólio de geração de energia (térmica e solar) da Companhia gerou uma receita bruta de R$ 7.219,5 milhões decorrentes de Contratos de Comercialização de Energia Elétrica no Ambiente Regulado (“CCEARs”) e R$ 1.074,2 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 segmentos, totalizaram R$ 4.719,4 milhões, e as receitas brutas de venda de gás, condensado e arrendamento, também sem considerar as eliminações *intercompany*, totalizaram R$ 1.796,6 milhões. Os CCEARs vigentes e futuros possuem um prazo médio remanescente ponderado pelas receitas fixas das usinas de mais de 10 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.

Principal Modelo de Negócio: R2W

A Eneva foi pioneira nas atividades integradas de produção de gás natural e geração de energia elétrica por intermédio do modelo R2W. Esse modelo permite

1.2 Descrição das principais atividades do emissor e de suas controladas

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 (também 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 (b) mitigar o risco de exposição às oscilações no preço da commodity 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

1.2 Descrição das principais atividades do emissor e de suas controladas

geração de energia elétrica com custos mais atrativos para o sistema elétrico brasileiro.

Em 31 de dezembro de 2024, a operação R2W da Companhia é desenvolvida no Complexo Termelétrico Parnaíba (“Complexo Parnaíba”), no Sistema Integrado Azulão-Jaguatirica e futuramente será desenvolvida no projeto Azulão 950, que será composto pela UTE Azulão I e pela UTE Azulão II, que se encontram atualmente 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 Parnaíba 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 141 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 está desenvolvendo o Complexo Azulão, com 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.

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[8].

1.2 Descrição das principais atividades do emissor e de suas controladas

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)[9].

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[10].

Principais Segmentos de Negócios

Os principais segmentos operacionais da Companhia são: Upstream, Térmicas a gás, Térmicas a carvão, Térmicas à óleo, SSLNG, Comercialização de Energia, Hub Sergipe, Usinas solares, Holding e outros.

Upstream

A Eneva possui ativos de exploração e produção de gás natural situados em quatro 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 dezembro de 2024, no estado do Maranhão, a Companhia é concessionária e operadora de 30 ativos de exploração e produção de petróleo e gás natural para viabilizar o fornecimento de gás natural do Complexo Parnaíba – sendo estes ativos 14 blocos exploratórios, 4 planos de avaliação de descoberta (PAD), 11 campos de gás natural (7 em produção e ~~5~~4 em fase de desenvolvimento) e 1 área de desenvolvimento. As áreas sob concessão nessa bacia são oriundas das 9ª, 13ª, 14ª Rodadas de Licitação e 1º Ciclo de Oferta Permanente. Em 31 de dezembro de 2023, as reservas 2P de gás natural da Eneva na Bacia do Parnaíba, certificadas pela GCA e divulgadas em 15 de fevereiro de 2024, eram de 37,574 bilhões de metros cúbicos e de 2,237 milhões de barris de condensado. Com base nestes volumes certificados ao final de 2023 e, descontando as respectivas produções de gás natural e condensado do ano de 2024 e do primeiro trimestre de 2025, as reservas 2P da Companhia nesta bacia totalizariam um total de 35,993 bilhões de metros cúbicos de gás natural e 1,480 milhões de barris de condensado em 31 de março de 2025.

Em 31 de dezembro de 2024 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, 1 área de desenvolvimento e 1 campo. O primeiro ativo da Companhia no Amazonas foi o

1.2 Descrição das principais atividades do emissor e de suas controladas

campo de Azulão, localizado na Bacia do Amazonas, declarado comercial em 2004 e adquirido junto à Petrobras em maio de 2018. A partir da aquisição de blocos exploratórios do 2º Ciclo de Oferta Permanente, houve a descoberta da extensão para oeste dessa acumulação que foi avaliada através do PAD Silves, área de desenvolvimento de Azulão Oeste, recentemente anexado ao campo de Azulão, vide Resolução ANP nº 854/2024. Ainda nessa bacia, atualmente a Companhia possui a Área de Tambaqui, após declaração de comercialidade da descoberta em avaliação pela Eneva no bloco AM-T-84 (PAD Anebá), assim como a Área de Acumulação Marginal de Japiim, adquirida em 2003 na Oferta Permanente da ANP. Em 31 de dezembro de 2023, as reservas 2P de gás natural da Eneva na Bacia do Amazonas, certificadas pela GCA e divulgadas em 15 de fevereiro de 2024, eram de 10,048 bilhões de metros cúbicos e de 9,543 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 do ano de 2024 e do primeiro trimestre de 2025, as reservas 2P totalizariam 9,757 bilhões de metros cúbicos de reservas de gás natural e 9,458 milhões de barris de condensado em 31 de março de 2025 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 mantém inalterados.

A UTE Jaguatirica II, em Boa Vista/RR, é o único empreendimento em operação da Eneva atualmente abastecido pela bacia sedimentar do Amazonas. Em dezembro de 2023, a Companhia arrematou 1 novo ativo no âmbito do 4º Ciclo Licitatório da Oferta Permanente, certame realizado pela Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP). Com a entrada em operação do Projeto Azulão 950, as UTEs Azulão I e II também serão supridas pela bacia do Amazonas.

Na bacia do Amazonas, no estado do Amazonas, a Companhia possui 100% de participação nos blocos AM-T-62, AM-T-84 e AM-T-85, tendo ofertado um Programa Exploratório Mínimo total de 11.414 Unidades de Trabalho, a ser executado ao longo de 8 anos, na área total arrematada de 7080,092 km². Os blocos adquiridos na bacia do Amazonas estão situados nas adjacências do campo de Azulão e da área de desenvolvimento de Tambaqui. A Companhia possui ainda as Áreas de Acumulação Marginal de Japiim e de Solimões, conforme descrito acima.

Nos estados do Mato Grosso do Sul e Goiás, a Companhia é concessionária e operadora de 70% – em conjunto com a Brava Energia S.A., que possui os 30% restantes – de 4 ativos de exploração de petróleo e gás natural, blocos que totalizam uma área de 11.544 km² na bacia sedimentar terrestre do Paraná. Os ativos foram arrematados no âmbito do 2º Ciclo Licitatório da Oferta Permanente,

1.2 Descrição das principais atividades do emissor e de suas controladas

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.

FASE DE EXPLORAÇÃO/REABILITAÇÃO						
Bloco	Bacia	UF	BID	Número do Contrato	Participação	Vigência
PN-T-103	Parnaíba	MA	13	48610.010793/2015-16	100% Eneva	29/07/2026
PN-T-69	Parnaíba	MA	13	48610.010795/2015-05	100% Eneva	18/03/2026
PN-T-87	Parnaíba	MA	13	48610.010797/2015-96	100% Eneva	18/03/2026
PN-T-117	Parnaíba	MA	14	48610.012620/2017-96	100% Eneva	01/05/2026
PN-T-118	Parnaíba	MA	14	48610.012619/2017-61	100% Eneva	01/05/2026
PN-T-119	Parnaiba	MA	14	48610.012655/2017-25	100% Eneva	01/05/2026
PN-T-133	Parnaíba	MA	14	48610.012621/2017-31	100% Eneva	01/05/2026
PN-T-134	Parnaíba	MA	14	48610.012653/2017-36	100% Eneva	01/05/2026
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 Energia S.A.	28/12/2028
PAR-T-99	Paraná	MS	OP2	48610.204679/2021-95	70% Eneva, 30% Brava Energia S.A.	28/12/2028
PAR-T-196	Paraná	MS	OP2	48610.204676/2021-51	70% Eneva, 30% Brava Energia S.A.	28/12/2028

1.2 Descrição das principais atividades do emissor e de suas controladas

PAR-T-215	Paraná	MS	OP2	48610.204677/2021-04	70% Eneva, 30% Brava Energia S.A.	28/12/2028
Áreas de Desenvolvimento	Bacia	UF	BID	Número do Contrato	Participação	
Tambaqui	Amazonas	AM	OP2	48610.204666/2021-16	100% Eneva	15/02/2051
Gavião Vaqueiro	Parnaíba	MA	OP1	48610.222048/2019-33; 48610.222049/2019-88; 48610.222050/2019-11	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
Codó	Parnaíba	MA	na	48610.010795/2015-05 e 48610.010797/2015-96	100% Eneva	18/03/2026
Colinas	Parnaíba	MA	na	48610.010793/2015-16 e 48610.222046/2019-44	100% Eneva	29/07/2026
Lago dos Rodrigues Remanescente	Parnaíba	MA	na	48610.222048/2019-33, 48610.222049/2019-88 e 48610.222050/2019-11	100% Eneva	16/06/2026
Ac. Marginal	Bacia	UF	BID	Número do Contrato	Participação	Vigência
Juruá	Solimões	AM	OP2	48610.204682/2021-17	100% Eneva	28/06/2027
Japiim	Amazonas	AM	OP4	48610.205860/2024-61	80% Eneva 20% Atem	11/11/2027

FASE DE PRODUÇÃO						
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	48610.001417/2008-01	100% Eneva	25/06/2042
Gavião Vermelho	Parnaíba	MA	9	48610.001418/2008-48	100% Eneva	20/08/2042

1.2 Descrição das principais atividades do emissor e de suas controladas

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

A Eneva também tem destinado esforços para expansão da sua malha de gasodutos de escoamento da produção de gás natural com foco no atendimento das usinas termelétricas do Complexo Parnaíba. Em 2020 iniciou-se a mobilização interna para construção do gasoduto de 88 quilômetros que interligará o campo de Gavião Preto (GVP) aos ativos de geração de eletricidade no Maranhão.

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 usinas UTE Parnaíba I, UTE Parnaíba III e UTE Parnaíba IV estão em operação comercial desde 2013, enquanto a UTE Parnaíba II, UTE Parnaíba V e UTE 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**”).

Adicionalmente, a Companhia sagrou-se vencedora no Leilão para suprimento de Boa Vista e localidades conectadas, com a UTE Jaguatirica II, operando em capacidade total desde maio de 2022, assim como no 1° 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 trimestre de 2026 e ainda no 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.

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.

1.2 Descrição das principais atividades do emissor e de suas controladas

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

- CCEARs celebrados por PGC e Parnaíba II para as UTEs Maranhão IV e Maranhão V (em conjunto denominadas “Parnaíba I”), UTEs Maranhão III (“Parnaiba II”) e UTE MC2 Nova Venécia 2 (“Parnaíba III”), com receita bruta fixa anual total de R$ 1,6 bilhão (no ciclo 2023/2024). Essas receitas são (1) indexadas 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);
- Operação Merchant, no caso de Parnaíba IV. Até dezembro de 2018, a venda de energia de Parnaíba IV se dava através de contrato de consórcio celebrado entre Parnaíba Geração e Comercialização de Energia S.A. e Kinross Brasil Mineração S.A. para o fornecimento de energia na modalidade de autoprodução no Ambiente de Contratação Livre (“ACL”) pela Parnaíba IV. Desde janeiro de 2019, Parnaíba IV está vendendo a energia gerada no mercado de curto prazo conforme despacho determinado pelo ONS. Adicionalmente, no ano de 2021, 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, com a entrega a partir de 1º de julho de 2026, assegurando receita fixa anual de R$ 32,1 milhões (em 2021, data-base do leilão) durante o período de suprimento, 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;
- CCEAR celebrado pela PGC, a partir da comercialização da energia de Parnaíba V, com uma receita fixa anual de R$ 272,4 milhões (data-base leilão 2018) 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 (atualizados anualmente pela variação do IPCA) incorridos quando a planta é despachada pelo ONS. Ao todo, 19 compradoras participaram do leilão em que Parnaíba V sagrou-se vencedora;
- CCEAR celebrado por Parnaíba II, detentora do Projeto Parnaíba VI, no âmbito do Leilão de Energia Nova (“A-6 2019”) para ampliação da UTE MC2 Nova Venécia 2 (fechamento de ciclo de Parnaíba III), contratando 70 MW médios, com inflexibilidade operacional sazonal de 50%, assegurando receita fixa anual de R$ 110,72 milhões (no ciclo 2023/2024), pelo prazo de 25 anos, a partir de 1º de janeiro de 2025. O CCEAR (Contrato de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado) prevê correção anual da receita fixa de acordo com a variação do IPCA;

1.2 Descrição das principais atividades do emissor e de suas controladas

- CCESI celebrado entre a Azulão Geração de Energia (Eneva) e a Roraima Energia (distribuidora), a partir da comercialização da energia da UTE Jaguatirica II, com uma receita fixa anual de R$ 566,17 milhões (no ciclo 2023/2024), 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 operação e manutenção (atualizados anualmente pela variação do IPCA) incorridos quando a planta é despachada pelo ONS;
- CRCAP celebrado pela UTE Azulão ("UTE Azulão I") no primeiro Leilão de Reserva de Capacidade da ANEEL, realizado em dezembro de 2021, firmando o compromisso de venda de potência de 295 MW também pelo prazo de 15 anos, para entrega a partir de 05 de agosto de 2026, assegurando receita fixa anual durante o período de suprimento de R$ 252,45 milhões (no ciclo 2023/2024), 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; e
- CER celebrado pelas UTEs Azulão II e IV (em conjunto “UTE Azulão II”) no segundo Leilão de Reserva de Capacidade na forma de energia da ANEEL, realizado em setembro de 2022, habilitado o compromisso de venda de potência de 521 MW também 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$ 2,0 bilhões (no ciclo 2023/2024), reajustada anualmente conforme a variação do IPCA.
- CCEARs celebrados pela UTE Porto de Sergipe I em Leilão de Energia Nova (A-5) em abril de 2015, tendo contratado 867 MW médios de energia na ocasião.

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.

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

1.2 Descrição das principais atividades do emissor e de suas controladas

adicionais.

Dos ativos termelétricos UTE Viana I possui um contrato PCS 01/2021 com receita fixa anual de R$ 0,6 bilhão, capacidade contratada de 35 MW com prazo até dezembro de 2025. A UTE Povoação I possui um contrato PCS 01/2021 com receita fixa anual de R$ 1,2 bilhões, capacidade contratada de 75 MW com prazo até janeiro de 2026. A UTE Luiz Oscar Rodrigues de Melo ("UTE LORM") possui um contrato PCS 01/2021 com receita fixa anual de R$0,6 bilhão, capacidade contratada de 35 MW com prazo até janeiro de 2026, um contrato LEN 02/2008 com receita fixa anual de R$0,1 bilhões, capacidade contratada de 96 MW com prazo até dezembro de 2025 e um contrato LRCAP 01/2021 com receita fixa anual de R$0,2 bilhão, capacidade contratada de 191 MW com prazo de julho de 2026 até junho de 2041.

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

Empreendimento	Localização	Capacidade Total	Combustível	Participação Companhia	Receita Fixa Anual (R$ mm)[1]	Data de Término do Contrato
Operacional (em 2024, com exceção da UTE Parnaíba VI)						
Parnaíba I[2]	Santo Antônio dos Lopes/MA	676 MW	Gás Natural	100%	R$ 829,62	dez/27
Parnaíba II	Santo Antônio dos Lopes/MA	519 MW	Gás Natural	100%	R$ 671,42	abr/36
Parnaíba III	Santo Antônio dos Lopes/MA	178 MW	Gás Natural	100%	R$ 184,21	dez/27
Parnaíba IV[3]	Santo Antônio dos Lopes/MA	56 MW	Gás Natural	100%	R$ 39,13	ju/41
Parnaíba V	Santo Antônio dos Lopes/MA	365 MW	Gás Natural	100%	R$ 387,10	dez/48
Parnaíba VI[4]	Santo Antônio dos Lopes/MA	92 MW	Gás Natural	100%	R$ 116,00	dez/49
Jaguatirica II	Boa Vista/RO	141 MW	Gás Natural	100%	R$ 593,11	jan/36
Porto de Segipe I	Aracaju/SE	1.593 MW	GNL	100%	R$ 2.183,45	dez/44
Viana I	Viana/ES	37 MW	Gás Natural	100%	R$ 557,70	dez/25
Povoação I	Linhares/ES	75 MW	Gás Natural	100%	R$ 1.140,09	jan/26

1.2 Descrição das principais atividades do emissor e de suas controladas

Luiz Oscar Rodrigues de Melo	**Linhares/ES**	**240 MW**	**Gás Natural**	**100%**	**R$ 671,42**	**jan/26[5] jun/41[5]**
Não operacional (em 2024, além da UTE Parnaíba VI)						
Azulão I[6]	**Silves/MA**	**360 MW**	**Gás Natural**	**100%**	**R$ 264,47**	**ago/41**
Azulão II[7]	**Silves/MA**	**590 MW**	**Gás Natural**	**100%**	**R$ 2.118,68**	**jul/42**

(1) As receitas se referem às receitas fixas do ACR do ciclo 2024/2025, reajustadas em novembro/2024. Vale ressaltar que as receitas fixas das UTEs Parnaíba IV, Azulão I e Azulão II constam na tabela acima apenas para fins de referência uma vez que seus contratos regulados não estavam vigentes ainda nos anos de 2024 e 2025.
(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) Até dezembro de 2018, a usina era arrendada para o consórcio formado entre a Kinross Brasil Mineração S.A., que detinha 95% da sua produção e Parnaíba Geração e Comercialização de Energia S.A., que por sua vez, detinha os 5% remanescentes, operando mediante um modelo de autoprodução. A UTE Parnaíba IV possuía um compromisso de atendimento a uma demanda de 46 MW médios da Kinross, pelo prazo de cinco anos, encerrados em dezembro de 2018. A partir de janeiro de 2019, a energia da Parnaíba IV passou a ser comercializada conforme o despacho da usina pelo ONS, recebendo a receita variável das negociações realizadas. Adicionalmente, 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, com a entrega a partir de 1º de julho de 2026. 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 2024/2025 para fins de referência.
(4) A Companhia iniciou a construção do Projeto Parnaíba VI em 2022, entrando em operação comercial no dia 1º de março de 2025 com potência limitada de 87 MW, para atendimento ao suprimento dos CCEARs de Parnaíba II, de sua titularidade. A receita fixa da Parnaíba VI é apresentada conforme o contrato assinado na data base do leilão, ajustada para o ciclo 2023/2024 para fins de referência.
(5) UTE Luiz Oscar Rodrigues de Melo celebrou contrato Contrato de Potência de Reserva de Capacidade - CRCAP para a potência de 204 MW, com início previsto para 1º de julho de 2026 e término em 30 de junho de 2041. A outra parte da potência, 36 MW, segue em Contrato de Energia de Reserva até 10 de janeiro de 2026.
(6) 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 1º de julho 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 2024/2025 para fins de referência.
(7) As UTEs Azulão II e IV ("Azulão II") venderam, cada uma, 295,429 MW de potência, totalizando 590,858 MW no 2º Leilão de Reserva de Energia - LRCE 2022, por um período de 15 anos, com início de suprimento previsto para 4 de 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 2024/2025 para fins de referência. O contrato ainda não estava vigente no ano de 2024.

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

1.2 Descrição das principais atividades do emissor e de suas controladas

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 por Parnaíba V em 2024, foi evitada a emissão de 620 mil tCO2e para a atmosfera, se a mesma energia fosse gerada por uma turbina de ciclo aberto. Em 2024, a geração de energia da UTE Jaguatirica II correspondeu a 175 mil tCO2e evitadas.

Térmicas a Carvão

Além das termelétricas movidas a gás natural, a Eneva atualmente possui 2 usinas termelétricas movidas a carvão mineral que, em conjunto, têm 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 estão em operação. 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$ 591,16 milhões (data-base: ciclo 2024/2025), e Pecém II faz jus a receita bruta fixa anual de R$ 530,81 milhões (data-base: ciclo 2024/2025), 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.

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

UTE	Localização	Capacidade Total	Combustível	Participações Companhia	Receita fixa anual (R$ mm)[1]	Data de Término do Contrato
Itaqui	São Luis/MA	350 mw	Carvão Importado	100%	R$591,16	Dez/27

1.2 Descrição das principais atividades do emissor e de suas controladas

Pecém II	São Gonçado do Amarante/CE	365 mw	Carvão Importado	100%	R$530,81	Set/28

(1) Receitas Disponibilidade ACR referentes ao ciclo 2024/2025, reajustadas em novembro/2024.

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 termoelétricos do BTG: UTE Viana e UTE Geramar I e UTE Geramar II (em conjunto, "UTE Gera Maranhão").

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 contrato LRCAP com receita fixa anual de R$ 150 milhões/ano e com prazo de julho de 2026 até junho de 2041. A UTE Gera Maranhão, por sua vez, celebrou contrato CRCAP com receita fixa anual de R$ 265 milhões/ano e com prazo de julho de 2026 até junho de 2041.

Os seguintes contratos ainda não estavam vigentes em 2024 e até a data desse formulário de referência:

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%	150,00	Jun/41
Geramar I e II	Miranda do Norte/MA	332	óleo	100%	265,00	Jun/41

(1) As receitas fixas mostradas na tabela se referem-se às receitas fixas dos contratos assinados da data base do leilão, atualizadas pelo IPCA até novembro/2024 para fins de referência.

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.

A Companhia concluiu em 11 de março de 2022 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

1.2 Descrição das principais atividades do emissor e de suas controladas

S.A. na Companhia, cujo principal ativo é uma planta solar de 692,4 MWac de capacidade instalada, que teve sua operação comercial declarada em 26 de maio de 2023 ("Complexo Solar Futura 1").

O Projeto Futura adquirido inclui ainda o projeto Futura 2 que possui desconto na TUST e que poderá ser desenvolvido futuramente de acordo com a MP 1.212/2024 e com o cenário macroeconômico e as oportunidades do mercado, considerando o prazo do Commercial Operation Date (COD) até 2030. Além do Projeto Futura, o segmento também inclui a Usina Fotovoltaica Tauá, que possui capacidade instalada de 5 MW, localizada no estado do Ceará.

A energia produzida pelo Complexo Solar Futura 1 está sendo integralmente destinada ao mercado livre de energia (ACL), tendo sido formada parceria societária com os grupos White Martins, Liasa, Vallourec e Sicbrás ("Parceiros") com o objetivo de geração de energia solar, por parte de suas subsidiárias, as SPEs Futura 1 a 6. Ao mesmo tempo foram celebrados contratos de compra e venda de energia com os Parceiros, na modalidade de autoprodução de energia, ampliando assim as atividades da Companhia no segmento.

A receita fixa anual dos contratos bilaterais de autoprodução das SPEs do Complexo Solar Futura 1 em 2024 foi de R$ 278,3 milhões, considerando as respectivas condições de preço e volume contratuais individuais.

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

Razão Social	Participação	Usina Outorgada	Despacho COD (2023)	Capacidade Instalada (MW)	Geração bruta (GWh) no período de 12 meses findo em 31 de dezembro de 2024
SPE Futura 1 Geração e Comercialização de Energia Solar S.A.	10,90%	UFV Futura 1	1435	31,474	73,70
		UFV Futura 2	1436	31,474	73,86
		UFV Futura 3	1486	31,474	72,65
		UFV Futura 4	1487	31,474	63,95
SPE Futura 2 Geração e Comercialização de Energia Solar S.A.	10,00%	UFV Futura 5	1488	31,474	63,79
		UFV Futura 6	1489	31,474	64,02
		UFV Futura 7	1437	31,474	70,91
		UFV Futura 8	1490	31,474	64,72

1.2 Descrição das principais atividades do emissor e de suas controladas

SPE Futura 3 Geração e Comercialização de Energia Solar S.A.	10,90%	UFV Futura 9	1438	31,474	71,99
		UFV Futura 10	1491	31,474	65,16
		UFV Futura 11	1492	31,474	63,89
		UFV Futura 12	1493	31,474	63,97
SPE Futura 4 Geração e Comercialização de Energia Solar S.A.	10,90%	UFV Futura 13	1501	31,474	72,45
		UFV Futura 14	1494	31,474	62,98
		UFV Futura 15	1495	31,474	64,16
		UFV Futura 16	1496	31,474	64,35
		UFV Futura 17	1497	31,474	63,84
SPE Futura 5 Geração e Comercialização de Energia Solar S.A.	10,00%	UFV Futura 18	1439	31,474	71,67
		UFV Futura 19	1440	31,474	71,75
		UFV Futura 20	1498	31,474	70,95
SPE Futura 6 Geração e Comercialização de Energia Solar S.A.	100,00%	UFV Futura 21	1499	31,474	65,60
		UFV Futura 22	1500	31,474	64,54

Comercialização de Gás e GNL

A Companhia celebrou contratos de venda de gás natural e de gás natural liquefeito (GNL), tanto *off-grid* quanto *on-grid* (sendo neste último na modalidade de comercialização de gás flexível), com algumas contrapartes entre 2022 e 2025, com início de suprimento a partir de 2024. Os contratos *off-grid* contam com *take-or-pays* mínimos de obrigação de entrega de gás natural ou GNL às contrapartes, ao passo que os contratos de comercialização de gás flexível contemplam parcelas fixas por encargo de reserva de capacidade para remunerar a disponibilidade da Eneva de vender gás natural aos clientes na malha, além de parcelas variáveis na ocasião de venda efetiva da molécula.

Os referidos contratos preveem receita fixa anual em um montante total de R$ 0,5 bilhões em 2025 e 2026, R$ 0,4 bilhões em 2027 e 2028, R$ 0,3 bilhões em 2029 e R$ 0,2 bilhões em 2030, em termos reais de 2024 e considerando os ajustes, valores e volumes mínimos previstos em cada um dos contratos.

1.2 Descrição das principais atividades do emissor e de suas controladas

Adicionalmente, a Companhia também possui outros contratos de venda de gás natural na comercialização *on-grid* com obrigações de entrega firmes de gás natural, e também realiza comercialização de gás *spot* conforme demandas pontuais.

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 2024 foram comercializados 26.345 GWh no livre mercado pela Eneva Comercializadora.

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 de operação integrado (R2W) 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, lhe permite comercializar o 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[11]. 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 operador do sistema, independentemente da condição meteorológica

1.2 Descrição das principais atividades do emissor e de suas controladas

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.

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, lhe proporciona rentabilidade atrativa e previsível no longo prazo.

Experiência comprovada no desenvolvimento e operação de usinas termelétricas e ativos onshore de gás natural. A Companhia liderou o desenvolvimento, execução e operação de 8 projetos termelétricos com capacidade instalada total de 3,0 GW, incluindo a UTE Pecém I, vendida em 2014. 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**”), *Interamerican Development Bank* (“**IDB**”) 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 339,5 km 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[12], a partir da consolidação do Parque dos Gaviões como uma das principais áreas de produção de gás natural *onshore* do país[13].

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”[14]. 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”[15]. Com o nível atual das reservas 2P, a vida estimada das reservas de gás nesta bacia passou para cerca de 12 anos, presumindo um consumo de 8,2 milhões de m³ por 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 58,348 bilhões de m³ em 31 de março de 2025. Estas reservas correspondem às reservas certificadas pela

1.2 Descrição das principais atividades do emissor e de suas controladas

GCA com data base de 31 de dezembro de 2023[16], abatidas as produções de gás natural do ano de 2024 e do primeiro trimestre de 2025. O valor considera os volumes dos campos/áreas da Bacia do Parnaíba[17], Gavião Branco Norte, Gavião Caboclo, Gavião Vermelho, Gavião Preto, Gavião Tesoura, Gavião Carijó, Gavião Belo, Gavião Mateiro, Gavião Vaqueiro e PAD Colinas, e os volumes dos campos/áreas da Bacia do Amazonas, Azulão, que já incorpora a área de 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 2025 um total de 45,750 bilhões de metros cúbicos, com base nas reservas certificadas pela GCA em 31 de dezembro de 2023 (47,186 bilhões de metros cúbicos), abatidas as produções de gás natural do ano de 2024 e do primeiro trimestre de 2025.

Com base também nas reservas certificadas pela GCA em 31 de dezembro de 2023, na ótica das reservas 1P (reservas provadas), a Companhia registra em 31 de março de 2025, abatidas as produções de gás natural do ano de 2024 e do primeiro trimestre de 2025, um total de 37,726 bilhões de metros cúbicos.

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 acumulada de gás natural em 31 de dezembro de 2024, quatro são da Eneva (Gavião Real, Gavião Branco, Gavião Caboclo e Gavião Vermelho).

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

1.2 Descrição das principais atividades do emissor e de suas controladas

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 das UTEs Parnaíba I e Parnaíba III se encerram entre fevereiro de 2028 e outubro de 2028, 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-Jaguatirica, 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$ 2,1 bilhões de receita fixa (reajustados até data-base de nov/22), ao longo de 15 anos, a contar do início da operação da usina (dezembro/2026), 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 (não construídos) nas adjacências da UTE Porto de Sergipe I 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 em outras regiões: a Companhia poderia buscar contratar parte ou todo o seu portfólio de projetos licenciados (não

1.2 Descrição das principais atividades do emissor e de suas controladas

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 a intenção de 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 passa 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 desempenhará cada vez mais 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 e possibilitando o desenvolvimento de novos projetos de crescimento.

1.2 Descrição das principais atividades do emissor e de suas controladas

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 Companhia 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. Dessa forma, sua estratégia inclui as seguintes diretrizes:

Maximizar valor sobre projetos existentes, aumentando a rentabilidade dos ativos da Companhia por meio de disciplina na alocação de capital, de captura de sinergias, de ganhos de escala, e da otimização da estrutura de capital.

A Companhia busca constantemente promover (a) o aumento da eficiência de seus ativos em operação por meio de investimentos na sua operação e manutenção, e (b) a melhora da sua performance, por meio da redução da indisponibilidade operacional das usinas e otimização do custo logístico do combustível. Aliada à otimização operacional dos ativos da Companhia, há uma estratégia de aprimorar a sua estrutura de capital, por meio da renegociação do endividamento com a finalidade de obter taxas mais atrativas, alongamento de parte significativa da dívida de curto prazo da Companhia, bem como redução da alavancagem.

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.

1.2 Descrição das principais atividades do emissor e de suas controladas

O Brasil possui expressivo potencial geológico terrestre ainda inexplorado em bacias sedimentares de nova fronteira, conforme reconhecido pela Resolução ANP nº 50, publicada em 1º de setembro de 2015. 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 17 declaração 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 que a Companhia é candidata natural a replicar em outras bacias o modelo R2W por meio do qual opera no Complexo Parnaíba.

Em linha com essa estratégia, na 13ª e 14ª Rodadas de licitações da ANP (13ª Rodada e 14ª Rodada, respectivamente), foi adquirido um portfólio exploratório com 7 e 5 blocos exploratórios, respectivamente, na Bacia do Parnaíba. Em setembro de 2019, a Companhia participou do 1º Ciclo Licitatório da Oferta Permanente, sagrando-se vencedora em ofertas apresentadas para 6 blocos exploratórios, todos na Bacia do Parnaíba, conforme previamente informado. As concessões obtidas pela Eneva representam 82% da área total arrematada no certame.

Adicionalmente, no 2º ciclo da Oferta Permanente da ANP, em dezembro de 2020, a Eneva adquiriu três blocos (AM-T-62, AM-T-84 e AM-T-85) na Bacia do Amazonas, no Estado do Amazonas, nas adjacências do Campo de Azulão, campo já operado pela Eneva, além de 4 blocos (PAR-T-196, PAR-T-215, PAR-T-86, PAR-T-99) em consórcio com a Brava Energia S.A. (70% de participação da Eneva e 30% da Enauta), localizados nos estados do Mato Grosso do Sul e de Goiás, e o Campo de Juruá, na Bacia do Solimões.

Na mesma linha, em 13 de dezembro de 2023, ocorreu no Rio de Janeiro a Sessão Pública de apresentação das ofertas do 4º Ciclo da Oferta Permanente de Concessão (“4OPC”) da ANP. No certame, a Companhia arrematou a área de acumulação marginal de Japiim (“Área de Japiim”), em consórcio (80% de

1.2 Descrição das principais atividades do emissor e de suas controladas

participação da Eneva e 20% da Atem Participações S.A.), o consórcio será operado pela Eneva. O contrato do ativo foi assinado no dia 11 de novembro de 2024 e a área de Japiim, localizada no Estado do Amazonas, Bacia do Amazonas, nos municípios de São Sebastião do Uatumã e Urucará, a 227km a leste da cidade de Manaus, possui área de aproximadamente 56,25 km².

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. Em paralelo, a monetização das reservas do Campo de Azulão abre caminho para a replicação do modelo R2W na Bacia no Parnaíba no estado do Amazonas, em bacia sedimentar homônima.

Pontos Fracos, Obstáculos e Ameaças

Os pontos fracos, obstáculos e ameaças à Companhia, seus negócios e condição financeira estão relacionados à concretização de um ou mais cenários adversos contemplados em nossos fatores de risco, ocorrendo de maneira combinada. Vide a seção “Fatores de Riscos” neste 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, seu 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.

[2] Idem nota 10.

[3]Fonte:https://api.mziq.com/mzfilemanager/v2/d/6c663f3b-ae5a-4692-81d3-ab23ee84c1de/0c8dfdc4-a147-1f97-2896be9f3a998fc3?origin=1

[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. 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.

1.2 Descrição das principais atividades do emissor e de suas controladas

[6] Publicação Revista Exame de 23 de junho de 2014, disponível em: http://exame.abril.com.br/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] Atualmente, a outorga de Parnaíba V conta com potência de 363,2 MW, conforme Portaria MME nº 102, de 04/02/2019 (DOU 07/02/2019). Oportunamente, a Companhia solicitará ao Poder Concedente a alteração da potência para 385 MW, conforme informado.

[9] "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).

[10] Relatório Final do Programa de Revitalização das Atividades de Exploração e Produção de Petróleo e Gás Natural em Áreas Terrestres - REATE, disponível em: https://antigo.mme.gov.br/web/guest/secretarias/petroleo-gas-natural-e-biocombustiveis/acoes-e-programas/programas/reate-2020

[11] ONS. 2019. Informe do Programa Mensal de Operação. PMO de março de 2019. Semana Operativa de 09/03/2019 a 15/03/2019.Acessado em 12 de março de 2019. Disponível em: https://ons.org.br/AcervoDigitalDocumentosEPublicacoes/Informe_PMO_201903_RV2.pdf

[12] 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.

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

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

[15] Idem nota anterior.

[16] Fato relevante divulgado ao mercado em 15 de fevereiro de 2024. Disponível em:https://api.mziq.com/mzfilemanager/v2/d/6c663f3b-ae5a-4692-81d3-ab23ee84c1de/0c8dfdc4-a147-1f97-2896-be9f3a998fc3?origin=1

[17] O Campo de Gavião Branco Sudeste (GBSE) foi incorporado à área do Campo de Gavião Branco (GVB) pela Agência Reguladora em 2016.

1.3 Informações relacionadas aos segmentos operacionais

(a) produtos e serviços comercializados

As receitas provenientes das atividades da Companhia nos exercícios sociais encerrados em 31 de dezembro de 2024, 2023 e 2022 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 14 usinas a gás, das quais 10 operacionais, 1 em hibernação, 3 em construção, além de 2 usinas a carvão, 3 usinas a óleo e um parque de geração solar até 31 de dezembro de 2024. 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 recontratação via leilão de energia ou de capacidade e que a UTE Parnaíba VI, que ainda não estava operacional no exercício de 2024, entrou em operação em março de 2025.

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 (usinas Parnaíba I, II, III, IV, V e VI). Todo o Complexo do Parnaíba está conectado ao Subsistema Norte, 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 141 MW, localizada na cidade de Boa Vista, no estado de Roraima. O estado é o único brasileiro não conectado ao SIN e, portanto, a usina entrega energia no Sistema Isolado de Roraima.

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

1.3 Informações relacionadas aos segmentos operacionais

Contratação Livre ("ACL"), por meio de contratos bilaterais e Merchant, através da negociação com os consumidores livres, outros geradores e comercializadoras.

Nos exercícios sociais encerrados em 31 de dezembro de 2024, 2023 e 2022, a geração bruta das usinas a gás totalizou 8.230 GWh, 5.193 GWh e 5.363 GWh, respectivamente.

Hub Sergipe

Possui, 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 (à 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.

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.

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 2024, 2023 e 2022, 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, as unidades geraram 124 GWh e 8 GWh de energia, respectivamente.

Usinas Solares

O segmento é composto pelo Complexo Solar Futura I, localizado no Município de Juazeiro, no estado da Bahia, com 692,4 MWac e 837MWp 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*.

O Complexo Futura inclui ainda um pipeline de expansão no mesmo terreno, composto pelo projeto solar Futura II (UFV 23 a 45), com potência instalada estimada de 906MWp, que aderiu a MP 1212/2024 que postergou o direito de

1.3 Informações relacionadas aos segmentos operacionais

desconto na TUST e que poderá ser desenvolvido futuramente de acordo com o cenário macroeconômico e as oportunidades do mercado. 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 51,55MW e que também aderiu a MP 1.212/2024, postergando a possibilidade de construção para fins de entrada de operação com desconto da TUST até 2030.

Nos exercícios sociais encerrados em 31 de dezembro de 2024 e 31 de dezembro de 2023, a geração bruta do Complexo Solar Futura I totalizou 1.486 e 970 GWh, respectivamente.

Térmicas a óleo

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

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. Nesse segmento, a Companhia opera 14 campos e áreas de desenvolvimento, 2 áreas de acumulação marginal, 21 blocos exploratórios e 4 Planos de Avaliação de Descoberta (PADs) nas Bacias do Parnaíba, Amazonas, Solimões e Paraná em 31 de dezembro de 2024.

A Companhia possui capacidade de produção de 9 milhões de m³ de gás natural por dia, sendo 8,4 milhões m³ destinados ao abastecimento do Complexo do Parnaíba e 0,6 milhões de m³ destinados ao abastecimento da UTE Jaguatirica II, consolidando o modelo *Reservoir-to-Wire*, implementado de forma pioneira no país.

Nos exercícios sociais encerrados em 31 de dezembro de 2024, 2023 e 2022, foram produzidos, tanto na bacia do Parnaíba quanto na bacia do Amazonas, o total de 1,67 bilhão de m³, 1,09 bilhão de m³ e 1,08 bilhão de m³ de gás natural, respectivamente.

SSLNG

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 2024, 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

1.3 Informações relacionadas aos segmentos operacionais

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 das controladas Eneva Comercializadora e Focus Inteligência em Energia Ltda., que fazem a gestão do portfólio de geração, atuando, (i) na venda de sobras de energia das usinas Parnaíba I, Parnaíba II, Parnaíba III, Parnaíba V, e, a partir de 2025, Parnaíba VI, Itaqui, Pecém II e as SPEs Futura 1 a 6, no mercado livre; e (ii) compra e venda de energia no mercado livre das usinas Parnaíba IV e Tauá.

Nos exercícios sociais encerrados em 31 de dezembro de 2024, 2023 e 2022, foram comercializados 26.345 GWh, 23.860 GWh e 10.893 GWh, respectivamente.

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 2024					
	2024		2023		2022	
	Receita operacional líquida	%	Receita operacional líquida	%	Receita operacional líquida	%
Térmicas a Gás	3.905,9	34,3%	4.005,1	39,7%	3.294,3	53,8%
Hub Sergipe	2.536,4	22,3%	2.039,2	20,2%	-	-
Térmicas a carvão	1.193,1	10,5%	972,4	9,6%	891,1	14,5%
Usinas solares	278,3	2,4%	222,3	2,2%	0,2	0,0%
Térmicas a óleo	48,2	0,4%	-	-	-	-
Upstream	994,5	8,7%	719,8	7,1%	719,4	11,7%
SSLNG	60,3	0,5%	-	-	-	-
Comercialização de energia	4.250,4	37,3%	3.071,4	30,4%	2.158,2	35,2%
Holding e Outros	-	-	3,2	0,0%	-	0,0%

1.3 Informações relacionadas aos segmentos operacionais

Eliminações[(1)]	(1.879,6)	(16,5%)	(942,5)	(9,3%)	-934,6	-15,2%
Total	11.387,5	100,0%	10.090,9	100,0%	6.128,6	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.

(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 2024					
	2024		2023		2022	
	Lucro/(Prejuízo Líquido)	%	Lucro/(Prejuízo Líquido)	%	Lucro/(Prejuízo Líquido)	%
Térmicas a Gás	1.108,7	201,8%	982,2	323,7%	578,2	153,9%
Hub Sergipe	(622,0)	(113,2%)	180,8	59,6%	-	-
Térmicas a Carvão	(270,0)	(49,1%)	174,9	57,6%	96,3	25,6%
Usinas solares	(102,4)	(18,6%)	-25,0	(8,2%)	-28,5	-7,6%
Térmicas a Óleo	14,7	2,7%	-	-	-	-
Upstream	335,8	61,1%	257,9	85,0%	184,1	49,0%
SSLNG	(30,6)	(5,6%)	-	-	-	-
Comercialização de Energia	78,5	14,3%	212,9	70,2%	114,8	30,6%
Holding e outros	586,5	106,7%	(116,8)	(38,5%)	175,9	46,8%
Eliminações[(1)]	(549,7)	(100,0%)	(1.363,5)	(449,4%)	-745	-198,3%
Total	549,5	100,0%	303,4	100,0%	375,8	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

(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 (UFV), a energia elétrica em corrente contínua é gerada pela incidência de luz solar em painéis de silício policristalino. Esse 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 que se conectam à rede de distribuição elétrica local por transformador elevador.

Geração Síncrona

Nas usinas termelétricas (UTEs), 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. 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	-

1.4 Produção/Comercialização/Mercados

Parnaíba VI	-	1	-
Jaguatirica II	2	1	-
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.

O processo de combustão gera calor e aumenta o volume de gás no processo. A expansão dos gases de combustão na turbina produz energia suficiente para acionar o compressor e o gerador. Ressalta-se que, na descarga da turbina, os gases ainda possuem temperatura elevada o suficiente para permitir seu aproveitamento em geração de energia adicional.

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, 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*. 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. A

1.4 Produção/Comercialização/Mercados

eficiência de conversão é, principalmente, função entre a entalpia de admissão na turbina e a entalpia de saída. Como a entalpia é uma medida de energia que depende do estado do vapor, na prática, a eficiência de uma turbina a vapor depende da diferença de temperatura/pressão entre a admissão e a saída da turbina – a entrada no condensador. A potência da turbina depende da vazão mássica de vapor.

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

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 em um condensador, bombeado e aquecido até o estado em que será readmitido na turbina a vapor. Há várias formas de aquecer o condensado e gerar vapor utilizando energia térmica de uma fonte externa ao ciclo *Rankine*. Como mencionado, 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 a carvão da Companhia, o carvão mineral é recebido em navios e descarregado para um pátio (*stockyard*) onde é armazenado. Do estoque, o carvão mineral é transportado para ser pulverizado em moinhos (*grindingmills*) e soprado para o interior de uma caldeira em queimadores que injetam também o ar necessário para sustentar a combustão. O interior da caldeira é revestido por tubos metálicos por onde circula a água que absorve o calor da combustão e se converte em vapor. Nesse arranjo, os gases da combustão, após transmitirem sua energia térmica para o vapor, são tratados e descarregados 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*).

Durante o ciclo de admissão, uma mistura de ar e gás natural é aspirada pelo movimento do pistão no cilindro. O pistão inicia um movimento ascendente e a

1.4 Produção/Comercialização/Mercados

mistura é comprimida. Próximo ao fim de curso do pistão o centelhamento da vela de ignição inicia a combustão e o aumento de pressão dentro do cilindro produz trabalho ao empurrar o pistão em movimento descendente. Finda a combustão, o pistão completa o quarto ciclo e, ao ascender, exaure os produtos da combustão. A entalpia dos gases ainda é aproveitada após o coletor de exaustão para acionar uma turbina que, por sua vez, aciona um compressor que comprime o ar de admissão, aumentando a eficiência do ciclo.

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. Caso o resultado da perfuração e das perfilagens seja positivo, delimita-se a descoberta realizada por meio de perfurações de poços de extensão (iniciados com o prefixo “3”) e é avaliada a execução de testes de poço (que podem ser testes de formação ou testes de longa duração, a depender do objetivo da investigação). Ao fim deste trabalho de avaliação da descoberta, será possível se obter uma melhor estimativa do volume de hidrocarboneto existente e, se confirmada sua viabilidade econômica, a Companhia

1.4 Produção/Comercialização/Mercados

estará apta a desenvolver e monetizar essas reservas (após declaração de comercialidade e aprovação do Plano de Desenvolvimento).

Nesse sentido, em 15 de fevereiro de 2024, a Companhia divulgou os resultados dos Relatórios Executivos de Auditoria das Reservas e Recursos de Campos, Áreas e Blocos nos quais a Companhia tem participação na Bacia do Parnaíba (Gavião Real (GVR), Gavião Azul (GVA), Gavião Branco (GVB) e Gavião Branco Sudeste (GBSE)1, Gavião Branco Norte (GVBN), Gavião Caboclo (GVC), Gavião Vermelho (GVV), Gavião Preto (GVP), Gavião Tesoura (GVTE), Gavião Carijó (GVCA), Gavião Belo (GVBL), Gavião Mateiro (GVM), Gavião Vaqueiro (GVQ) e PAD Colinas (COL)), na Bacia do Amazonas (Azulão (AZU), incluindo Azulão Oeste, e Tambaqui (TBQ)) e na Bacia do Solimões (Área do Juruá), referentes a 31 de dezembro de 2023, elaborado pela consultoria independente Gaffney, Cline & Associates, Inc.. Os relatórios apontaram um total de 37,574 bilhões de metros cúbicos (Bm³) de reservas (2P) de gás natural na Bacia do Parnaíba e 10,048 Bm³ na Bacia do Amazonas. Para a Área de Juruá, na Bacia do Solimões, foram certificados 24,04 Bm³ de recursos contingentes de gás natural (2C).

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, cumpre 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 (conforme definido no item 1.4(c) deste Formulário de Referência). O item 1.4(c) abaixo contém mais informações sobre a referida atividade.

Comparação entre a Produção Anual e a Capacidade Instalada

1.4 Produção/Comercialização/Mercados

Segue abaixo quadro que evidencia a capacidade instalada total de nossas usinas termelétricas e usina solar, bem como a produção das referidas usinas nos últimos três exercícios sociais:

Usinas	Capacidade Instalada (MW)(4)	Geração bruta (GWh(5) no exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2024
Parnaíba I(1)	675,2	2.791,37
Parnaíba II(2)	518,8	2.360,87
Parnaíba III(3)	178,2	382,89
Parnaíba IV	56,3	196,49
Parnaíba V	365,3	1.619,15
Jaguatirica II	140,8	856,35
Itaqui	360,1	305,59
Pecém II	365,0	468,27
Porto de Sergipe I	1.593,2	155,04
Tauá	5	1,15
Futura I	692,4	1.487,31
Viana	174,6	35,57
Viana I	37,5	5,88
Geramar I	165,9	46,73
Geramar II	165,9	46,55
Luiz Oscar Rodrigues de Melo	240,0	158,11
Povoação I	74,9	12,74
Total	**5.805,21**	**10.930,06**

(1) Compreende as UTEs Maranhão IV e V.

(2) Compreende a UTE Maranhão III.

(3) Compreende a UTE MC2 Nova Venécia 2.

(4) Megawatt.

(5) Gigawatt-hora

Usinas	Capacidade Instalada (MW)(4)	Geração bruta (GWh(5) no exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2023

1.4 Produção/Comercialização/Mercados

Parnaíba I(1)	676	1.164
Parnaíba II(2)	519	2.358
Parnaíba III(3)	178	149
Parnaíba IV	56	78
Parnaíba V	365	616
Jaguatirica II	141	758
Itaqui	360	33
Pecém II	365	104
Porto de Sergipe I	1.593	0
Fortaleza	327	76
Tauá	5	1
Total	**4.581**	**5.337**

(1) Compreende as UTEs Maranhão IV e V.

(2) Compreende a UTE Maranhão III.

(3) Compreende a UTE MC2 Nova Venécia 2.

(4) Megawatt.

(5) Gigawatt-hora.

Usinas	Capacidade Instalada (MW)(4)	Geração bruta (GWh(5) no exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2022
Parnaíba I(1)	676	1.209
Parnaíba II(2)	519	2.199
Parnaíba III(3)	178	777
Parnaíba IV	56	110
Parnaíba V	385	252
Jaguatirica II	141	410
Itaqui	360	3
Pecém II	365	6

1.4 Produção/Comercialização/Mercados

Porto de Sergipe I	1.593	806
Fortaleza	327	0
Tauá	5	1
Total	**4.601**	**5.773**

(1) Compreende as UTEs Maranhão IV e V.

(2) Compreende a UTE Maranhão III.

(3) Compreende a UTE MC2 Nova Venécia 2.

(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 o 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					
Chubb	Riscos Operacionais	US$ 4.744.540	US$ 300.000	20/03/2024 a 01/10/2025	US$ 18.451
Tokio Marine	Risco de Petróleo	US$ 66.981	US$ 66.981	17/09/2024 a 01/04/2026	US$ 333

1.4 Produção/Comercialização/Mercados

Tokio Marine	Responsabilidade Civil Geral – Pecém II	-	R$ 50.000	01/07/2024 a 01/07/2026	R$ 97
Tokio Marine	Responsabilidade Civil de Operador Portuário	-	R$ 25.000	01/09/2024 a 01/09/2025	R$ 34
Kovr / Ezze/ Austral	Responsabilidade Civil dos Administradores (D&O)	-	R$ 210.000	28/08/2024 a 01/03/2026	R$ 531
Tokio Marine	Frota	-	Valor Tabela Fipe	01/07/2024 a 01/07/2025	R$ 604
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
Starr	Riscos de Engenharia Projeto Gavião Belo	R$ 287.345	R$ 284.345	12/02/2024 a 15/10/2025	R$ 516
HDI	Responsabilidade Civil Obras Projeto Gavião Belo	R$ 287.345	R$ 30.000	12/02/2024 a 15/10/2025	R$ 112

As apólices de seguros estabelecidas pela Companhia possuem coberturas determinadas por análise da sua área própria de Seguros e junto a especialistas das corretoras que a auxiliam na colocação de suas apólices, 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.

1.4 Produção/Comercialização/Mercados

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, em sua maioria, conectadas ao Sistema Interligado Nacional ("**SIN**") (conforme descrito no item 1.4 (c) abaixo), 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, 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), o 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.)

1.4 Produção/Comercialização/Mercados

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.

Faz-se pertinente salientar que os principais dispositivos legais vigentes (sabidamente o Art. 25 da Constituição Federal, a Lei nº 9.478/1998 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

Visão Geral dos Setores 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 24.022 empreendimentos em operação totalizando uma potência de 210.035 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. O gráfico abaixo classifica os maiores agentes geradores do Brasil com base na capacidade instalada.

Nº	Agente	Potência (kW)
1º	Norte Energia S/A	11.233.100,00
2º	Companhia Hidro Elétrica Do São Francisco	10.460.428,00
3º	Centrais Elétricas Do Norte Do Brasil S/A	9.892.520,00
4º	Furnas-Centrais Elétricas S.A.	9.551.900,00
5º	Itaipu Binacional	7.000.000,00

1.4 Produção/Comercialização/Mercados

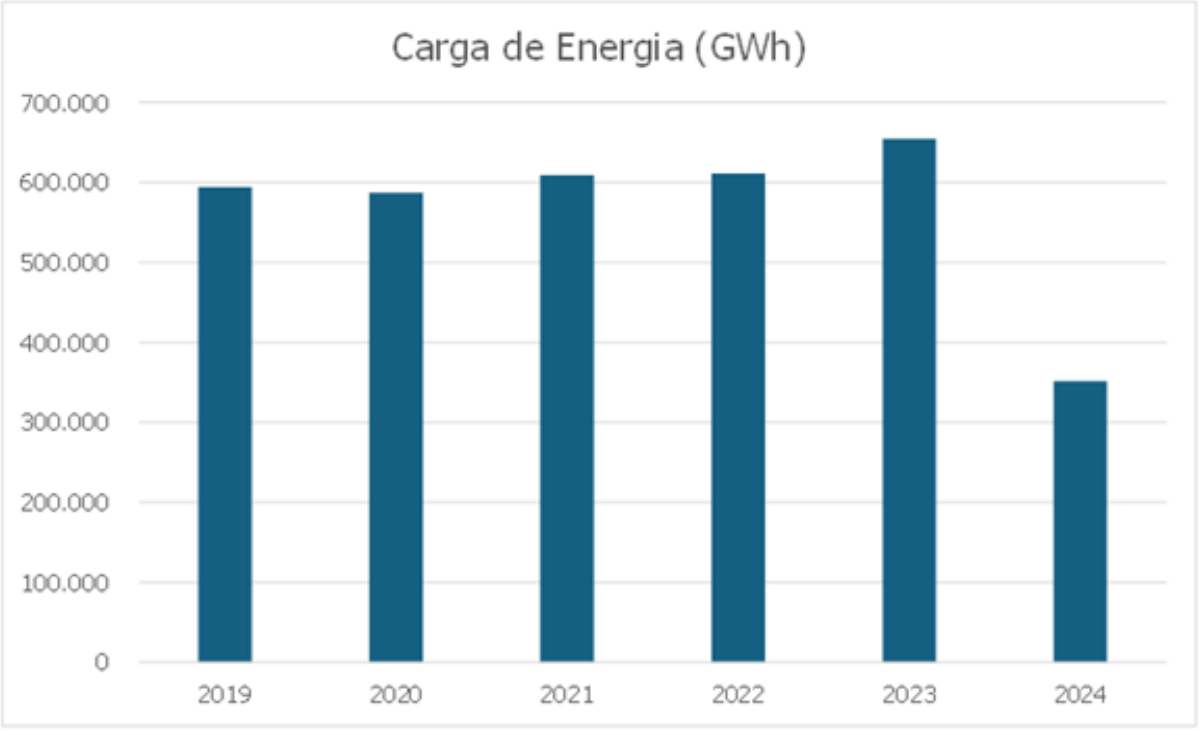
6º	Petróleo Brasileiro S.A. Petrobras	5.791.008,15
7º	Rio Paraná Energia S.A.	4.995.200,00
8º	Engie Brasil Energia S.A.	4.423.104,04
9º	Jirau Energia S.A.	3.750.000,00
10º	Santo Antonio Energia S.A.	3.568.000,00

Fonte: SIGA. Acesso em: 04/04/2024.

Consumo de Energia Elétrica

Nos últimos 5 anos o consumo de energia elétrica no Brasil cresceu a uma taxa média anual de 3,6%, o ano de 2023 registrou o maior crescimento dos últimos anos, de 14,6% em relação ao ano anterior, este aumento 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.

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

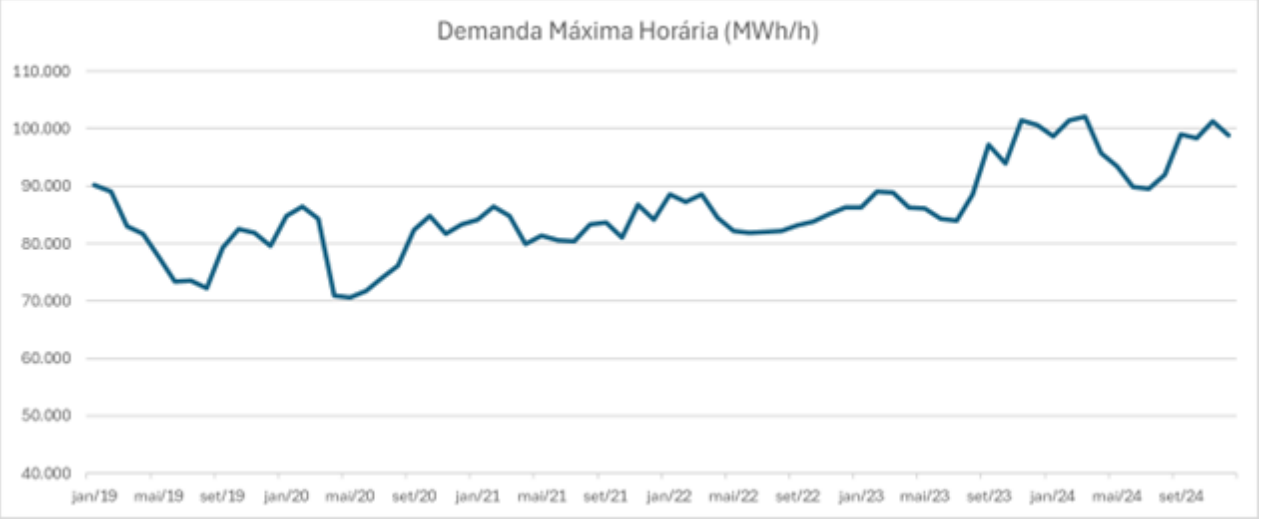


Fonte: Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS

A demanda máxima horária também mostra de forma clara como o ano de 2023 foi atípico e apresentou um aumento de carga acima do previsto, durante o ano de

1.4 Produção/Comercialização/Mercados

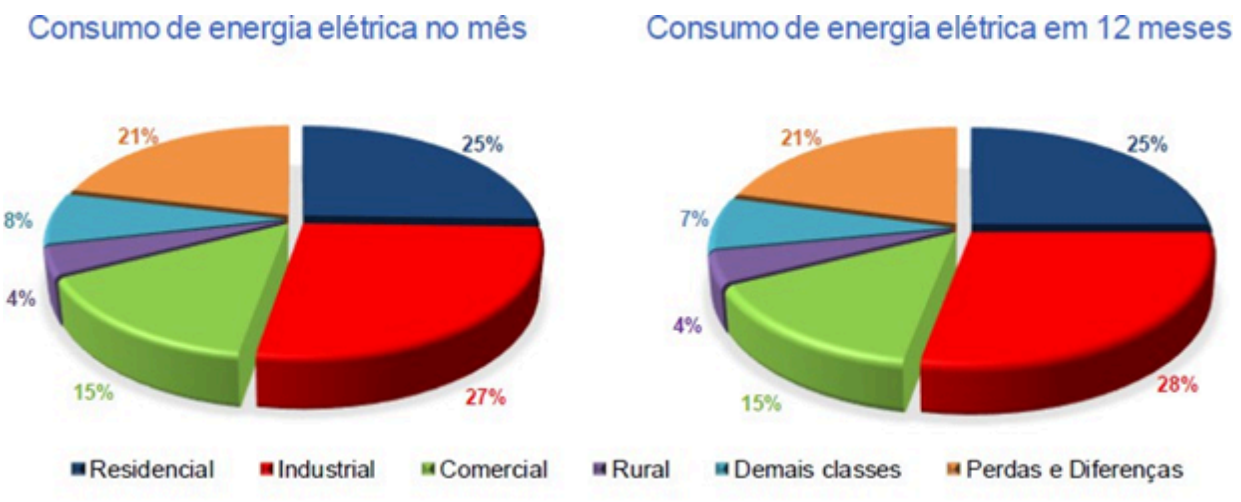
2023 foram registrados recordes de demanda máxima horária, majoritariamente nos períodos de onda de calor. O ano de 2024 carregou esse efeito do ano anterior e, em 15 de março de 2024, foi estabelecido um recorde de demanda, de 102.478 MW. É possível notar o efeito de picos de demanda em períodos de temperatura elevada.



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 dezembro de 2023 e dezembro de 2024, seguido pelo segmento residencial com 25% de participação, no mesmo período, de acordo com o Boletim Mensal de Monitoramento do Sistema Elétrico Brasileiro de janeiro de 2025.

1.4 Produção/Comercialização/Mercados





Fonte: Boletim Mensal de Monitoramento do Sistema Elétrico Brasileiro (junho/2024).

Capacidade Instalada de Geração no Sistema Elétrico Brasileiro

De acordo com o Boletim Mensal de Monitoramento do Sistema Elétrico Brasileiro (janeiro/2025), a capacidade instalada total de geração de energia elétrica no País atingiu 246.085 MW, incluindo geração distribuída (GD) dos quais 49.347 MW (20%) são provenientes do parque gerador termelétrico. No Brasil, a principal fonte de energia ainda é a hidráulica, que é responsável por aproximadamente 45% da matriz elétrica do País. Tal fonte, em conjunto com a térmica, representa 64,7% da capacidade instalada no Brasil, conforme tabela a seguir.

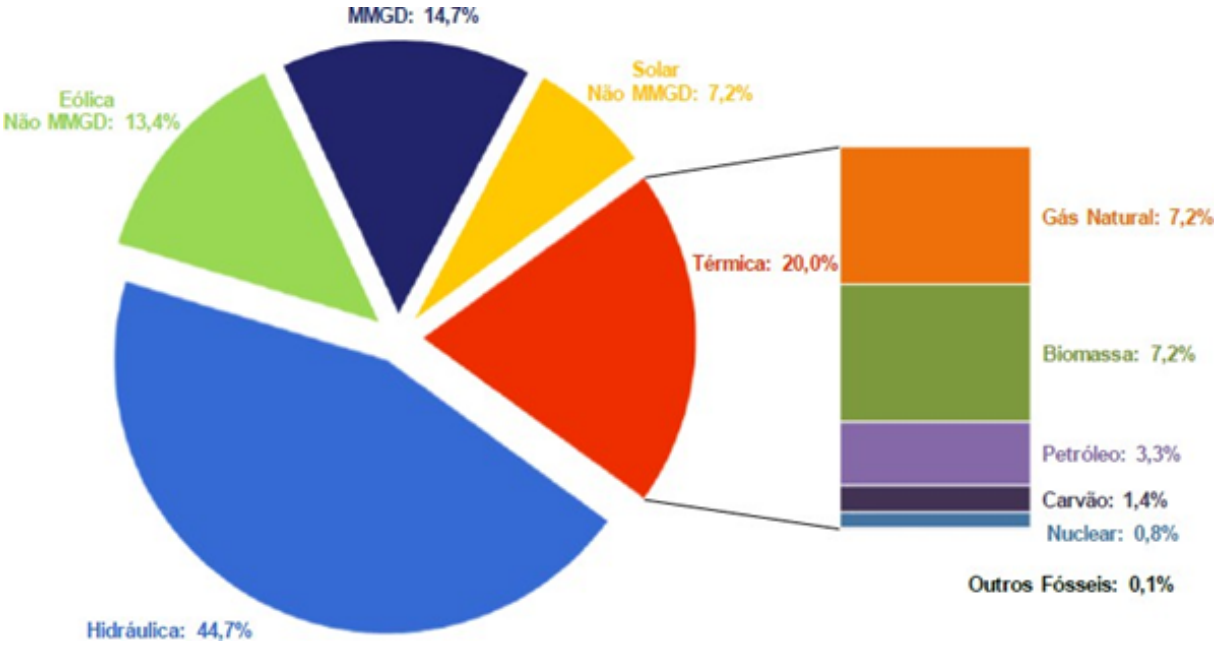
1.4 Produção/Comercialização/Mercados

Capacidade instalada de geração por fonte

Fonte	jan/24	jan/25		Evolução jan/2024 a jan/2025 (%)
	(MW)	(MW)	(%)	
Hidráulica	***109.929***	***109.942***	***44,68***	***0,01***
UHE	103.198	103.196	41,9	0,0
PCH	5.803	5.829	2,4	0,5
CGH	863	857	0,3	-0,6
CGH MMGD	65	59	0,0	-9,0
Térmica	***48.473***	***49.347***	***20,05***	***1,80***
Gás Natural	17.950	17.693	7,2	-1,4
Biomassa	16.732	17.638	7,2	5,4
Petróleo	7.989	8.200	3,3	2,6
Carvão	3.461	3.461	1,4	0,0
Nuclear	1.990	1.990	0,8	0,0
Outros Fósseis	166	166	0,1	0,0
Térmica MMGD	185	200	0,1	7,8
Eólica	***29.026***	***33.097***	***13,45***	***14,03***
Não MMGD	29.008	33.080	13,4	14,0
MMGD	17	17	0,0	0,4
Solar	***38.028***	***53.698***	***21,82***	***41,21***
Não MMGD	11.697	17.671	7,2	51,1
MMGD	26.331	36.027	14,6	36,8
Total não MMGD	***198.856***	***209.781***	***85,25***	***5,49***
Total MMGD	***26.599***	***36.303***	***14,75***	***36,48***
Capacidade Total	**225.456**	**246.085**	**100**	**9,1**

Fonte: Boletim Mensal de Monitoramento do Sistema Elétrico Brasileiro (junho/2024)

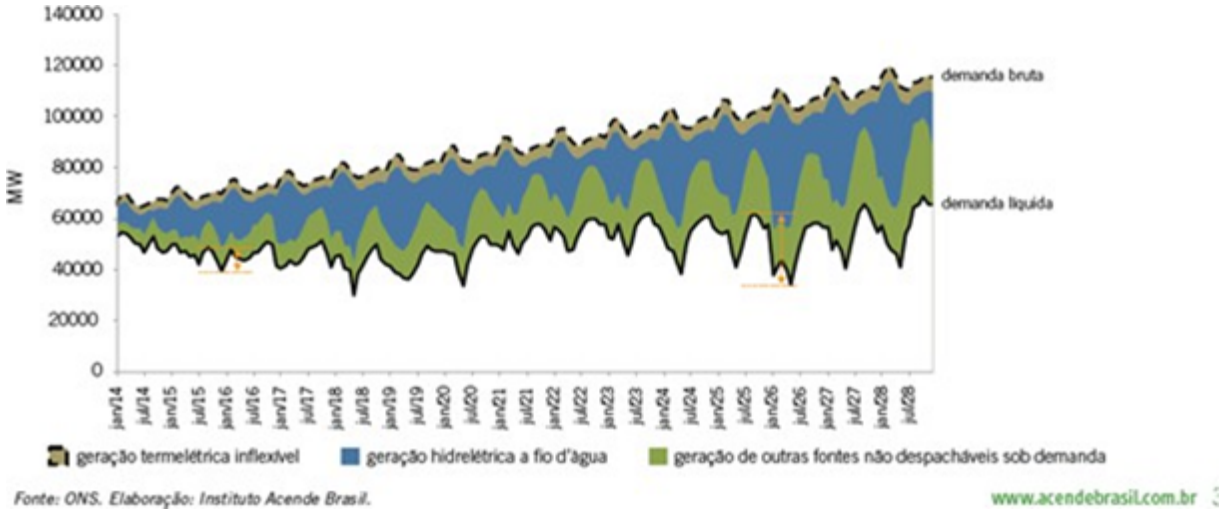
A energia térmica engloba a energia produzida por diversos tipos de combustíveis como gás natural, biomassa, petróleo, carvão, nuclear e outros e sua composição na matriz brasileira está evidenciada no gráfico abaixo:



Fonte: Boletim Mensal de Monitoramento do Sistema Elétrico Brasileiro (junho/2024).

1.4 Produção/Comercialização/Mercados

A energia oriunda de fontes hídricas, que além da capacidade instalada de geração ainda permite o armazenamento de energia em seus reservatórios hídricos, permite 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.



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 sistema interligado nacional (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.

1.4 Produção/Comercialização/Mercados

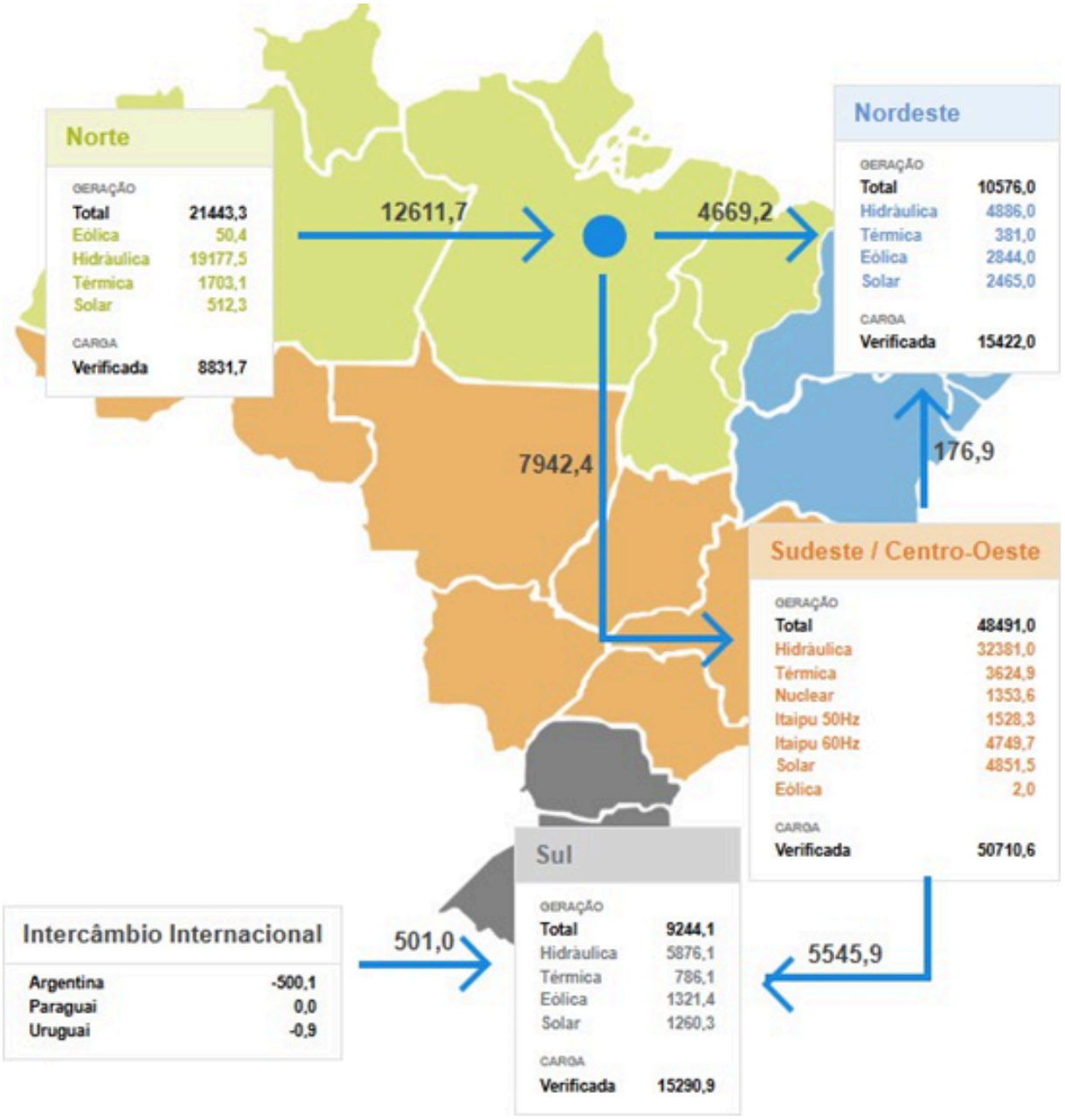
Além disso, as termelétricas: (i) podem ser construídas em área próximas aos centros urbanos (o que reduz as distâncias entre a fonte geradora e os consumidores e, consequentemente, reduz as perdas decorrentes da transmissão elétrica, e reduz a necessidade de investimento em novas linhas de transmissão); 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 (setembro/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.

1.4 Produção/Comercialização/Mercados

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) 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 2024 o sistema de transmissão expandiu 4,4 mil quilômetros em extensão de linhas. De acordo com dados do MME, em janeiro de 2025, a capacidade instalada de transmissão de energia elétrica atingiu 189.418 quilômetros, dos quais a maior parte das linhas de transmissão estão concentradas entre 500 kV até 800 kV, conforme tabela abaixo:

Linhas de transmissão de energia elétrica no SEB

1.4 Produção/Comercialização/Mercados

Classe de Tensão (kV)	Linhas de Transmissão Existentes (km)	Total (%)
230	72.137	38,1
345	11.567	6
440	6.947	3,7
500/525	74.064	39,1
600	12.816	6,8
750	2.683	1,4
800	9.204	4,9
Total	189.418	100

Classe de Tensão (kV)	Transformação Existente (MVA)	Total (%)
230	128.721	27,2
345	62.080	13,1
440	31.192	6,6
500/525	226.853	48
750	24.897	5,3
Total	473.743	100

Fonte: Boletim Mensal de Monitoramento do Sistema Elétrico Brasileiro (junho/2024).

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.

1.4 Produção/Comercialização/Mercados

- Subsistema Nordeste: Atende aos estados do Piauí, Ceará, Rio Grande do Norte, Paraíba, Pernambuco, Alagoas, Sergipe e Bahia. Esse sistema é suprido em parte pela energia gerada na própria região, complementado pela energia importada das regiões Sudeste/Centro-Oeste através da Interligação Norte- Sudeste/Centro-Oeste e pelos excedentes de energia da região Norte, importados através Interligação Norte – Nordeste.
- 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, 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.

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, através das linhas de transmissão programadas para a região, acarretando na incapacidade de escoamento de parcela relevante do excedente de geração.

1.4 Produção/Comercialização/Mercados

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 (FV), 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

1.4 Produção/Comercialização/Mercados

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 7,2% da capacidade instalada do SIN (MME, janeiro/2025). E, considerando os dados de geração distribuída, entre janeiro de 2024 e janeiro de 2025 o Brasil expandiu cerca de 15,6 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 janeiro 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.

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 janeiro 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, encaixa-se 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.

1.4 Produção/Comercialização/Mercados

- 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 a 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 deu sinas 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, em 10 de abril 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 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*

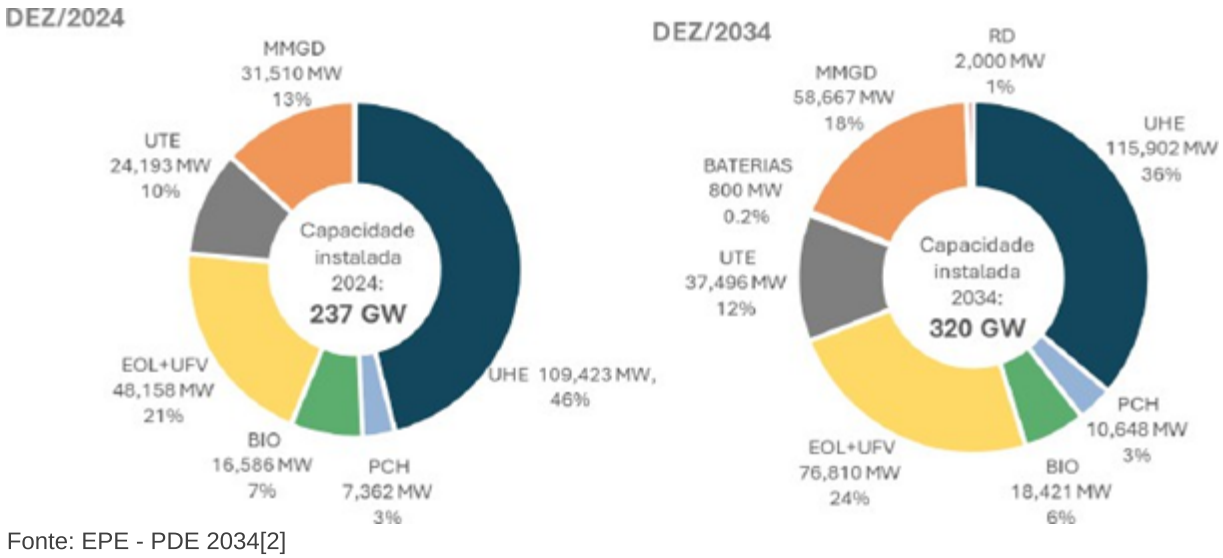
1.4 Produção/Comercialização/Mercados

point, como ocorre no projeto Azulão-Jaguatirica (AM/RR) e sucederá na bacia sedimentar do Parnaíba (MA)

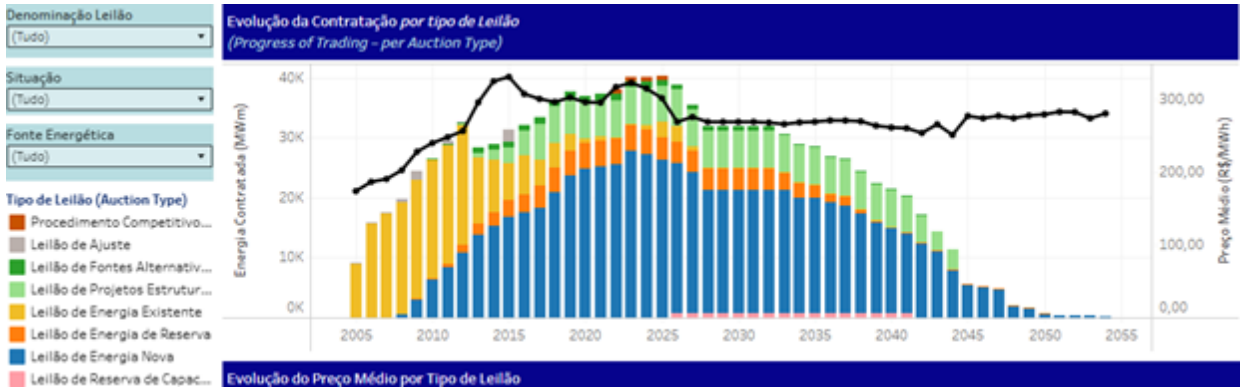
Reservoir-to-wire: também conhecido como “R2W” ou “*gas-to-wire*”, se caracteriza pela construção de usina geradora próxima às reservas de gás natural e às *facilities* de tratamento/processamento/escoamento da produção, integrando o sistema de produção de E&P ao modelo de geração. Isso resulta na redução 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[2]



Fonte: EPE e CCEE – Info Leilão Dinâmico abr/2025

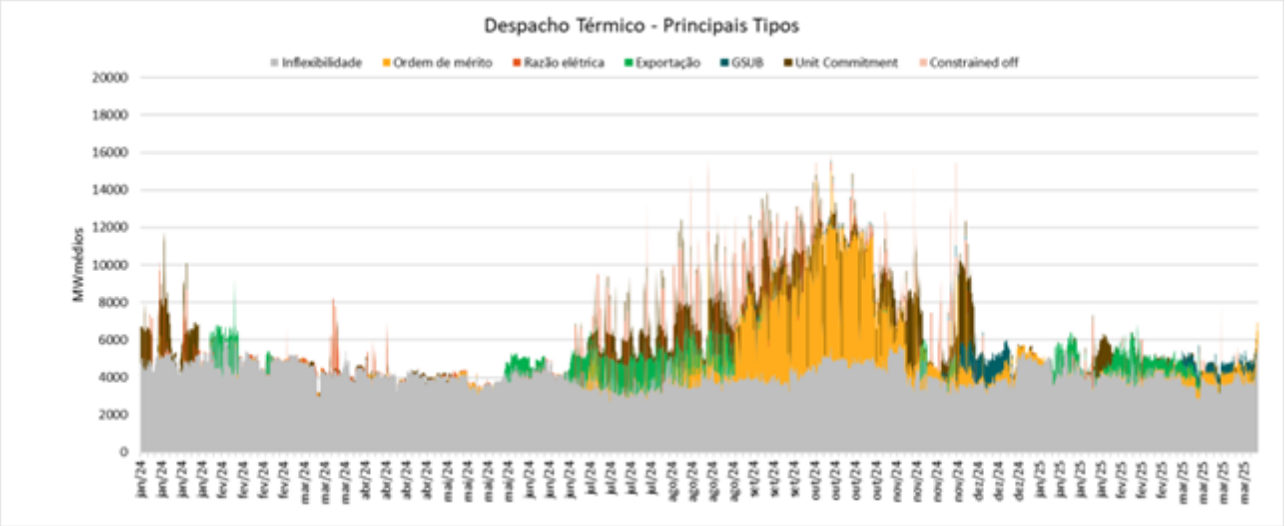
1.4 Produção/Comercialização/Mercados

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 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[3], 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[4]. 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 19,11% apenas em 2031, segundo a EPE[5]. 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[6]. 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[7] e com uma fonte menos poluente, quando comparada aos demais combustíveis fósseis.

Durante o ano de 2024, 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. Este comportamento pode ser evidenciado no gráfico abaixo, que ilustra o aumento do despacho por ordem de mérito e *unit commitment* ao final de 2024.

1.4 Produção/Comercialização/Mercados



Fonte:: Elaboração própria com dados abertos ONS (https://dados.ons.org.br/). Acesso em 1º de abril de 2025.

Além disso, conforme dados da EPE[8], 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.

Em seu Plano Decenal de Expansão de Energia 2032 (PDE 2032), com horizonte até 2032[9], a EPE estabelece que “com relação ao gás natural, este tem-se apresentado como principal combustível fóssil para expansão de geração nos últimos PDE”.

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[10], a qual passaria a ser compatível com as características de cada fonte energética, e (ii) a adoção da metodologia de horizontes rolantes[11] para comprovação de reservas em vez da necessidade de comprovação de reservas para todo o período de suprimento dos CCEARs[12].

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.

1.4 Produção/Comercialização/Mercados

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 ("ACR"), 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 ACL, que compreende a compra de energia elétrica por agentes não regulados (como consumidores livres e comercializadores de energia elétrica).

*Ambiente de Contratação Regulada – ACR (**"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 (**"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 termos das diretrizes da Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico. No entanto, geradoras normalmente vendem sua

1.4 Produção/Comercialização/Mercados

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.

Os consumidores livres estão divididos nos seguintes tipos (em conjunto, "**Consumidores Livres**"):

- **Consumidores Livres Convencionais**: são aqueles cuja demanda de energia contratada é de pelo menos 1 MW. Esses consumidores podem optar por adquirir a energia convencional, no todo ou em parte, de outro vendedor autorizado, nos termos da legislação em vigor. Os consumidores que tenham exercido essa opção são denominados "Consumidores Livres Convencionais".
- **Consumidores Livres Especiais**: são consumidores individuais ou grupos de consumidores cuja demanda de energia contratada varia entre 500 KW e 1 MW. Os consumidores que tenham exercido essa opção são denominados "Consumidores Livres Especiais". Os Consumidores Livres Especiais somente podem adquirir energia de fontes incentivadas: (i) Pequenas Centrais Hidrelétricas com capacidade superior a 3.000 KW e igual ou inferior a 30.000 KW; (ii) geradores de hidrelétricas com capacidade superior a 3.000 KW e igual ou inferior a 50.000 KW, no âmbito do regime de produção independente de energia; (iii) geradores com capacidade limitada a 3.000 KW; e (iv) geradores de energia alternativa (empreendimentos solares, eólicos ou a biomassa) cuja capacidade gerada não exceda 50.000 KW.

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 coma 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

1.4 Produção/Comercialização/Mercados

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.

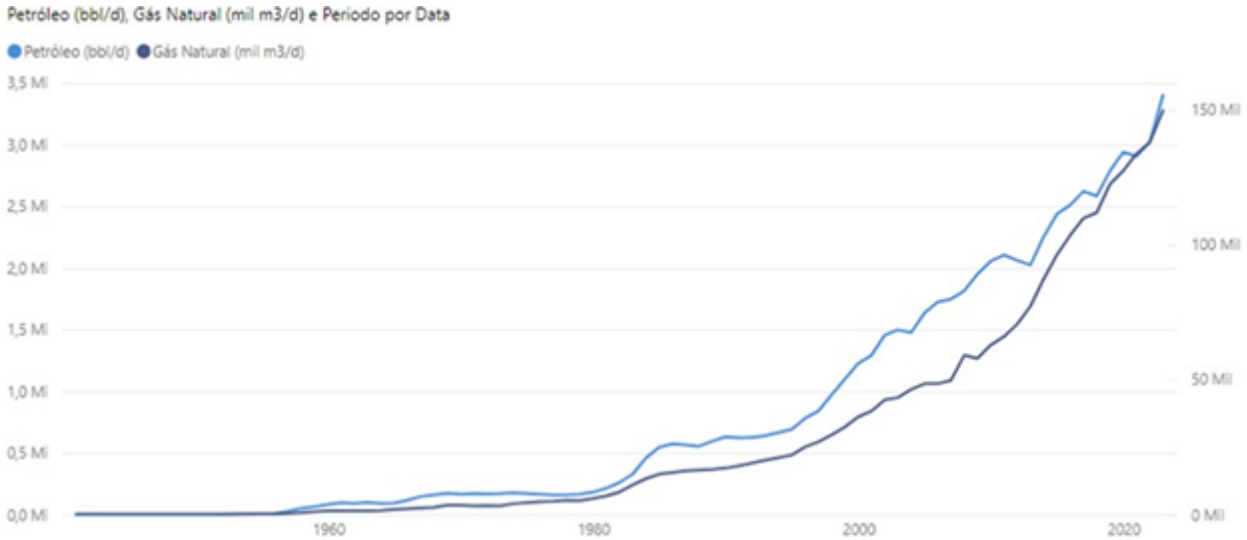
As recentes inovações tecnológicas expandiram as possibilidades de uso do gás natural, como no caso das turbinas de combustão a gás para geração termelétrica e no caso do conceito de ciclo combinado, tecnologia que proporcionou elevação expressiva da eficiência, eficácia e do rápido acionamento de termelétricas,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

1.4 Produção/Comercialização/Mercados

descoberta das reservas do pré-sal, em 2007. Essa dinâmica pode ser ilustrada pelo Gráfico abaixo, extraído do Painel Dinâmico de Produção de Petróleo e Gás Natural da ANP:

Gráfico – Produção média anual de Petróleo e Gás Natural no Brasil (1941-Jun/2024)



Fonte: Dados do Painel Dinâmico de Produção de Petróleo e Gás Natural disponível no site da ANP.

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 n° 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 preferência no uso das instalações; e (iv) no empoderamento das entidades federais

1.4 Produção/Comercialização/Mercados

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.

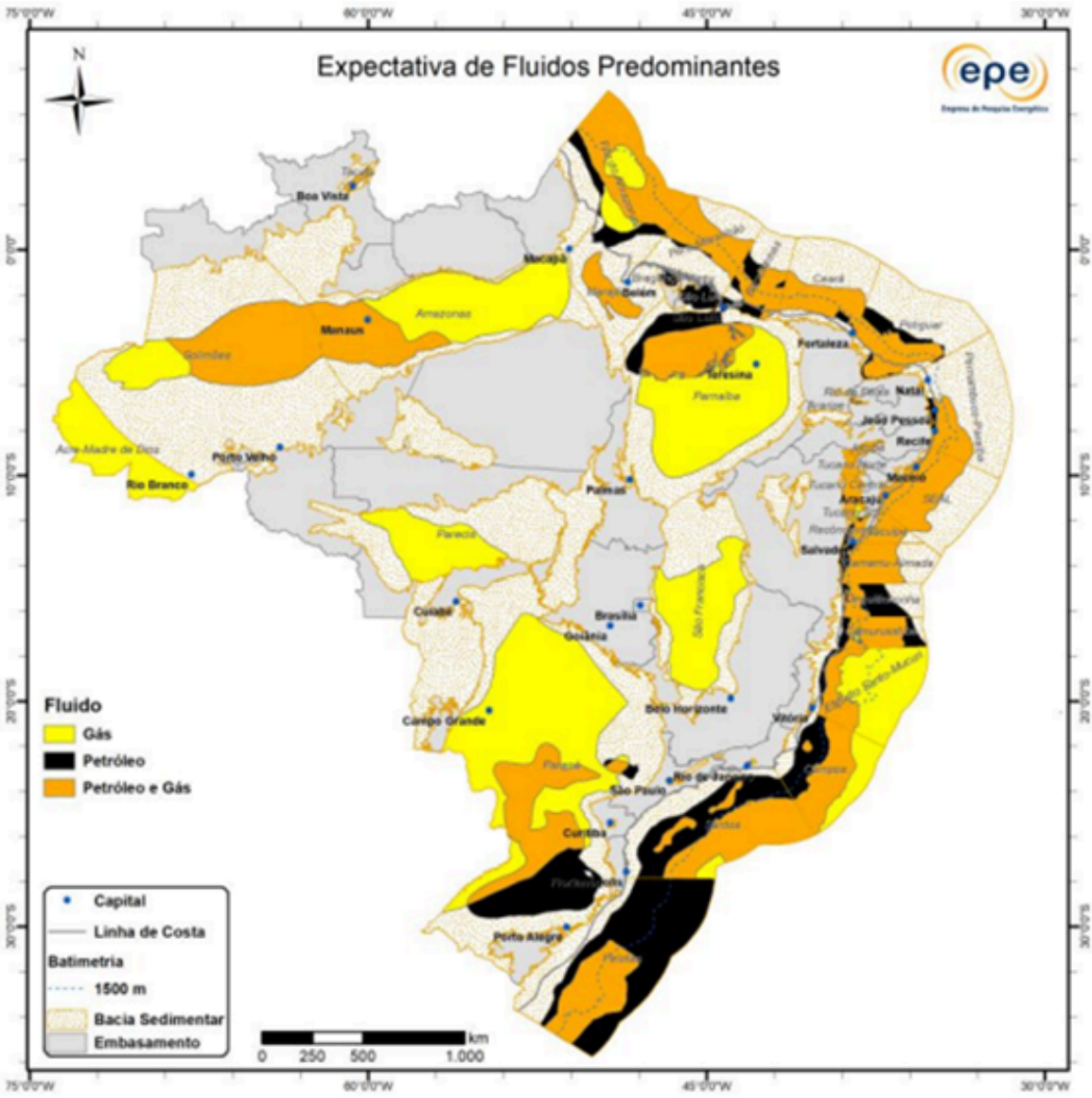
Segundo dados do Zoneamento Nacional de Recursos de Óleo e Gás (ZNMT) 2021-2023, documento coordenado pela Empresa de Pesquisa Energética, o Brasil conta com 68 bacias sedimentares, sendo 53 terrestres e 15 marítimas. Das 68, 34 bacias são consideradas na prospecção de volumes de petróleo e gás natural, 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 2022 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 explotação de reservatórios descobertos, a partir de uma determinada data, sob condições definidas. Para que volumes sejam classificados como Reservas, portanto, 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

1.4 Produção/Comercialização/Mercados

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).

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)reservatórioconvencional,caracterizadoporumaconfiguraçãogeológicaarmazenadora 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 2024*, em 2023 as reservas provadas mundiais de gás natural somaram 208,7 trilhões de m³. Conforme indicado no mapa abaixo, no *ranking* de regiões com maiores reservas de gás natural, encontra-se o Oriente Médio em primeiro lugar com 83,1 trilhões de m³ (39,8% do total), seguido pela Eurásia com 69,2 trilhões de m³ (33,2% do total), América do Norte com 21,6 trilhões de m³ (10,3% do total), África com 15,9 trilhões de m³ (7,6% do total), Ásia-Pacífico com 11,7 trilhões de m³ (5,6% do total), Américas Central e do Sul com 7,2 trilhões de m³ (3,4% do total). Por essa mesma base de dados, o Brasil ocupa a 33ª colocação no ranking das maiores reservas provadas de gás natural do mundo, com cerca de 520 Bm3 de gás natural sob sua jurisdição.

Figura – Reservas Provadas de Gás Natural, segundo regiões geográficas (trilhões de m³, 2023)



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

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 2024,

1.4 Produção/Comercialização/Mercados

indicam 546.022 milhões de metros cúbicos (MMm³) em reservas provadas (1P), 672.815 MMm³ reservas provadas e prováveis (2P) e 740.505 MMm³ em reservas provadas, prováveis e possíveis (3P). Como já abordado anteriormente, as reservas de gás natural no país estão concentradas, substancialmente, em mar: são 441 bilhões de m³ de reservas 1P *offshore* versus somente 105 bilhões de m³ *onshore*, o que pactua que 80,8% 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 5,6% entre 2023 e 2024, uma expansão associada – sobretudo – pelo ambiente marítimo, onde as reservas 1P expandiram 6,0% (frente a 4,1% de acréscimo 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 *BP Statistical Review of World Energy* 2024, a produção mundial de gás natural registrou 4 trilhões de m³ em 2023, um aumento de 0,3% quando comparado ao ano anterior, 2022, e de 20,6% quando comparado a dez anos antes, em 2013. Analisando as regiões que compõem o mercado internacional, o crescimento de produção mais expressivo se deu na América do Norte (+4,1%). O continente foi seguido pelo Oriente Médio (+1,6%), pelo Ásia-Pacífico (+0,6%), pela África (-0,8%), pelas Américas do Sul e Central (-1,0%), pela Comunidade dos Estados Independentes (-4,2%) e, finalmente, pela Europa (-7,2%), que apresentou o maior recuo entre os grupos analisados. Sob a ótica da participação percentual sobre o valor produzido, a ordem supramencionada se altera: a América do Norte lidera o ranking (31,1%) e é seguida pela Comunidade dos Estados Independentes (19,1%), pelo Oriente Médio (17,6%), pelo Ásia-Pacífico (17,0%), pela África (6,2%), pela Europa (5,0%) 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, 25,5% e 14,4% de todo gás natural gerado no mundo. Em outros termos, esses dois países concentram 39,9% de toda a produção global. Por essa mesma base de dados, aliás, o Brasil se posiciona como o 31º maior produtor de gás natural no mundo em 2023 (com 23,4 bilhões de m³ produzidos).

Figura – Produção de Gás Natural, segundo regiões geográficas (bilhões de m³, 2023)

1.4 Produção/Comercialização/Mercados



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

As mais recentes informações anuais divulgadas pela ANP para o Brasil datam de 2024 e indicam 55,8 bilhões de m³ de gás natural produzidos no país, um crescimento de pouco mais de 2% quando comparado aos 54,7 bilhões de m³ anotados pela agência em 2023. A exemplo do que ocorre com as reservas brasileiras, a produção nacional é majoritariamente *offshore*. Em 2024 a maior parte da produção foi proveniente de reservatórios do pré-sal, que representa, em média, 78,29% da produção nacional, em óleo equivalente. Já as produções do pós-sal e terrestre representam, em média, 16,33% e 5,38%, respectivamente, do total produzido no país, também em óleo equivalente.

Os estados brasileiros com maior produção de gás natural em 2024 mantiveram a tendência dos anos anteriores, liderados pelo Rio de Janeiro (74,36%), Amazonas (9,37%) e São Paulo (7,68%). Ato contínuo, as bacias sedimentares com maior produção de gás natural em 2024 se mantiveram como a de Santos (77,17%), Solimões (8,95%) e Campos (6,88%).

Tabela – Representatividade da Produção Nacional de Gás por Estado (%, 2019-2024)

1.4 Produção/Comercialização/Mercados

Distribuição da produção de gás natural por estado

Estado	2020	2021	2022	2023	2024
Rio de Janeiro	63,40%	63,95%	69,09%	72,34%	74,36%
São Paulo	13,20%	12,41%	11,74%	9,39%	7,68%
Amazonas	10,63%	10,15%	10,07%	9,54%	9,37%
Espírito Santo	4,94%	4,09%	2,47%	2,79%	2,43%
Bahia	3,35%	4,06%	3,55%	2,85%	2,08%
Maranhão	2,90%	4,39%	1,84%	1,54%	2,42%
Alagoas	0,66%	0,41%	0,54%	0,80%	0,79%
Rio Grande do Norte	0,53%	0,50%	0,67%	0,70%	0,77%
Sergipe	0,37%	0,04%	0,02%	0,03%	0,04%
Paraná	0,00%	0,00%	0,01%	0,02%	0,05%
Ceará	0,01%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%

Fonte: Boletim da Produção de Petróleo e Gás Natural 2024.

Tabela – Representatividade da Produção Nacional de Gás por Bacia Sedimentar (%, 2019-2024)

Representatividade da produção Nacional de Gás Natural por Bacia

Bacia	2020	2021	2022	2023	2024
Santos	67,34%	68,07%	73,51%	75,35%	77,17%
Campos	13,56%	11,69%	9,31%	8,70%	6,88%
Solimões	10,63%	10,10%	9,76%	9,08%	8,95%
Parnaíba	2,90%	4,39%	1,84%	1,54%	2,41%
Recôncavo	1,43%	1,60%	1,63%	1,62%	1,76%
Camamu	1,87%	2,41%	1,84%	1,15%	0,27%
Alagoas	0,66%	0,41%	0,54%	0,80%	0,79%
Potiguar	0,53%	0,50%	0,67%	0,70%	0,77%
Espírito Santo	0,65%	0,69%	0,48%	0,47%	0,42%
Amazonas	0,00%	0,05%	0,31%	0,45%	0,42%
Sergipe	0,37%	0,04%	0,02%	0,03%	0,04%
Tucano Sul	0,05%	0,05%	0,08%	0,08%	0,06%
Paraná	0,00%	0,00%	0,01%	0,02%	0,05%
Ceará	0,01%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
Barreirinhas	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%

Fonte: Boletim da Produção de Petróleo e Gás Natural 2024.

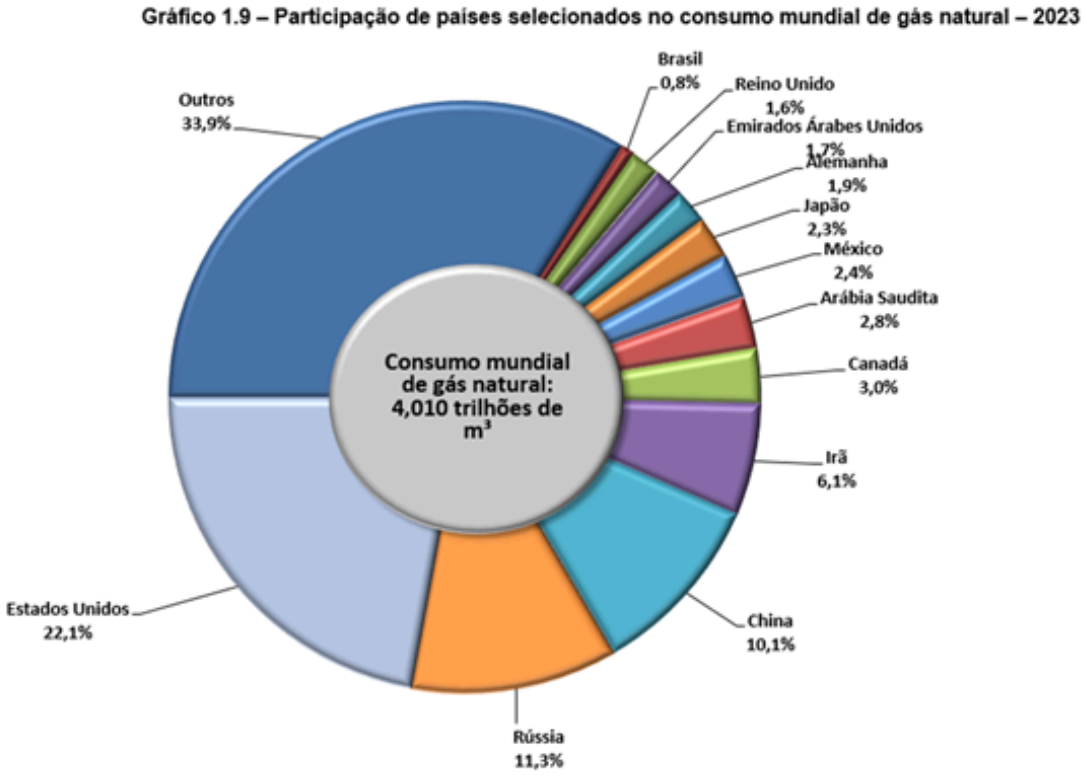
Consumo de gás natural

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 (22,1%), Rússia (11,3%), China (10,1%), Irã (6,1%) e

1.4 Produção/Comercialização/Mercados

Canadá (3,0%). Essa mesma base de dados indica que o consumo no Brasil foi o 12º maior do planeta, correspondendo a 0,8% do total internacional.

Figura – Consumo de Gás Natural, segundo regiões geográficas (2023)



Fonte: Energy Institute, Statistical Review of World Energy.

Dados divulgados mensalmente pelo MME também permitem traçar o perfil do consumo nacional. Depois de um alto consumo médio em 2021, o ano de 2023 registrou volumes em patamares médios semelhantes àqueles de 2018, 2019 e 2020. Considerados os dados de janeiro a abril de 2022, os mais recentes disponibilizados, foram demandados – em média – 59,5 milhões de metros cúbicos por dia (MMm³/dia). Essa demanda foi encabeçada pelo segmento industrial (média de 38,45 MMm³/dia) e seguido pelos setores de geração elétrica (média de 12,05 MMm³/dia), automotivo (média de 4,72 MMm³/dia), de cogeração (média de 1,51 MMm³/dia), residencial (média de 1,23 MMm³/dia), comercial (média de 0,85 MMm³/dia) e, finalmente, os demais (média de 0,64 MMm³/dia). Insta salientar, nesse bojo, que 23,7% da oferta nacional é importada, sobretudo da Bolívia (média de 14,52 MMm³/dia importados do país em janeiro a abril de 2024).

Regimes Contratuais

A Lei nº 9.478/1998 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

1.4 Produção/Comercialização/Mercados

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 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

Desde 1999, quando ocorreu a primeira rodada de licitações, já ocorreram 17 Rodadas de Licitações de Blocos Exploratórios (todas sob regime de concessão), 4 Rodadas de Acumulações Marginais (todas sob regime de concessão), 6 Rodadas de Partilha de Produção (todas sob regime de partilha), além de 4 Ciclos Licitatórios da Oferta Permanente (3 de sob o regime de concessão, 1 sob o regime de partilha).

A Companhia detém 37 contratos vigentes, todos em regime de concessão, sendo 23 em Fase de Exploração, 1 em Fase de Reabilitação e 8 em Fase de Produção. Vale ressaltar que a Companhia se encontra em processo de anexação das áreas de Azulão e Azulão Oeste.

1.4 Produção/Comercialização/Mercados

Resumidamente a Companhia possui um portfólio regido por sete contratos distintos: Rodada Zero (1997), 9ª Rodada de Licitações (2008), 13ª Rodada de Licitações (2015), 14ª Rodada de Licitações (2017), 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.

(a) 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 o 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).

(b) 13ª Rodada de Licitações de Blocos Exploratórios (R13)

A 13ª Rodada de Licitações (2015) colocou em oferta 266 blocos exploratórios, distribuídos em 10 bacias sedimentares, totalizando cerca de 122,215 mil km². Foram arrematados 37 blocos por 17 empresas operadoras. O valor agregado de bônus de assinatura alcançou R$ 121 milhões, enquanto a soma dos programas exploratórios mínimos (PEMs) vencedores alcançou 40.176 unidades de trabalho (UTs), o que pode ser convertido para uma estimativa em reais no valor aproximado de R$ 216 milhões.

Na ocasião, a Companhia foi a participante com maior número de blocos arrematados, vencendo sete concessões localizadas na bacia sedimentar do Parnaíba (MA) por meio de suas subsidiárias integrais PGN, BPMB e Parnaíba Participações: PN-T-69 (R$ 1,01 milhão, 3010 UTs), PN-T-84 (R$ 2,05 milhões, 2061 UTs), PN-T-87 (R$ 1,01 milhão, 3010 UTs), PN-T-101 (R$ 3 milhões, 7003 UTs), PN-T-103 (R$ 3 milhões, 7003 UTs), PN-T-146 (R$ 1 milhão 100 mil, 1010

1.4 Produção/Comercialização/Mercados

UTs) e PN-T-163 (R$ 1 milhão e 100 mil, 1010UTs). Importante ressaltar que todas as concessões supramencionadas são 100% pertencentes à Companhia.

(c) 14ª Rodada de Licitações de Blocos Exploratórios (R14)

A 14ª Rodada de Licitações (2017) colocou em oferta 287 blocos exploratórios, distribuídos em 9 bacias sedimentares, totalizando cerca de 25 mil km². Foram arrematados 37 blocos por 17 empresas operadoras. O valor agregado de bônus de assinatura alcançou o recorde de R$ 3,8 bilhões, enquanto a soma dos programas exploratórios mínimos (PEMs) vencedores alcançou 13.786 unidades de trabalho (UTs), o que pode ser convertido para uma estimativa em reais no valor aproximado de R$ 845 milhões.

Na ocasião, Companhia venceu cinco concessões localizadas na bacia sedimentar do Parnaíba (MA) por meio de sua subsidiária integral PGN: PN-T-117 (R$ 307 mil, 400 UTs), PN-T-118 (R$ 426 mil, 600 UTs), PN-T-119 (R$ 597 mil, 600 UTs), PN-T-133 (R$ 571 mil, 500 UTs), e PN-T-134 (R$ 783 mil, 600 UTs). Importante ressaltar que todas as concessões supramencionadas são 100% pertencentes à Companhia.

(d) 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 programas exploratórios mínimos (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)ePN-T-102A(R$530mil,1.121UTs). Importante ressaltar que todas as concessões supramencionadas são 100% pertencentes à Companhia.

(e) 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

1.4 Produção/Comercialização/Mercados

operadoras. O valor agregado de bônus de assinatura alcançou R$ 56,6 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.

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 (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%).

(f) 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 47.143,86 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 57,29 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% e à ATEM Participações (20%).

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

1.4 Produção/Comercialização/Mercados

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 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);
- Itaqui e PECEM 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 nº177/2018 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);
- 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);
- 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

1.4 Produção/Comercialização/Mercados

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).
- 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).
- 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).
- 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 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).

Ainda na esfera federal, a Companhia usufrui dos Incentivos:

1. SUFRAMA
2. REIDI

- 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

1.4 Produção/Comercialização/Mercados

importação de bens, mercadorias ou insumos destinados ao consumo interno na Amazônia Ocidental;

- 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; e
- 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.

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 n° 318 de 13/03/2019 e instituído pela Lei 11.488 de 15/06/2007, artigos 1º ao 5º, regulamentado pelo Decreto nº 6.144 de 03/07/2007 e Instrução Normativa RFB nº 758, de 25/07/2007:

- 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.
- Em julho de 2024, a titular dos projetos referente ao REIDI mencionados 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 setembro de 2024, os projetos de Futura 1, 2 e 3 obtiveram o cancelamento da habilitação efetivadas. Os demais permanecem em análise pela RFB.
- A empresa Eneva S.A., através dos Projetos de "Produção de Gás Natural" e "Dutovias de Escoamento e Transferência de Gavião Preto obteve, em 20/05/2021, 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;
- Em setembro de 2024, a titular do projeto referente ao REIDI mencionado acima solicitou cancelamento do benefício perante a Receita Federal do Brasil, mediante

1.4 Produção/Comercialização/Mercados

conclusão do cronograma de aquisições de bens e serviços incorporados à obra. Em novembro de 2024, o cancelamento da habilitação foi efetivada.

- 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;
- Em setembro 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 novembro de 2024, o cancelamento da habilitação foi efetivada.
- 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;
- 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.
- 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.
- Eneva S.A. obteve para o Projeto Infraestrutura de escoamento da produção de Gavião Mateiro (GVM)/Gasodutos para a Bacia do Parnaíba, junto ao MME, em 24 de junho de 2024, 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 09 de setembro de 2024, 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

1.4 Produção/Comercialização/Mercados

atividade de geração de energia elétrica. Em 5 de dezembro 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.
- 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 empresa Eneva S.A., 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 empresa Eneva S.A., através do Projeto de Liquefação de Gás Natural do Parque dos Gaviões, 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.

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

1.4 Produção/Comercialização/Mercados

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 23/11/2009, 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 17/08/2010.

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 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;
- 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,

1.4 Produção/Comercialização/Mercados

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

- Focus Energia Ltda. usufrui do diferimento do ICMS nas operações internas de energia elétrica, quando a venda não for realizada para consumidor final.

(F) Sergipe

- Centrais Elétricas de Sergipe S.A. usufrui do diferimento do ICMS nas importações de máquinas e equipamentos necessários à produção e destinados a integrar o ativo fixo da empresa, bem como do diferencial de alíquota nas aquisições, sendo neste último caso, apenas relativos a bens de capital novos;
- Possui direito ao crédito integral de ICMS oriundo do GNL importado incentivado pelo Programa Sergipano de Desenvolvimento Industrial;
- Diferimento do ICMS na importação de GNL utilizado na geração de energia, na regaseificação, na comercialização do próprio GNL importado e destinado ao exterior, de tal forma que o recolhimento do imposto seja equivalente a 6,2% do imposto devido.

(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

1.4 Produção/Comercialização/Mercados

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 25/01/2025, 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

Tipo	Quantidade	Potência Outorgada (kW)	Potência Fiscalizada (kW)	% (Pot. Fiscalizada)
UHE	220	103.600.901,00	103.196.493,00	50,22%
UTE	3101	55.654.188,76	46.213.747,16	22,49%
EOL	1681	56.573.621,86	31.850.253,86	15,50%
UFV	21362	146.798.666,03	15.542.711,81	7,56%
PCH	519	7.039.350,22	5.829.956,57	2,84%
UTN	3	3.340.000,00	1.990.000,00	0,97%
CGH	685	866.393,88	853.297,88	0,42%
Total	**27571**	**373.873.121,75**	**205.476.460,28**	**100,00%**

Fonte: SIGA ANEEL. Acesso em 25/09/2024.

De acordo com o Sistema de Informações da Geração divulgado no site da ANEEL, a capacidade instalada operacional total do Brasil é de 205 GW por um total de 23.827 empreendimentos. (data-base: 25/09/2024).

1.4 Produção/Comercialização/Mercados

Desse total 46,21 GW advêm de energia termelétrica, com 3.101 empreendimentos (22,67%) e aproximadamente 17,91 GW vem de empreendimentos movidos a gás natural e aproximadamente 3,09 GW movidos a carvão mineral.

A Companhia possui cerca de 22% e 21% da capacidade de geração a gás natural e carvão no Brasil, respectivamente. (Fonte: SIGA-ANEEL, em 09/05/2025).

Exploração e produção de petróleo e gás natural

Em termos de área sob concessão, a Companhia possui 51 mil km² total nas bacias do Parnaíba, Paraná, Amazonas e Solimões. Em 2023, a Companhia respondeu por 2% da produção total de gás natural e por 14,06% da produção total de gás natural terrestre do país (ANP, 2024). A Companhia é o segundo maior operador de gás natural do Brasil, atrás apenas da Petrobras, conforme dados da ANP.[13]

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 Ambiente de Contratação Livre (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 nos 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 especial as normas estabelecidas pela ANEEL, conforme descrito no item 1.6 deste Formulário de Referência.

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:

- 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

1.4 Produção/Comercialização/Mercados

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.

Ambiente de Contratação Livre (ACL)

No ACL, a Companhia atua no segmento de comercialização de energia elétrica com a subsidiária Eneva Comercializadora e no segmento de geração com: (a) a usina solar Tauá, localizada no Estado do Ceará, (b) a usina termelétrica Parnaíba IV, movida a gás natural fornecido pela Eneva e localizada no Complexo Termelétrico Parnaíba; (c) as usinas Futura 1 a 22, solar fotovoltaica, localizadas no Estado da Bahia.

A Companhia vende mensalmente a energia proveniente da Tauá, com 5 MW de capacidade instalada, para diferentes comercializadores e consumidores finais de energia, não possuindo contrato de longo prazo firmado considerando a liquidez do mercado para pequenos montantes de energia. Ademais, ainda que a energia da usina não seja vendida para outras comercializadoras, a Companhia pode liquidar eventual sobra no Mercado de Curto Prazo (“MCP”), também conhecido como mercado de diferenças, gerenciado pela CCEE, pelo valor do preço da energia (também conhecido como Preço da Liquidação das Diferenças – “PLD”) do mês em questão.

Já a Parnaíba IV, única usina termelétrica a gás natural em operação da Companhia que não comercializa energia no ACR, com 56,27 MW de capacidade instalada, forneceu energia para a Kinross, até dezembro de 2018, empresa que atua no setor de mineração, através de uma estrutura de autoprodução por meio de um consórcio.

A Parnaíba IV era remunerada pelo arrendamento de suas unidades geradoras e por disponibilizar energia à Kinross até 31 de dezembro de 2018, quando o consórcio foi encerrado. Desde janeiro de 2019, Parnaíba IV está vendendo a energia gerada no mercado livre. Adicionalmente, 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, com a entrega a partir de 1º de julho de 2026, assegurando receita fixa anual de R$ 39,1 milhões (data-base: ciclo 2024/2025) durante o período de suprimento, 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.

1.4 Produção/Comercialização/Mercados

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

Ambiente de Contratação Regulada (“ACR”)

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:

o 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

o 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

1.4 Produção/Comercialização/Mercados

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 (UTEs 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 - 22/10/2028
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 (UTE 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 (UTE Azulão I)	15 anos	05/08/2026 - 05/08/2041
2º Leilão de Reserva de Capacidade	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
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

1.4 Produção/Comercialização/Mercados

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) Eletrobrás; (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) Eletrobras; (ii) Petrobrás; (iii) Copel, (iv) BTG Pactual; (v) Engie; (vi) Votorantim Energia; (vii) EDP; (viii) CPFL; (ix) Neoenergia e (x) Prumo.

(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.

1.4 Produção/Comercialização/Mercados

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'agua (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

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 da Companhia situada no subsistema Nordeste, em função da estiagem verificada nos últimos anos e o baixo nível dos reservatórios da região, a usina termelétrica vem sendo despachadas com maior frequência.

Como resultado, Pecém II aufere receita variável de forma mais constante, incorrendo, por outro lado, nos custos variáveis atrelados a 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 termeletricidade 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.

1.4 Produção/Comercialização/Mercados

No período das chuvas (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.

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

1.4 Produção/Comercialização/Mercados

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 usinas termelétricas de Itaqui e Pecém II.

No caso das usinas a gás natural, há dependência da Companhia no Complexo Parnaíba e na UTE Jaguatirica II que é suprida pelos campos da Bacia do Amazonas. No que diz respeito às UTEs Porto do Sergipe I, Linhares, Povoação 1, Viana 1, a usina tem um contrato de fornecimento com contrapartes celebrado por todo o prazo de seus contratos regulados celebrados.

Para as usinas a óleo combustível, as UTEs Viana, Geramar I e Geramar II possuem contratos de fornecimento celebrados com uma contraparte pelo período de vigência de seus contratos regulados celebrados e podem adquirir da mesma contraparte 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 intrinsicamente 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

1.4 Produção/Comercialização/Mercados

imediatamente os custos da Companhia, mas uma mudança de patamar implica ajuste nos custos a médio prazo.

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]PDE 2034

[3]Conforme matérias publicadas em: noticias/redacao/2014/05/16/seca-atual-em-sao-paulo-e-a-maior-em-45-anos- mostram-dados-da-usp.htm/ 2015,177709; ministerio.html; .

[4]Publicação Revista Ambiente e Energia: energetica-29635.

[5]EPE. Plano Decenal de Expansão de Energia 2031. Publicação de 2022. Anexo II. p. 405. Acesso realizado em 18 de maio de 2022.

[6]Publicação Revista Ambiente e Energia: www.ambienteenergia.com.br/index.php/2015/07/o-desafio-de-fontes-renováveis-intermitentes/26776.

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

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

[9]EPE. Plano Decenal de Expansão de Energia 2031. Publicação de 2022.

[10]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.

[11]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.

[12]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).

[13] Anuário Estatístico Brasileiro do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis 2024. Publicado em 28 de junho de 2024.

1.5 Principais clientes

(a) montante total de receitas provenientes do cliente

No exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2024, 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 2024, 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

(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. Estas culminaram na promulgação da Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico. O modelo do setor energético 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. A ANEEL passou a fixar metas de universalização do uso de energia elétrica e foi instituída a Conta de Desenvolvimento Energético – CDE, visando dentre outros objetivos, o de promover a universalização do serviço de energia elétrica em todo o território nacional.

A Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico introduziu alterações relevantes nas normas do setor elétrico com a intenção de (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 compram 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, de 30 de julho de 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

1.6 Efeitos relevantes da regulação estatal

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 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).

1.6 Efeitos relevantes da regulação estatal

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; e (ii) Disponibilidade de Energia.

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 o fornecimento de energia elétrica ser, porventura, prejudicado por condições adversas como, por exemplo, condições hidrológicas e baixo nível dos reservatórios, entre outras situações, que poderiam interromper o fornecimento de energia. 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, exceto pela Parnaíba IV, Tauá e Futura I, que atualmente fornecem energia no Ambiente de Contratação Livre. No entanto, observa-se que a UTE Parnaíba IV foi contratada no Leilão de Reserva de Capacidade de 2021, em que firmou compromisso de venda de potência, pelo prazo de 15 anos, para entrega a partir de 1º de julho de 2026.

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:

1.6 Efeitos relevantes da regulação estatal

(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:

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.	Jaguatirica II	Resolução Autorizativa nº 8.054/2019

1.6 Efeitos relevantes da regulação estatal

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

Usualmente 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

1.6 Efeitos relevantes da regulação estatal

comercializador de energia no SIN. Tais autorizações não dependem de licitação, mas apenas do preenchimento dos requisitos da legislação específica.

As empresas da companhia autorizadas como 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 relativo a agravos apresentados no âmbito da Ação Direta de Inconstitucionalidade nº 3090 e 3100, 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. Com isso, encerrou-se controvérsia que tramitava desde 2003 na Corte Suprema.

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

1.6 Efeitos relevantes da regulação estatal

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 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 a gosto/2003) e 95% mercado (até dez./2004)	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, de 11 de setembro de 2012, a qual foi convertida na Lei nº 12.783, de 11 de janeiro de 2013, promulgada com o objetivo de viabilizar a redução do custo de energia

1.6 Efeitos relevantes da regulação estatal

elétrica para o consumidor brasileiro, promover a modicidade tarifária, garantir o suprimento de energia elétrica e tornar o setor produtivo ainda mais competitivo.

Nos termos da 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, 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).

Em contínuo progresso, as Consultas Públicas abertas pelo MME, nº 37 e 33 de 2017, tratam dos princípios para reorganização do setor e no arcabouço legal a fim de assegurar um ambiente mais eficiente e sustentável, com novos marcos regulatórios.

Em 9 de fevereiro de 2018, o Ministério de Minas e Energia apresentou à Presidência da República uma proposta de Projeto de Lei a fim de implementar as mudanças discutidas no âmbito das referidas Consultas Públicas. Tal proposta foi incorporada ao Projeto de Lei 1.917 de 2015 e no PLS 232/2016 (PL 414/2021)] com os seguintes objetivos:

(a) Expansão do Ambiente de Contratação Livre, com a diminuição do consumo de energia necessário para o consumidor qualificar-se como potencialmente livre;

(b) Descentralização de leilões de energia no Ambiente de Contratação Regulado, podendo as distribuidoras promover leilões para compra de energia em determinadas situações;

(c) Reforma de procedimentos para cálculo de preços de energia no MCP, permitindo acesso dos agentes do setor aos módulos financeiros; e

(d) Liberdade de escolha para consumidores de energia em relação à distribuidora.

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 02.03.2022 (12

1.6 Efeitos relevantes da regulação estatal

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.

A Medida Provisória 1.212/2024, publicada em 10 de abril de 2024, juntamente com a Portaria MME nº 79/2024/GM, de 07 de junho de 2024, amplia os prazos das usinas de energia renovável que fizeram a solicitação de outorga até 02 de março de 2022, mantendo os subsídios integrais nas tarifas de uso dos fios, desde que certas condições fossem cumpridas. A ANEEL prorrogou, por meio do DSP 2.269/2024, de 06 de agosto de 2024, por 36 meses o prazo para o desconto da TUST (48+36=84 meses) para determinadas usinas que tenham cumprido com os requisitos para tanto, conforme listadas no DSP 2.269/2024.

Na mais recente decisão tomada pelo Poder Público, a Medida Provisória nº 1.300/2025, publicada em 21 de maio de 2025, traz mudanças significativas na autoprodução de energia, repasse do desconto da TUST/D para o consumidor, tarifa social, abertura do mercado livre para todos e 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 deixa de existir na tarifa para consumidores livres de energia incentivada, sendo respeitados os contratos registrados e validados na CCEE até 31 de dezembro de 2025, sem a possibilidade de modificação desses montantes para fins de desconto, o que pode impactar as comercializadoras de energia e os autoprodutores em razão dos limites estabelecidos. Além da previsão da abertura de mercado para consumidores industriais e comerciais a partir de 1º de agosto de 2026, e para os demais consumidores cativos a partir de 1º dezembro 2027, a reforma prevê a gratuidade no consumo até 80 KWh/mês para a população de baixa renda e cadastradas no CadÚnico. A MP tem poder de lei e validade de 60 dias (prorrogáveis por mais 60 dias, totalizando 120 dias), período no qual é submetida ao Congresso para sua aprovação ou rejeição. Caso não seja submetida à votação nesse período, a MP perde eficácia.

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

1.6 Efeitos relevantes da regulação estatal

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 por meio de Leilões. Todas as usinas da Companhia, com exceção da UTE Parnaíba IV que comercializa energia no ACL, sagraram-se vencedoras de Leilões de Compra de Energia Elétrica proveniente de novos empreendimentos de geração por disponibilidade ("Leilão de Energia Nova").

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; (iii) e 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 leilão sagram-se vencedoras as usinas com o menor ICB, limitando-se a quantidade de vencedoras pela quantidade

1.6 Efeitos relevantes da regulação estatal

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

Seria impreciso contextualizar o ambiente regulatório (infralegal) brasileiro sem antes abordar as diretrizes legais que culminaram na atual configuração da indústria. 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 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, assim como sobre o refino, importação, exportação e transporte, marítimo ou por oleoduto de petróleo bruto e gasodutos.

1.6 Efeitos relevantes da regulação estatal

Em 9 de novembro de 1995, entretanto, 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. Em termos práticos, pela primeira vez na história o caminho para o fim do monopólio da Petrobras estava pavimentado. Essa tendência ganhou contornos ainda mais concretos em 6 de agosto de 1997, com a publicação da Lei n° 9.478/1998 (“Lei do Petróleo”). Resumidamente, a lei se notabilizou (i) pela criação das novas entidades regentes do setor – quais sejam 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) pela instituição das novas bases legais das atividades que compõem o setor de petróleo e gás (exploração, produção, transporte, refino, importação, etc.) incluindo os modelos por meio dos quais tais atividades podem ser exercidas pela iniciativa privada (concessão ou autorização); (iii) pelo estabelecimento dos principais termos e condições aplicáveis aos contratos de concessão para a exploração e produção de hidrocarbonetos; (iv) pela ratificação das atividades desenvolvidas pela Petrobras antes da promulgação da Lei do Petróleo, conferindo a Petrobras o direito de produzir com exclusividade nos campos em que já iniciara a produção e explorar as áreas nas quais pudesse demonstrar indícios da realização de investimentos e trabalhos prévios; e (v) pela revogação da Lei nº 2.004, de 3 de outubro de 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 transparente e competitivo. 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 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

1.6 Efeitos relevantes da regulação estatal

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), ou seja, se comprometem a executar determinadas atividades, tais como pesquisas sísmicas, perfuração de poços exploratórios, entre outras, naquela área. 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 (as “Garantias de Descomissionamento”).

Na esteira da descoberta do pré-sal (2007), em 2010 houve uma mudança com a promulgação da Lei nº 12.351, de 22 de dezembro de 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 (ou seja, a parcela da produção de petróleo e/ou gás natural a ser repartida entre a União e a sociedade ou consórcio, segundo critérios definidos em contrato, resultante da diferença entre o volume total da produção e as parcelas relativas ao custo em óleo e aos royalties devidos), 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%.

1.6 Efeitos relevantes da regulação estatal

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.

Pouco antes das rodadas de licitação, a ANP promoveu a chamada "Rodada Zero" (1998), quando foram outorgados contratos de concessão diretamente à Petrobras, relativos aos blocos de exploração e produção nos quais a empresa já realizava atividades e/ou já havia assumido compromissos financeiros anteriormente à promulgação da Lei do Petróleo. Desde 1999, quando ocorreu a primeira rodada de licitações, já ocorreram 17 Rodadas de Licitações de Blocos Exploratórios (todas sob regime de concessão), 4 Rodadas de Acumulações Marginais (todas sob regime de concessão), 6 Rodadas de Partilha de Produção (todas sob regime de partilha), além de 4 Ciclos Licitatórios da Oferta Permanente sob o regime de concessão e, 2 Ciclos Licitatórios da Oferta Permanente sob o regime de partilha de produção.

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 campo; (iv) submeter à ANP o plano de desenvolvimento de

1.6 Efeitos relevantes da regulação estatal

campo declarado comercial, contendo o cronograma e a estimativa de investimento; (v) responsabilizar-se civilmente pelos atos de seus prepostos e indenizar todo se 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.

1.6 Efeitos relevantes da regulação estatal

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, de 4 de março de 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 também 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 construírem 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 Consulta Pública nº 20, de 03 de outubro de 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 n° 827/2018 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

1.6 Efeitos relevantes da regulação estatal

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 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, de 08 de abril de 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

1.6 Efeitos relevantes da regulação estatal

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 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.

1.6 Efeitos relevantes da regulação estatal

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 1° de janeiro de 2002, nos termos da Lei nº 9.990, de 21 de julho de 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 gás liquefeito de petróleo. 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

1.6 Efeitos relevantes da regulação estatal

estabelecidos. A ANP está encarregada de editar normas de modo a promover a regulamentação desta medida.

A precificação atual do gás natural no Brasil é diversa e depende da negociação entre os agentes. Com a recente 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 n° 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 de 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

1.6 Efeitos relevantes da regulação estatal

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, que foi criado por meio da Lei nº 9.478, de 06 de agosto de 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**")

O MME, criado pela Lei n° 8.422, de 13 de maio de 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, de 26 de dezembro de 1996 e Decreto nº 2.335/97. 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

1.6 Efeitos relevantes da regulação estatal

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 Sistema Interligado Nacional ("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

1.6 Efeitos relevantes da regulação estatal

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, 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**")

1.6 Efeitos relevantes da regulação estatal

Criada pela Lei nº 10.233, de 5 de junho de 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, de 10 de outubro de 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 de uma Unidade Flutuante de Armazenamento e Regaseificação (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 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

1.6 Efeitos relevantes da regulação estatal

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 do 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 *ship-to-ship* (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

1.6 Efeitos relevantes da regulação estatal

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 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

1.6 Efeitos relevantes da regulação estatal

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 reparatória 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 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, (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.

1.6 Efeitos relevantes da regulação estatal

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 mitigadora se 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 n° 9.985, de 18 de julho de 2000.

1.6 Efeitos relevantes da regulação estatal

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 demeio 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 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.

1.6 Efeitos relevantes da regulação estatal

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 compartilhada pelo ciclo de

1.6 Efeitos relevantes da regulação estatal

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

1.6 Efeitos relevantes da regulação estatal

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.

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.

1.6 Efeitos relevantes da regulação estatal

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 Civis ou questionada pelo ajuizamento de Ações Civis Públicas que, consequentemente, podem impactar diretamente as atividades desenvolvidas pela Companhia.

De acordo com a Convenção nº 169 da Organização Nacional 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

1.6 Efeitos relevantes da regulação estatal

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.

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 (dez mil reais) a R$ 100.000,00 (cem mil reais), 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 da caracteriza infração administrativa e pode sujeitar o infrator à penalidade de multa de R$ 500,00 (quinhentos reais) a R$ 10.000.000,00 (dez milhões de reais), sem prejuízo de outras penalidades como embargo, desativação e demolição, dentre outras.

Reserva legal e compensação ambiental

A Lei Federal nº 12.651/12 (“**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 6.514/08, 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 (cinco mil reais) por hectare ou por fração de área.

1.6 Efeitos relevantes da regulação estatal

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% (meio por cento) 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 (dez mil reais) a R$ 1.000.000,00 (um milhão de reais), 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 n° 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 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,

1.6 Efeitos relevantes da regulação estatal

ser aplicada (i) multa de até R$ 10.000.000,00 (dez milhões) 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 n° 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 25/11/2015 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 artigo 2º do Decreto n. 9.177/2017, 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

1.6 Efeitos relevantes da regulação estatal

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 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 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

1.6 Efeitos relevantes da regulação estatal

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 ambientas, 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 promoção da biodiversidade:

(a) Pagamento de Compensações Ambientais;

1.6 Efeitos relevantes da regulação estatal

(b) Reposição Florestal;

(c) Taxa de Reposição Florestal; e

(d) Atendimento a Condicionantes de Licenças Ambientais.

Emissões atmosféricas

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 mais limpo dos combustíveis fósseis, responsáveis pela 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.

Estudos específicos para avaliar a capacidade suporte de bacias aéreas são elaborados seguindo as principais metodologias de modelagem atmosférica recomentada 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 (dessulfirizador – 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

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.

1.6 Efeitos relevantes da regulação estatal

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 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 (m^3);
- Total de consumo de água (m^3);
- Taxa de captação de água (m^3/MWh);
- Volume de efluentes gerados, discriminado por tipo (m^3);
- Taxa de geração de efluentes industriais (m^3/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

1.6 Efeitos relevantes da regulação estatal

desvio é registrado formalmente no Sistema Redmine 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 Itaqui e Pecém II já avaliavam alternativas sustentáveis para o aproveitamento de cinzas em diversos segmentos industriais. Atualmente, as cinzas de Itaqui 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.

A gestão de todo o processo é qualificada ainda por inventário de resíduos elaborado mensalmente, por cada unidade, pela área de Meio Ambiente Operacional, conforme determina procedimento interno.

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 registadas no SINIR do Ministério do Meio Ambiente.

Certificações

Alinhadas com a estratégia da Companhia, as usinas Pecém II e Itaqui desde dezembro de 2015, possuem certificações internacionais emitidas por organismos

1.6 Efeitos relevantes da regulação estatal

de certificação independentes. Pecém II foi a primeira usina da Companhia a receber esse tipo de reconhecimento. A certificação confirma que o sistema de gestão da usina cumpre com os requisitos estabelecidos nas normas internacionais ISO 14.001 (Sistema de Gestão Ambiental) e a ISO 45001 (Sistema de Gestão de Saúde e Segurança Ocupacional). Já a usina de Itaqui obteve a certificação internacional do Sistema de Gestão de Qualidade (ISO 9001) e em 2021, conquistou a certificação ISO 14001 no sistema de descarregamento de carvão, comprovando a minimização do seu impacto ambiental. Além do reconhecimento de que as usinas estão comprometidas com as melhores práticas do setor e atuam em conformidade com a legislação, a obtenção das certificações contribuiu para o aprimoramento dos processos internos e para a melhoria contínua da performance de ambas as usinas.

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

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

1.6 Efeitos relevantes da regulação estatal

nacional, por um período 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 61 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 de 20 de abril de 1998 estabelece que os programas de computador poderão, a critério do titular dos respectivos direitos, serem registrados junto ao INPI.

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

1.6 Efeitos relevantes da regulação estatal

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 Learing Intelligence for Exploration*”, desenvolvido em parceria com a Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro (PUC-RJ), é 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 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 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 2024 até 31 de dezembro de 2024, foram realizadas as 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:

1.6 Efeitos relevantes da regulação estatal

Sigla	Nome	31/12/2024
ABCS	Associação Brasileira do Carbono Sustentável	R$ 132.664,30
ABEEÓLICA	Associação Brasileira de Energia Eólica	R$ 149.923,81
ABPIP	Associação Brasileira dos Produtores Independentes de Petróleo e Gás	R$ 232.705,00
ABRACEEL	Associação Brasileira dos Comercializadores de Energia Elétrica	R$ 80.262,68
ABRAGET	Associação Brasileira de Geradoras Termelétricas	R$ 322.966,52
ABSOLAR	Associação Brasileira de Energia Solar Fotovoltaica	R$ 52.375,40
CERNE	Centro de Estratégias em Recursos Naturais e Energia	R$ 87.500,00
ACENDE	Instituto Acende Brasil	R$ 274.170,00
CIEAM	Centro da Indústria do Estado do Amazonas	R$ 32.000,00
CEBRI	Centro Brasileiro de Relações Internacionais	R$ 19.500
IPE	Instituto Pensar Energia	R$1.030.000,00

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

Nos exercícios sociais encerrados em 31 de dezembro de 2024, 2023 e 2022, 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

Nos exercícios sociais encerrados em 31 de dezembro de 2024, 2023 e 2022, a Companhia não recebeu receitas provenientes de clientes em outros países.

1.8 Efeitos relevantes de 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)

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 Eneva 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 de 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

1.9 Informações ambientais sociais e de governança corporativa (ASG)

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 em 2025, 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.

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 B- no questionário de Segurança Hídrica. A classificação representa um nível de maturidade de gestão, com implementação de estratégias e desdobramento de ações.

Adicionalmente, a companhia divulga trimestralmente no Release de Resultados os principais destaques ESG, acompanhados por indicadores-chave relacionados ao seu desempenho em sustentabilidade.

Também, a Eneva 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.

1.9 Informações ambientais sociais e de governança corporativa (ASG)

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 asseguração por entidade independente. O trabalho de asseguração 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.

1.9 Informações ambientais sociais e de governança corporativa (ASG)

Para ter acesso ao relatório de asseguração limitada dos auditores independentes sobre as informações não financeiras constantes no Relato Integrado e Caderno de Indicadores ESG, acesse o capítulo “Declaração de verificação independente”.

As informações relacionadas ao inventário de emissões de Gases e 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.

(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/ri2023/

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.

Os indicadores-chave ESG divulgados trimestralmente podem ser acompanhados através do site de Relação com Investidores, item “Indicadores ESG”, através do link https://api.mziq.com/mzfilemanager/v2/d/6c663f3b-ae5a-4692-81d3-ab23ee84c1de/2d05bc4d-dc42-6b06-2a20-a991971a6871?origin=1

(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

1.9 Informações ambientais sociais e de governança corporativa (ASG)

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 em 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:

- Estratégia Climática
- Ética, integridade e *Compliance*
- Biodiversidade, ecossistemas e recursos hídricos
- Saúde, bem-estar e segurança do colaborador
- Atração desenvolvimento e retenção de colaboradores
- Direitos humanos e desenvolvimento das comunidades

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
- 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

1.9 Informações ambientais sociais e de governança corporativa (ASG)

específicos setoriais de óleo e gás e geração de energia. A lista completa dos indicadores materiais abordados em seu Relato Integrado está disponível nos capítulos "SUMÁRIO DE CONTEÚDO GRI E SASB" e "SUMÁRIO DE CONTEÚDO TCFD".

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)
- Investimento total em Inovação, Pesquisa e Desenvolvimento (P&D)

Os principais indicadores-chave de desempenho ASG para a Companhia são os seguintes:

Estratégia Climática

· GRI 201-2: Implicações financeiras e outros riscos e oportunidades decorrentes de mudanças climáticas

· GRI 305-1: Emissões diretas de gases de efeito estufa

· GRI 305-2: Emissões indiretas de gases de efeito estufa provenientes da aquisição de energia

· GRI 305-3: Outras emissões indiretas de gases de efeito estufa

· GRI 305-4: Intensidade de emissões de gases de efeito estufa

· GRI 305-5: Redução de emissões de gases de efeito estufa

· GRI 305-7: Emissões de NOX, SOX e outras emissões atmosféricas significativas

· GRI 11.2.4 e 12.2.4: Descreva a abordagem da organização para o desenvolvimento de políticas públicas e lobby sobre mudanças climáticas

· F-EU-120a.1: Emissões atmosféricas dos seguintes poluentes: NOx, SOx, material particulado, chumbo e mercúrio; percentual de cada um em ou próximo a

1.9 Informações ambientais sociais e de governança corporativa (ASG)

áreas de população densa

· IF-EU-110a.1: Emissões globais brutas do Escopo 1, porcentagem coberta por regulamentos de limitação de emissões

· IF-EU-110a.2: Emissões de gases de efeito estufa associadas ao fornecimento de energia

· EM-EP-000.A: Produção de: petróleo, gás natural, óleo sintético, e gás sintético

· EM-EP-000.B: Número de sites offshore

· EM-EP-000.C: Número de sites terrestres

· EM-EP-110a.3: Discussão sobre estratégia ou plano de longo prazo e de curto prazo para gerenciar as emissões do Escopo 1, metas de redução de emissões e uma análise do desempenho em relação a essas metas

· EM-EP-420a.1: Sensibilidade dos níveis de reserva de hidrocarbonetos à projeção de preços futuros cenários que levam em conta um preço nas emissões de carbono

· EM-EP-420a.2: Emissões potenciais estimadas de dióxido de carbono de reservas de hidrocarboneto

· EM-EP-120a.1: Emissões atmosféricas dos seguintes poluentes: NOx , SOx , compostos orgânicos voláteis, e partículas

· TCFD: Biodiversidade, ecossistemas e recursos hídricos

· GRI 302-1: Consumo de energia dentro da organização

· GRI 302-2: Consumo de energia fora da organização

· GRI 302-3: Intensidade energética

· GRI 303-1: Interações com a água como um recurso compartilhado

· GRI 303-2: Gestão de impactos relacionados ao descarte de água

· GRI 303-3: Captação de água

· GRI 303-4: Descarte de água

· GRI 303-5: Consumo de água

· GRI 304-1: Locais operacionais próprios, arrendados, administrados dentro ou adjacências de áreas protegidas e áreas de alto valor de biodiversidade fora das áreas protegidas

· GRI 304-2: Impactos significativos de atividades, produtos e serviços na biodiversidade

· GRI 304-3: Hábitats protegidos ou restaurados

1.9 Informações ambientais sociais e de governança corporativa (ASG)

· GRI 304-4: Discussão do processo para gerenciar riscos e oportunidades associados aos direitos e interesses da comunidade

· GRI 306-1: Geração de resíduos e impactos significativos relacionados a resíduos

· GRI 306-2: Gestão de impactos significativos relacionados a resíduos GRI 306-3 Resíduos gerados

· GRI 306-4: Resíduos não destinados para disposição final

· GRI 306-5: Resíduos destinados a disposição final

· EU6: Abordagem da gestão para garantir a disponibilidade e a confiabilidade da energia no curto

· EU11: Eficiência média de geração de usinas termelétricas, por fonte de energia e por sistema regulatório

· EU1: Capacidade instalada, por fonte de energia primária e regime regulatório

· EU2: Produção líquida de energia, por fonte de energia primária e regime regulatório

· EM-EP-420a.3: Total investido em energias renováveis

· IF-EU-150a.1: Quantidade de resíduos de combustão de carvão gerado, percentual reciclado

· EM-EP-160a.1: Descrição das políticas e práticas de gerenciamento ambiental para locais ativos

· IF-EU-140a.1: Total de água retirada, total de água consumida, porcentagem de cada um em regiões com estresse hídrico de linha de base alto ou extremamente alto

· IF-EU-140a.3: Descrição dos riscos da gestão da água e discussão de estratégias e práticas para mitigar esses riscos Direitos humanos e desenvolvimento das comunidades

· GRI 202-1: Proporção entre o salário mais baixo e salário mínimo local, com discriminação por gênero

· GRI 202-2: Proporção de membros da diretoria contratados na comunidade local

· GRI 203-1: Investimentos em infraestrutura e apoio a serviços

· GRI 203-2: Impactos econômicos indiretos significativos

· GRI 401-3: Licença-maternidade/paternidade

· GRI 405-1: Diversidade em órgãos de governança e empregados

1.9 Informações ambientais sociais e de governança corporativa (ASG)

· GRI 405-2: Proporção entre o salário-base e a remuneração recebidos pelas mulheres e aqueles recebidos pelos homens

· GRI 406-1: Casos de discriminação e medidas corretivas tomadas

· GRI 408-1: Operações e fornecedores com risco significativo de casos de trabalho infantil

· GRI 409-1: Operações e fornecedores com risco significativo de casos de trabalho forçado ou análogo ao escravo

· GRI 411-1: Casos de violação de direitos de povos indígenas

· GRI 413-1: Operações com engajamento, avaliação de impacto e programas de desenvolvimento voltados à comunidade local

· GRI 413-2: Operações com impactos negativos significativos reais ou potenciais nas comunidades locais

· GRI 11.15.4 e12.9.4: Comunidades locais

· GRI EU20: Abordagem para gestão de impactos de deslocamento

· EM-EP-210b.1: Discussão do processo para gerenciar riscos e oportunidades associados aos direitos e interesses da comunidade Saúde, bem-estar e segurança do colaborador

· GRI 403-1: Sistema de gestão de saúde e segurança do trabalho

· GRI 403-2: Identificação de periculosidade, avaliação de riscos e investigação de incidentes

· GRI 403-3: Serviços de saúde do trabalho

· GRI 403-4: Participação dos trabalhadores, consulta e comunicação aos trabalhadores referentes a saúde e segurança do trabalho

· GRI 403-5: Capacitação de trabalhadores em saúde e segurança do trabalho

· GRI 403-6: Promoção da saúde do trabalhador

· GRI 403-7: Prevenção e mitigação de impactos de saúde e segurança do trabalho diretamente vinculados com relações de negócios

· GRI 403-8: Trabalhadores cobertos por um sistema de gestão de saúde e segurança do trabalho

· GRI 403-9: Acidentes de trabalho

· GRI 403-10: Doenças profissionais

· GRI EU14: Programas e processos que asseguram a disponibilização de mão de obra qualificada

· GRI EU16: Políticas e requisitos referentes à saúde e segurança dos empregados e trabalhadores terceirizados e subcontratados

1.9 Informações ambientais sociais e de governança corporativa (ASG)

· EM-EP-320a.1: Taxa total de incidentes registráveis, taxa de fatalidade, quase taxa de frequência de falta e horas médias de saúde, segurança e treinamento de resposta a emergências para funcionários em tempo integral, funcionários contratados, e empregados de curta duração

· EM-EP-320a.2: Discussão de sistemas de gestão usado para integrar a cultura de segurança durante todo o ciclo de vida de exploração e produção

· IF-EU-320a.1: Taxa de incidentes graves, Taxa de fatalidade, Taxa de frequência de quase acidentes

Atração, desenvolvimento e retenção de colaboradores

· GRI 401-1: Novas contratações e rotatividade de empregados

· GRI 401-2: Benefícios oferecidos a empregados em tempo integral que não são oferecidos a empregados temporários ou de período parcial

· GRI 402-1: Prazo mínimo de aviso sobre mudanças operacionais

· GRI 404-1: Média de horas de capacitação por ano, por empregado

· GRI 404-2: Programas para o aperfeiçoamento de competências dos empregados e de assistência para transição de carreira Ética, integridade e compliance

· GRI 205-1: Operações avaliadas quanto a riscos relacionados à corrupção

· GRI 205-2: Comunicação e capacitação em políticas e procedimentos de combate à corrupção

· GRI 205-3: Casos confirmados de corrupção e medidas tomadas

· GRI 206-1: Ações judiciais por concorrência desleal, práticas de truste e monopólio

· GRI 11.20.5 e 12.20.5: Abordagem para transparência de contratos

· SASB: EM-EP-210b.2: Número e duração dos atrasos não técnicos

· SASB: EM-EP-510a.2: Descrição do sistema de gestão para a prevenção da corrupção e do suborno ao longo de toda a cadeia de valor

· SASB: EM-EP-510a.2: Descrição do sistema de gestão para a prevenção da corrupção e do suborno ao longo de toda a cadeia de valor

(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 Eneva 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.

1.9 Informações ambientais sociais e de governança corporativa (ASG)

Sendo assim, os ODS prioritários de acordo com a materialidade da Companhia são:

- ODS 1 – Erradicação da pobreza – metas 1.1 e 1.a
- ODS 3 – Saúde e bem-estar – metas 3.4 e 3.6
- ODS 4 – Educação de Qualidade – metas 4.3, 4.4, 4.6 e 4.c
- ODS 6 – Água potável e saneamento – metas 6.4, 6.6 e 6.a
- ODS 7 – Energia limpa e acessível – metas 7.1, 7.2, 7.3 e 7.a
- ODS 9 – Indústria, inovação e infraestrutura – meta 9.4
- ODS 10 – Redução das desigualdades – metas 10.1 e 10.2
- ODS 13 – Ação contra a mudança global do clima – meta 13.2
- ODS 15 – Vida terrestre – metas 15.1, 15.2, 15.9, 15.a, 15.b
- ODS 16 – Paz, justiça e instituições eficazes – meta 16.5

(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.

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, foram avaliados qualitativamente os efeitos das mudanças do clima nas regiões em que a Companhia opera de modo ativo, incluindo análise de tendências climáticas para os horizontes de 2030 e 2050; e desenvolvida matriz de riscos físicos e de transição, também para os ativos da Companhia. Esses riscos foram incluídos na matriz de riscos corporativa e no processo geral de gestão de riscos. 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

1.9 Informações ambientais sociais e de governança corporativa (ASG)

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 a gestão da governança, riscos e oportunidade, 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

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

(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

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 2024.

1.12 Operações societárias/Aumento ou redução de capital

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 100% das ações ordinárias de emissão da Linhares Brasil Energia Participações S.A. ("Linhares"); e (iii) 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 por ações ordinárias de emissão da Tevisa Termelétrica Viana S.A. ("Tevisa") e da Povoação Energia S.A. ("Povoação") que, por sua vez, detinham (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"), representativas de 100% (cem por cento) dos seus respectivos capitais sociais, nos termos dos artigos 224, 225 e 229 da Lei nº 6.404 de 15 de dezembro de 1976.

Em contrapartida à Aquisição Gera Maranhão, a Companhia se obrigou a pagar à BTGP (i) o preço base de R$306 milhões; e (ii) uma parcela adicional e contingente de preço em valor que poderia chegar a R$129 milhões, condicionada ao êxito da Gera Maranhão na antecipação do início dos contratos de reserva de capacidade referentes ao primeiro leilão de reserva de capacidade realizado em 21 de dezembro de 2021.

Em novembro de 2024, os acionistas remanescentes da Gera Maranhão, titulares dos outros 50% do capital social, exerceram o direito de *tag along* previsto no acordo de acionistas. Deste modo, após a aprovação do CADE, dentre outras condições usuais, a aquisição das ações ordinárias

1.12 Operações societárias/Aumento ou redução de capital

representativas da totalidade do capital social de Gera Maranhão, pela Eneva, foi concluída em dezembro de 2024.

No que diz respeito à Aquisição Linhares, a Companhia se obrigou a pagar à BTGP (i) pela aquisição das debêntures da segunda emissão da Linhares, o preço de R$215 milhões, a ser ajustado pela curva de juros até a data de fechamento da operação; e (ii) pela aquisição da participação acionária na Linhares, (a) o preço base de R$640 milhões; (b) uma parcela adicional e contingente de preço em valor que pode chegar a R$56 milhões, condicionada à celebração pela Linhares de novo contrato como resultado de sagrar-se vencedora do próximo leilão para contratação de reserva de capacidade em que a Linhares venha a participar após a data de fechamento; e (c) uma parcela adicional e contingente de preço em valor que pode chegar a R$43 milhões, condicionada à antecipação do início dos contratos de reserva de capacidade referentes ao primeiro leilão de reserva de capacidade realizado em 21 de dezembro de 2021.

Com o implemento ou renúncia de todas as condições precedentes, a Reorganização Societária foi integralmente implementada. Desta forma, a consumação da Reorganização Societária resultou (i) na incorporação da parcela cindida da BTGP pela Companhia, 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 eventualmente aplicáveis nos termos do Protocolo; e (b) como vantagem adicional, três bônus de subscrição que, em conjunto, conferem ao 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”).

Posteriormente, em 27 de janeiro de 2025, foi aprovada a incorporação de Tevisa, Povoação e Linhares pela Eneva, com o objetivo de simplificar e

1.12 Operações societárias/Aumento ou redução de capital

racionalizar a estrutura societária do grupo Eneva, por meio da consolidação da estrutura societária das incorporadas em uma única sociedade.

Todos os documentos da Reorganização Societária estão disponíveis para consulta nos websites da Companhia (ri.eneva.com.br), da CVM (gov.br/cvm) e da B3 (b3.com.br).

Aumentos de Capital Social

Em 21 de julho de 2025, o Conselho de Administração da Eneva 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 25 de outubro de 2024, o Conselho de Administração da Eneva ratificou o aumento do capital social da Companhia aprovado anteriormente pelos acionistas da Companhia em 30 de setembro de 2024, no montante de R$ 1.670.518.740,34, compreendendo a emissão, em favor do Banco BTG Pactual S.A., na qualidade de acionista único de BTGP, de 119.322.767 novas ações ordinárias da Companhia e, como vantagem adicional, três bônus de subscrição, nos termos e condições do Acordo de Associação e do Protocolo e Justificação outrora mencionados.

Em 10 de outubro de 2024, o Conselho de Administração da Companhia aprovou aumento do capital social da Companhia, dentro do limite de capital autorizado previsto no estatuto social, no montante de R$3.200.000.006,00, mediante a emissão de 228.571.429 ações ordinárias, ao preço de emissão de R$14,00 por ação, no âmbito da oferta pública de distribuição primária de ações de emissão da Companhia, objeto dos fatos relevantes datados de 1º e 10 de outubro de 2024, passando o capital social da Companhia a ser de R$16.463.745.293,34, dividido em 1.813.269.000 ações ordinárias.

Em 14 de março de 2024, foi aprovado aumento do capital social da Companhia no valor total de R$ 1.552.105,26, mediante a emissão de 125.193 ações

1.12 Operações societárias/Aumento ou redução de capital

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 2 de março de 2023, foi aprovado aumento do capital social da Companhia no valor total de R$1.470.400,56, mediante a emissão de 126.154 ações ordinárias, com a exclusão do direito de preferência para subscrição pelos demais acionistas, ao preço de emissão de R$11,6556 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 07 de outubro de 2022, o Conselho de Administração da Companhia aprovou aumento do capital social da Companhia, dentro do limite de capital autorizado previsto no estatuto social, no montante de R$ 4.250.196,70, mediante a emissão de 279.315 ações ordinárias, ao preço de emissão de R$15,2165 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 25 de julho de 2022, o Conselho de Administração da Companhia aprovou dois aumentos do capital social da Companhia, dentro do limite de capital autorizado previsto no estatuto social, no montantes respectivos de, R$ 1.583.339.183 e R$ 1.584.166.909, mediante a emissão de respectivamente, 142.692 e 685.034, ações ordinárias, ao preço de emissão de R$13,8027 e 13,8837, respectivamente, 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 24 de junho de 2022, o Conselho de Administração da Companhia aprovou aumento do capital social da Companhia, dentro do limite de capital autorizado previsto no estatuto social, no montante de R$4.200.000.006,00, mediante a emissão de 300.000.000 ações ordinárias, ao preço de emissão de R$14,00 por ação, no âmbito da oferta pública de distribuição primária de ações de emissão da Companhia, passando o capital social da Companhia a ser de R$13.244.992.243,40

1.12 Operações societárias/Aumento ou redução de capital

Todos os documentos mencionados acima estão disponíveis para consulta nos websites da Companhia, da CVM e da B3.

Operações Societárias

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.

Incorporação Grupo Celse

Em Assembleia Geral Extraordinária realizada em 21 de dezembro de 2023, os acionistas da Companhia aprovaram a proposta de incorporação, pela Companhia, da DC Energia e Participações S.A., da Celse – Centrais Elétricas de Sergipe S.A. e da Celsepar – Centrais Elétricas de Sergipe Participações S.A. Posteriormente, por recomendação da administração da Companhia, a Assembleia Geral Ordinária e Extraordinária, realizada em 29 de abril de 2024, os acionistas deliberaram ratificar referida aprovação para retirar a Celsepar – Centrais Elétricas de Sergipe Participações S.A. do grupo de empresas que seriam incorporadas, ratificando todas as demais deliberações (“**Incorporação Grupo Celse**”).

Nos termos do protocolo e justificação referente à Incorporação Grupo Celse, a eficácia da operação estava condicionada à autorização prévia da ANEEL, da ANTAQ e da ANP.

Após o cumprimento de todas as condições, a Incorporação Grupo Celse foi concluída em 24 de junho de 2024.

1.12 Operações societárias/Aumento ou redução de capital

Como a Companhia era titular, direta ou indiretamente, de 100% do capital social da DC Energia e Participações S.A. e da Celse – Centrais Elétricas de Sergipe S.A., a efetivação da incorporação não ocasionou aumento de capital ou a emissão de novas ações da Companhia, tampouco qualquer alteração na sua composição acionária, inexistindo relação de troca de ações.

Principais documentos aplicáveis, para referência: (i) Ata da Assembleia Geral Extraordinária da Companhia de 21 de dezembro de 2023; (ii) Ata da Assembleia Geral Ordinária e Extraordinária da Companhia de 29 de abril de 2024; e (iii) Instrumento de Protocolo e Justificação da Incorporação Grupo Celse, de 21 de novembro de 2023, conforme aditado em 14 de março de 2024.

Incorporação Comercializadoras

Em Assembleia Geral Extraordinária realizada em 21 de dezembro de 2023, os acionistas da Companhia também aprovaram a proposta de incorporação, pela Companhia, da FC One Energia Ltda., da Focus Energia Ltda. e da Platinum Comercializadora de Energia Participações Ltda. ("**Incorporação Comercializadoras**").

Nos termos do protocolo e justificação referente à Incorporação Comercializadoras, a eficácia da operação foi condicionada: (i) à habilitação da Companhia perante a ANEEL para atuar como comercializadora de energia e sua consequente adesão à Câmara de Comercialização de Energia Elétrica; e (ii) à autorização prévia, por FC One e Focus Energia à Companhia, das outorgas de autorização dadas pela ANEEL. Todas as condições foram cumpridas e a Incorporação Comercializadoras foi concluída em 17 de abril de 2024.

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.

Principais documentos aplicáveis, para referência: (i) Ata da Assembleia Geral Extraordinária da Companhia de 21 de dezembro de 2023; e (ii) Instrumento de Protocolo e Justificação da Incorporação Comercializadoras, de 21 de novembro de 2023.

1.12 Operações societárias/Aumento ou redução de capital

Incorporação da CGTF Central Geradora Termelétrica Fortaleza S.A. ("CGTF")

Em 15 de março de 2023, foi efetivada a incorporação da CGTF pela Companhia, sua subsidiária e titular da UTE Fortaleza, de acordo com os termos aprovados em assembleia geral extraordinária da Companhia realizada em 21 de dezembro de 2022, e conforme aprovação da Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL obtida em 7 de março de 2023.

Não houve qualquer relação de troca entre ações da CGTF e da Companhia, visto que (a) a Companhia era titular de 100% das ações de emissão da CGTF; (b) o patrimônio líquido da CGTF, visto se tratar de subsidiária integral, já estava integralmente refletido nas demonstrações financeiras da Companhia desde o período de 9 meses findo em 30 de setembro de 2022; (c) todas as 151.935.778 (cento e cinquenta e um milhões, novecentas e trinta e cinco mil, setecentas e setenta e oito) ações de emissão da CGTF foram extintas e canceladas em virtude da incorporação; e (d) não houve aumento de capital ou emissão de novas ações pela Companhia decorrente da incorporação.

Principais documentos aplicáveis, para referência: · Ata da Assembleia Geral Extraordinária da Companhia de 21 de dezembro de 2022; e · Comunicado ao Mercado da Companhia 16 de março de 2023.

Combinação de Negócios

Em 11 de 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 na Eneva II Participações S.A. e subsequente incorporação societária da Eneva II Participações S.A. na Companhia.

Pela transação, a Eneva realizou um pagamento de R$ 936,5 milhões, compostos por R$ 732,8 milhões de pagamento em dinheiro feito aos antigos acionistas da adquirida (que referem-se aos R$ 715,0 milhões do acordo original

1.12 Operações societárias/Aumento ou redução de capital

atualizados até a data de efetivação do negócio) e R$ 203,7 milhões equivalentes a 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.

A combinação de negócios entre a Companhia e a Focus teve como principais motivadores econômicos e estratégicos (i) a aquisição do Projeto Futura que pretende ser o maior parque de energia solar do Brasil (1), acelerando desta forma a diversificação da matriz energética da Companhia, sendo este o maior atrativo para a operação; (ii) expansão de sua operação no segmento de comercialização de energia; e (iii) possibilidade de diversos ganhos de sinergias operacionais e financeiras.

A operação, aprovada pelas assembleias gerais de ambas as Partes, foi celebrada em três etapas:

i) Incorporação da Focus. A incorporação da Focus pela Holding, com a emissão, pela Holding de 89.654.856 novas ações ordinárias nominativas, escriturais e sem valor nominal da Holding (“Novas Ações ON Holding”) e 89.654.856 novas ações preferenciais compulsoriamente resgatáveis, nominativas, escriturais e sem valor nominal da Holding (“Novas Ações PN Holding”), subscritas pelos administradores da Focus por conta dos acionistas dela e integralizadas por meio da versão do patrimônio líquido da Focus, sendo a Focus será extinta e a Holding sucedendo a Focus, a título universal em relação a todos os direitos e obrigações, nos termos dos artigos 227 e seguintes da Lei das S.A. (“Incorporação da Focus”);

(ii) Resgate de Ações Preferenciais da Holding. Como ato subsequente e interdependente da Incorporação da Focus, a aplicação, nos termos do artigo 44 da Lei das S.A., da reserva de capital da Holding no resgate compulsório da totalidade das Novas Ações PN Holding, sem alteração na cifra do capital social da Holding (“Resgate”), (a) pelo valor total de R$ 715.000.000,00, atualizado diariamente pela variação positiva da Taxa DI entre o dia 15 de dezembro de 2021 e o dia útil imediatamente anterior à Data de Fechamento (“Parcela Assegurada”); e (b) pelo valor contingente condicionado ao efetivo recebimento, pela Eneva ou por controlada dela, até 31 de dezembro de 2027, de valores e/ou créditos, líquidos de tributos e despesas, oriundos de procedimento arbitral, nos EUA, perante a International Chamber of Commerce, em Nova York - NY, tendo como autoras a Focus e certas controladas (“Procedimento Arbitral”).

1.12 Operações societárias/Aumento ou redução de capital

(iii) Incorporação da Holding. Como ato subsequente e interdependente do Resgate, a incorporação societária da Holding pela Eneva, com a emissão, pela Eneva, de 17.000.000 novas ações ordinárias, nominativas, escriturais e sem valor nominal (“Novas Ações Eneva”), subscritas pelos administradores da Holding por conta dos acionistas dela e integralizadas por meio da versão do patrimônio líquido da Holding a ser incorporado, de modo que a Holding foi extinta e a Eneva sucedeu a Holding, a título universal em relação aos seus direitos e obrigações.

Todos os documentos mencionados acima estão disponíveis para consulta nos websites da Companhia (ri.eneva.com.br), da CVM (gov.br/cvm) e da B3 (b3.com.br).

1.13 Acordos de acionistas

Atualmente, não há Acordos de Acionistas vigentes que vinculem a Companhia e/ou suas ações.

Considerando os últimos três exercícios sociais, a Companhia informa abaixo que já teve os seguintes acordos vigentes (os quais estão encerrados), conforme abaixo.

1- Acordo de Acionistas Fundos (Encerrado)

Em 25 de agosto de 2020, foi celebrado acordo de acionistas entre as acionistas, (i) Atmos Capital Gestão de Recursos Ltda. ("**Atmos**"), (ii) Dynamo Administração De Recursos Ltda. ("**DAR**"); (iii) Dynamo Internacional Gestão De Recursos Ltda. (isoladamente denominada "**DYGR**" e em conjunto com DAR denominada "**Dynamo**"); e (iv) Velt Partners Investimentos Ltda. ("**Velt**" e, em conjunto com Atmos e Dynamo, "**Acionistas Fundos**"), 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 Fundos**").

Em 25 de abril de 2022, foi celebrado 1º Aditamento ao Acordo de Acionistas Fundos ("1º Aditivo"), a fim de refletir, nos termos do acordo, o novo capital social da Companhia, bem como com o objetivo de atualizar a lista de representantes de determinadas Acionistas Fundos, e ainda, visando alterar o período de venda em mercado. As demais disposições do Acordo de Acionistas Fundos permaneceram válidas e não foram alteradas pelo 1º Aditivo. Em 31 de outubro de 2022, foi celebrado o 2º Aditamento ao Acordo de Acionistas Fundos, com o objetivo apenas de atualizar os representantes e pessoas chaves descritas no documento.

Em 06 de dezembro de 2022, foi celebrado o 3º Aditamento ao Acordo de Acionistas Fundos com o objetivo de compatibilizar certas obrigações do Acordo de Acionistas Fundos ao novo acordo de acionistas firmado na mesma data pela Cambuhy Investimentos Ltda., Lanx Capital Investimentos Ltda., Atmos, Dynamo e Velt, exclusivamente para reger o exercício de determinados direitos patrimoniais relativos a determinadas ações ordinárias de emissão da Companhia, de modo que o Acordo de Acionistas Fundos deixou de tratar sobre direitos patrimoniais.

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 Fundos. 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 dessa data.

1.13 Acordos de acionistas

A íntegra do Acordo de Acionistas Fundos, seus aditamentos e demais documentos a eles relacionados podem ser encontrados na página da CVM (https://www.gov.br/cvm/pt-br), na categoria “Acordo de Acionistas”, e no site de relações com investidores da Companhia (https://ri.eneva.com.br/).

2- Acordo de Acionistas - Direitos Patrimoniais (Encerrado)

Em 06 de dezembro de 2022, foi celebrado acordo de acionistas entre as acionistas (i) Cambuhy Investimentos Ltda. (“**Cambuhy**”); (ii) Lanx Capital Investimentos Ltda. (“**Lanx**”); (iii) Atmos, conforme definida acima; (iv) Dynamo, conforme definida acima; e (v) Velt, conforme definida acima (sendo Velt, Cambuhy, Lanx, Atmos e Dynamo, em conjunto, denominadas “**Acionistas**”), exclusivamente para disciplinar o exercício de determinados direitos patrimoniais relacionados às ações da Companhia de titularidade das Acionistas (“**Acordo de Acionistas**”).

Em 06 de dezembro de 2024 foi encerrado o Acordo de Acionistas, do qual participavam os Acionistas acima definidos. O Acordo de Acionistas vigorou por 24 meses contados a partir da data de sua assinatura, tendo sua vigência encerrada automaticamente conforme os termos e prazos previstos.

A íntegra do Acordo de Acionistas que vigorou entre 06 de dezembro de 2022 e 06 de dezembro de 2024 e demais documentos a ele relacionados podem ser encontrados na página da CVM (https://www.gov.br/cvm/pt-br), na categoria “Acordo de Acionistas”, e no site de relações com investidores da Companhia (https://ri.eneva.com.br/).

1.14 Alterações significativas na condução dos negócios

Não houve qualquer alteração significativa na forma de condução dos negócios da Companhia nos exercícios sociais encerrados em 31 de dezembro de 2024, 2023 e 2022.

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, nos exercícios sociais encerrados em 31 de dezembro de 2024, 2023 e 2022.

1.16 Outras informações relevantes

Não há outras informações que a Companhia julgue relevantes a serem informadas nesta Seção 1 do Formulário de Referência.

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 ao exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2024 e 2023, 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, 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 Comitê de Pronunciamentos Contábeis – 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 ao exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2024 e 2023 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 2024, a Companhia apresentou uma receita de venda de bens e/ou serviços de R$11.387,5 milhões, a qual foi originada, com maior destaque, pelo crescimento das operações do Complexo Parnaíba e acompanhado do reajuste contratual em novembro/2024, pelas operações estruturadas junto à ABC Brasil Comercializadora de Energia (“ABC Brasil”) e ao Santander em comercialização de energia, aliado à venda de gás

2.1 Condições financeiras e patrimoniais

condensado advindo do início das operações de venda de gás em malha e ao atendimento de contratos da Suzano S.A. e da Vale S.A. A Companhia apurou, no referido exercício, lucro líquido consolidado de R$ 549,5 milhões, sendo de R$42,0 milhões atribuídos à Eneva, que será compensado a prejuízos acumulados de anos anteriores e R$ 507,5 milhões atribuídos a acionistas não controladores, com posição de caixa e equivalentes de caixa de R$3.194,3 milhões. Em 31 de dezembro de 2024, os empréstimos, financiamentos e debêntures totalizavam R$17.386,4 milhões.

O índice de liquidez geral da Companhia, medido pela soma dos ativos circulantes e ativo realizável a longo prazo dividido pela soma do passivo circulante e do não circulante é de 0,33 em 31 de dezembro de 2024.

Os Diretores acreditam que a Companhia apresenta planos e resultados consistentes, conforme divulgação dos resultados obtidos no último exercício social.

Alterações no Capital Social

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, normativas, escriturais e sem valor nominal, livres e desembaraçadas de quaisquer ônus ou gravames ("Ações"), ao preço de emissão de R$14,00 por ação, cujo lançamento ocorreu em 16 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 Povoação e Tevisa, de maneira integral.

(b) comentários dos Diretores sobre a estrutura de capital

Na avaliação dos Diretores, a estrutura de capital da Companhia representa, atualmente, uma adequada relação entre capital próprio e capital de terceiros.

2.1 Condições financeiras e patrimoniais

Em 31 de dezembro de 2024, a estrutura de capital da Companhia era composta de 38,3% de capital próprio e 61,7% de capital de terceiros. Naquela data, o patrimônio líquido consolidado da Companhia era de R$18.909,5 milhões, enquanto as obrigações com terceiros (passivo circulante + passivo não circulante) totalizava R$32.556,0 milhões.

Em função de decisões estratégicas do ano de 2024, a Companhia mapeou novas oportunidades no mercado de Energia e Gás, obteve uma aceleração no desenvolvimento do seu portifólio a partir da aquisição da Linhares, Povoação e Tevisa, além da combinação de negócios na qual adquiriu o controle da Gera Maranhão. Adicionalmente investiu em novos projetos em desenvolvimento como SSLNG (Small Scale Liquified Natural Gas), assinou contratos para a comercialização de gás natural e, com isso, em 2024 priorizou a execução dos projetos de capital contratados e reduziu seu índice de alavancagem.

(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 15 ou 20 anos (desde que as partes cumpram com as respectivas obrigações contratuais), além de parcela variável vinculada à quantidade de energia produzida que, para o Complexo do Parnaíba, é destinada à monetização da produção de gás.

Em 31 de dezembro de 2024 e 2023, 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	**2024**	**2023**
Em até 3 meses	598,5	429,7
Entre 3 e 6 meses	264,5	158,7
Entre 6 e 9 meses	8,4	792,2
Entre 9 e 12 meses	491,5	741,8

2.1 Condições financeiras e patrimoniais

Total	**1.369,1**	**2.119,7**

As parcelas dos empréstimos e financiamentos e debêntures classificadas no passivo não circulante em 31 de dezembro de 2024 e 2023 apresentavam o seguinte cronograma de pagamento:

Em R$ milhões	**Em 31 de dezembro de**	
Ano de vencimento	**2024**	**2023**
2025	-	3.408,5
2026	908,6	1.501,1
2027	817,5	1.565,9
2028	1.284,9	1.754,8
2029	2.849,6	2.004,2
2030 até o último vencimento	10.578,2	7.746,9
Depósitos vinculados	(423,6)	(400,4)
Total	**16.015,1**	**17.581,0**

(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 2024 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 ocorridas no exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2024, os Diretores da Companhia destacam:

- Em dezembro de 2024, a Companhia realizou sua 13ª emissão de debêntures não conversíveis em ações, da espécie quirografária, em série única, perfazendo o montante total de R$ 838,1 milhões para fins de (i) quitação dos valores incorridos na realização da oferta de resgate antecipado facultativo total ou parcial das

2.1 Condições financeiras e patrimoniais

debêntures da 2ª série da 11ª emissão de debêntures da Companhia; (ii) valores remanescentes serão usados para reforço de caixa.

- Em abril de 2024 foi realizada a 10ª emissão de debêntures não conversíveis em ações, da espécie quirografária em quatro séries, perfazendo o montante total de R$2,5 bilhões. 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), sendo certo que todos os Projetos foram considerados como prioritários pelo Ministério de Minas e Energia (“MME”) nos termos das respectivas das respectivas portarias, conforme descritos no Anexo I da Escritura de Emissão e (iii) para otimização da estrutura de capital da Emissora, incluindo alongamento de dívidas (liability management).

Os Diretores acreditam que as fontes de financiamento utilizadas são adequadas ao perfil de endividamento da Companhia considerando serem, essencialmente, estruturados na modalidade project finance, contando com a participação de financiamento de bancos de fomento a juros subsidiados e prazos de amortização longos, ou através do mercado de capitais.

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

2.1 Condições financeiras e patrimoniais

Em 31 de dezembro de 2024, 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 2024			
Sociedade	**Credor**	**Moeda**	**Taxa de juros**	**Taxas efetivas**	**Vencimento**	**Custo de captação apropriar**	**Principal**	**Juros**	**Total**
Eneva	FINEP	R$	TJLP + 3%	10,33%	17/03/2025	(3)	2.961	11	2.969
Eneva	FINEP	R$	TJLP + 1%	8,34%	15/12/2028	(51)	15.916	48	15.913
Eneva	LBBW	R$	EURIBOR + 0,8%	5,38%	30/06/2034	-	123.161	1.173	124.334
PGC	BNB	R$	IPCA + 1,9388%	9,78%	15/07/2036	(4.963)	821.557	285.032	1.101.626
Azulão	BASA	R$	IPCA + 1,5013%	9,24%	16/06/2036	(9.928)	799.542	4.954	794.568
Azulão	FDA	R$	IPCA + 2,335%	10,99%	01/02/2038	(1.969)	197.124	1.241	196.396
SPE 3	BNB	R$	IPCA + 2,0431%	9,80%	15/07/2045	-	180.651	6.880	187.531
SPE 4	BNB	R$	IPCA + 3,4906%	11,07%	15/08/2046	(1.283)	294.127	40.201	333.045
SPE 5	BNB	R$	IPCA + 2,0431%	9,81%	15/07/2045	-	141.568	5.186	146.754
SPE 6	BNB	R$	IPCA + 2,0431%	9,81%	15/07/2045	-	94.521	3.479	98.000
Parnaíba II	FDNE	R$	IPCA + 3,383%	8,80%	01/07/2041	(3.951)	274.180	36.316	306.545
GNL Brasil	BNB	R$	IPCA + 3,2751%	13,61%	15/01/2032	-	61.959	505	62.464
Azulão I	BASA	R$	IPCA + 5,1041%	15,40%	15/01/2041	-	400.000	1.549	401.549
Azulão I	FDA	R$	IPCA + 3,2137%	8,77%	01/01/2041	-	150.000	5.283	155.283
Sparta 300	FDA	R$	IPCA + 3,2137%	11,98%	01/07/2042	-	500.000	2.569	502.569
Tevisa	ITAÚ	R$	PRÉ + 12,2355%	12,24%	31/03/2025	-	55.847	(928)	54.919

2.1 Condições financeiras e patrimoniais

Tevisa	ABC	R$	PRÉ + 12,2305%	12,23%	31/03/2025	-	55.942	(929)	55.013
Tevisa	SANTANDER	R$	PRÉ + 12,6855%	12,69%	31/05/2025	-	45.227	(748)	44.479
Linhares	ITAÚ	R$	IPCA + 4,9%	13,78%	31/05/2025	-	18.482	0	18.482
						(22.148)	**4.232.766**	**391.822**	**4.602.439**

Empréstimos e financiamentos						**Em 31 de dezembro de 2024**			
Sociedade	**Credor**	**Moeda**	**Taxa de juros**	**Taxas efetivas**	**Vencimento**	**Custo de captação apropriar**	**Principal**	**Juros**	**Total**
Depósitos vinculados						-	(335.719)	-	(335.719)
Saldo líquido de empréstimos e financiamentos						**(22.148)**	**3. 897.047**	**391.822**	**4.266.720**
Circulante						(3.237)	376.392	282.258	655.413
Não circulante						(18.911)	3.520.654	109.564	3.611.307

Debêntures						**Em 31 de dezembro de 2024**			
Sociedade	**Credor**	**Moeda**	**Taxa de juros**	**Taxas efetivas**	**Vencimento**	**Custo de captação apropriar**	**Principal**	**Juros**	**Total**
PGC	1ª emissão – 1ª série (Santander)	R$	IPCA + 7,2227 %	16,00%	15/11/2025	(460)	121.192	708	121.440
PGC	1ª emissão – 2ª série (BB/ Citi/ Santander)	R$	CDI + 2,5%	17,61%	15/11/2025	(513)	97.527	1.517	98.531
Parnaíba II	3ª emissão – 3ª série	R$	CDI + 1,76%	17,17%	02/10/2026	(361)	359.999	10.880	370.518
Eneva	2ª emissão – 3ª série	R$	IPCA + 5,05%	12,88%	15/05/2029	(2.079)	679.670	3.861	681.452
Eneva	3ª emissão – 1ª série	R$	IPCA + 4,2259 %	12,06%	15/12/2027	(4.648)	873.293	1.436	870.081
Eneva	5ª emissão – 1ª série	R$	IPCA + 5,5%	13,30%	15/06/2030	(12.810)	865.719	1.841	854.750

2.1 Condições financeiras e patrimoniais

Eneva	6ª emissão – 1ª série	R$	IPCA + 4,127%	11,44%	15/09/2030	(8.927)	492.944	5.889	489.906
Eneva	6ª emissão – 2ª série	R$	IPCA + 4,5034 %	11,92%	15/09/2035	(17.976)	756.512	9.715	748.251
Eneva	8ª emissão – 1ª série	R$	IPCA + 6,5254 %	13,94%	15/07/2032	(16.168)	788.704	23.694	796.230
Eneva	8ª emissão – 2ª série	R$	IPCA + 6,5891 %	14,12%	15/07/2037	(11.179)	517.586	15.699	522.106
Eneva	8ª emissão – 3ª série	R$	CDI + 1,7%	17,67%	15/07/2037	(8.949)	500.000	28.748	519.799
Eneva	8ª emissão – 4ª série	R$	CDI + 2%	17,70%	15/07/2032	(7.310)	350.000	20.634	363.324
Eneva	9ª emissão – 1ª série	R$	IPCA + 6,9%	14,30%	15/09/2032	(39.703)	837.308	16.568	814.173
Eneva	9ª emissão – 2ª série	R$	IPCA + 7%	14,55%	15/09/2037	(28.409)	632.140	12.512	616.243
Eneva	9ª emissão – 3ª série	R$	IPCA + 7,15%	14,79%	15/09/2042	(30.211)	637.685	12.886	620.360
Eneva	10ª emissão – 1ª série	R$	IPCA + 6,5643 %	14,33%	15/04/2034	(15.851)	650.547	8.591	643.287
Eneva	10ª emissão – 2ª série	R$	IPCA + 6,6737 %	14,35%	15/04/2039	(22.289)	890.224	11.947	879.882
Eneva	10ª emissão – 3ª série	R$	CDI + 1%	16,82%	15/04/2029	(16.238)	692.449	16.812	693.023
Eneva	10ª emissão – 4ª série	R$	CDI + 1,15%	16,80%	15/04/2031	(7.467)	307.548	7.563	307.644
Eneva	11ª emissão – 2ª série	R$	CDI + 2,5%	18,51%	15/09/2028	(79.531)	281.926	12.122	214.517
Debêntures						**Em 31 de dezembro de 2024**			
Sociedade	**Credor**	**Moeda**	**Taxa de juros**	**Taxas efetivas**	**Vencimento**	**Custo de captação apropriar**	**Principal**	**Juros**	**Total**

2.1 Condições financeiras e patrimoniais

Eneva	11ª emissão – 3ª série	R$	IPCA + 7,4941 %	15,47%	15/09/2030	(64.786)	1.904.427	39.630	1.879.271
GNL	-1ª emissão – 1ª série	R$	CDI + 1%	16,90%	15/09/2029	1	100.000	2.745	102.746
						(395.864)	**13.337.400**	**265.998**	**13.207.534**
Depósitos vinculados						-	(87.815)	-	(87.815)
Saldo líquido de empréstimos e financiamentos						**(395.864)**	**13.249.585**	**265.998**	**13.119.719**
Circulante						(79.784)	527.516	265.998	713.730
Não circulante						(316.080)	12.722.069	-	12.405.989

Ressalta-se que a Companhia, quando garantidora dos financiamentos e empréstimos de suas controladas, obriga-se a: (i) submeter à aprovação do respectivo credor quaisquer propostas de matérias 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 qualquer 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 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 e emissoras de debêntures, 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.

2.1 Condições financeiras e patrimoniais

Por fim, seguem abaixo informações adicionais sobre os principais financiamentos e empréstimos da Companhia e de suas controladas vigentes e com saldo devedor em aberto em 31 de dezembro de 2024:

1. **Eneva S.A.**

Financiamento – FINEP

Em 21 de agosto de 2017, a Parnaíba Gás Natural S.A. (“PGN”) contratou um financiamento de longo prazo com a FINEP no valor de R$79,3 milhões, com o objetivo de financiar, parcialmente, as despesas incorridas na elaboração e execução do seu Plano Estratégico de Inovação. O recurso proveniente deste financiamento foi recebido em duas tranches, sendo a primeira em 27 de setembro de 2017, no valor de R$39,6 milhões e a segunda em 25 de julho de 2018, no valor de R$29,9 milhões. O financiamento possui prazo de carência de 18 meses contados da data da sua assinatura, com amortização em 73 parcelas mensais e sucessivas, desde 15 de março de 2019, vencendo-se, portanto, em 15 de março de 2025.

Sobre o montante desembolsado incidirão juros ao custo de TJLP acrescido de 3% ao ano, a serem pagos mensalmente durante todo o período de vigência do contrato. Para assegurar o cumprimento das obrigações previstas no contrato, a PGN deu como garantia a este financiamento fianças bancárias, que, por sua vez, estavam garantidas pela Companhia através de nota promissória e cessão fiduciária de aplicação financeira. Em março de 2018, a Companhia obteve autorização para o cancelamento da cessão fiduciária da aplicação financeira constituída como garantia destas fianças bancárias.

Em 10 dezembro de 2018, foi firmado com a FINEP um novo contrato no montante de R$36,5 milhões pela PGN, também destinados ao financiamento do seu Plano Estratégico de Inovação. Em 31 de dezembro de 2019, a PGN havia recebido o montante de R$31,5 milhões provenientes desse financiamento, restando, ainda, um crédito no valor de R$5,0 milhões a serem utilizados até junho de 2020. O contrato será amortizado em 97 parcelas mensais e sucessivas a partir de dezembro de 2020, e possui juros incidindo sobre o principal da dívida ao custo de TJLP acrescido de 1% ao ano, a serem pagos mensalmente durante todo o período de vigência do contrato. 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 2024, o saldo devedor junto à FINEP, referente aos dois contratos vigentes, era de R$18,9 milhões.

Debêntures – 2ª emissão

2.1 Condições financeiras e patrimoniais

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 (UTE Parnaíba V) com capacidade instalada de 386 MW. O projeto de Parnaíba V 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"), atualmente 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 3 séries da 2ª Emissão Debêntures Eneva possuem as seguintes características: (i) a 1ª série possui prazo de 60 meses contados da Data de Emissão, vencendo-se, portanto, em 15 de maio de 2024, com remuneração de CDI + 0,95% ao ano, amortização integral na data de vencimento e juros remuneratórios a serem pagos semestralmente, contados a partir da respectiva data de emissão, no dia 15 dos meses de maio e novembro de cada ano; (ii) a 2ª série possui prazo de 96 meses contados da data de emissão, vencendo-se, portanto, em 15 de maio de 2027, com remuneração de CDI + 1,45% ao ano, amortização em 3 parcelas anuais e consecutivas, sendo o primeiro pagamento em 15 de maio de 2025 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; e (iii) a 3ª série possui prazo de 120 meses contados da data de emissão, vencendo-se, portanto, em 15 de maio de 2029, 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% a.a. Na data de 20 de outubro de 2022, a Companhia realizou uma 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% a.a.

Dentre outras obrigações da emissão estabelecidas na escritura da 2ª Emissão Debêntures Eneva, a Companhia se obriga, durante a vigência das debêntures, à manutenção do *Covenant* Dívida Líquida/EBITDA igual ou inferior a 4,5x. No período compreendido entre 30 de junho de 2022 (inclusive) e 30 de junho de 2024

2.1 Condições financeiras e patrimoniais

(inclusive), caso seja verificado o *Covenant* acima de 4,5x e menor que o limite estipulado na tabela abaixo para o período, a Companhia remunerará os debenturistas com o pagamento de prêmio extraordinário a cada trimestre apurado. Conforme deliberado e aprovado nas assembleias de debenturistas, a Companhia obteve junto aos credores perdão temporário para o *Covenant* Endividamento Líquido/Ebitda abaixo:

Datas das informações financeiras trimestrais da fiadora	30 de junho de 2022 a 30 de junho de 2023	30 de setembro de 2023 a 31 de dezembro de 2023	31 de março de 2024 a 30 de junho de 2024
Índice financeiro máximo da fiadora	*6,5x*	*5,5x*	*5,0x*

Em 16 de maio de 2024, a Companhia realizou o resgate antecipado facultativo das debêntures da segunda série mediante o pagamento do saldo do Valor Nominal Unitário das Debêntures da Segunda Série, acrescido: (i) dos juros remuneratórios da segunda série, calculada pro rata temporis desde a data de pagamento dos juros remuneratórios da segunda série imediatamente anterior, até 16 de maio de 2024; e (ii) do PUprêmio(A).

Em 31 de dezembro de 2024, o saldo referente a essas debêntures era de R$681,5 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 Standard & Poor's (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 – 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, vencendo-se, 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.

2.1 Condições financeiras e patrimoniais

Dentre outras obrigações da emissão estabelecidas na respectiva escritura, a Eneva se obriga, durante a vigência das debêntures, à manutenção do covenant Dívida Líquida/EBITDA igual ou inferior a 4,5x. No período compreendido entre 30 de junho de 2022 (inclusive) e 30 de junho de 2024 (inclusive), caso seja verificado o covenant acima de 4,5x e menor que o limite estipulado na tabela abaixo para o período, a Companhia remunerará os debenturistas com o pagamento de prêmio extraordinário a cada trimestre apurado. É importante destacar que essa medição não é calculada com base no EBITDA consolidado conforme divulgado no item 2.5 deste Formulário de Referência.

Conforme deliberado e aprovado nas assembleia de debenturistas realizada no dia 30 de setembro de 2022, a Companhia obteve junto aos credores perdão temporário para o Covenant Endividamento Líquido/EBITDA abaixo:

Datas das informações financeiras trimestrais da fiadora	30 de junho de 2022 a 30 de junho de 2023	30 de setembro de 2023 a 31 de dezembro de 2023	31 de março de 2024 a 30 de junho de 2024
Índice financeiro máximo da fiadora	*6,5x*	*5,5x*	*5,0x*

Em 31 de dezembro de 2024 o saldo referente a essas debêntures era de R$ 870,1 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 Standard & Poor's (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 – 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, vencendo-se, 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.

Dentre outras obrigações da emissão estabelecidas na Escritura, a Companhia se obriga, durante a vigência das debêntures, à manutenção do *Covenant* Dívida

2.1 Condições financeiras e patrimoniais

Líquida/EBITDA igual ou inferior a 4,5x. No período compreendido entre 30 de junho de 2022 (inclusive) e 30 de junho de 2024 (inclusive), caso seja verificado o *Covenant* acima de 4,5x e menor que o limite estipulado na tabela abaixo para o período, a Companhia remunerará os debenturistas com o pagamento de prêmio extraordinário a cada trimestre apurado.. É importante destacar que essa medição não é calculada com base no EBITDA consolidado conforme divulgado no item 2.5 do Formulário de Referência. Na Assembleia Geral de Debenturistas realizada em 12 de agosto de 2022, a Companhia obteve junto aos credores o perdão temporário para o *Covenant* Endividamento Líquido/EBITDA conforme abaixo:

Datas das informações financeiras trimestrais da fiadora	**30 de junho de 2022 a 30 de junho de 2023**	**30 de setembro de 2023 a 31 de dezembro de 2023**	**31 de março de 2024 a 30 de junho de 2024**
Índice financeiro máximo da fiadora	*6,5x*	*5,5x*	*5,0x*

Em 31 de dezembro de 2024, o saldo referente a essas debêntures era de R$854,8 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 Standard & Poor's (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 primeira série serão utilizados até a data de vencimento da primeira 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 segunda 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

2.1 Condições financeiras e patrimoniais

revogado pelo Decreto 11.964, por meio da Portaria do MME Parnaíba VI e da Portaria do MME UTE Jaguatirica II.

A primeira série da 6ª Emissão Debêntures Eneva possui prazo de 10 anos contados da data de emissão, vencendo- se, 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 segunda série da 6ª Emissão Debêntures Eneva possui prazo de 15 anos contados da data de emissão, vencendo- se, 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, durante a vigência das debêntures, à manutenção do *Covenant* Dívida Líquida/EBITDA igual ou inferior a 4,5x. No período compreendido entre 30 de junho de 2022 (inclusive) e 30 de junho de 2024 (inclusive), caso seja verificado o *Covenant* acima de 4,5x e menor que o limite estipulado na tabela abaixo para o período, a Companhia remunerará os debenturistas com o pagamento de prêmio extraordinário a cada trimestre apurado. É importante destacar que essa medição não é calculada com base no EBITDA consolidado conforme divulgado no item 2.5 do Formulário de Referência. Na Assembleia Geral de Debenturistas realizada em 09 de agosto de 2022, a Companhia obteve junto aos credores o perdão temporário para o *Covenant* Endividamento Líquido/Ebitda conforme abaixo:

Datas das informações financeiras trimestrais da fiadora	30 de junho de 2022 a 30 de junho de 2023	30 de setembro de 2023 a 31 de dezembro de 2023	31 de março de 2024 a 30 de junho de 2024
Índice financeiro máximo da fiadora	*6,5x*	*5,5x*	*5,0x*

Em 31 de dezembro de 2024, o saldo referente a essas debêntures era de R$1.238,2 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 primeira e segunda séries estão sendo/foram utilizados até a

2.1 Condições financeiras e patrimoniais

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.; 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 terceira e da quarta séries estão sendo/foram utilizados até a respectiva data de vencimento para atender aos negócios de gestão ordinária da Companhia.

A primeira 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.

A segunda série da 8ª Emissão Debêntures Eneva possui prazo de 15 anos contados da data de emissão, vencendo-se, 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 terceira série da 8ª Emissão Debêntures Eneva possui prazo de 7 anos contados da data de emissão, vencendo-se, 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 quarta 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 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 de julho de cada ano.

Em 31 de dezembro de 2024, o saldo referente a essas debêntures era de R$2.201,5 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 exploração do Projeto Futura 1; (ii) o reembolso de gastos, despesas e/ou amortização de financiamentos, bem como o custeio de

2.1 Condições financeiras e patrimoniais

gastos e despesas a serem incorridos relacionados à ampliação, via fechamento de ciclo, do Projeto Parnaíba VI; 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 exploração do Projeto UTE Jaguatirica II, todos considerados como prioritários pelo MME.

A primeira 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 segunda 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 terceira 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.

Em 31 de dezembro de 2024, o saldo referente a essas debêntures era de R$2.050,8 milhões.

Debêntures – 10ª emissão

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 destinados para (i) o reembolso de gastos e despesas pela capitalização de subsidiárias do Projeto Futura; e (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), 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 primeira série da 10ª Emissão Debêntures Eneva possui prazo de 10 anos contados da data de emissão, vencendo-se, 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

2.1 Condições financeiras e patrimoniais

de 2024 e o último na data de vencimento da respectiva série, qual seja, 15 de abril de 2034

A segunda série da 10ª Emissão Debêntures Eneva possui prazo de 15 anos contados da data de emissão, vencendo-se, 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 terceira série da 10ª Emissão Debêntures Eneva possui prazo de 5 anos contados da data de emissão, vencendo-se, 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 quarta série da 10ª Emissão Debêntures Eneva possui prazo de 7 anos contados da data de emissão, vencendo-se, 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.

Em 31 de dezembro de 2024, o saldo referente a 10ª Emissão Debêntures Eneva era de R$2.523,8 milhões.

Debêntures – 11ª emissão

Em outubro de 2023, a Eneva realizou sua 11ª emissão de debêntures, no valor total de R$5.500,0 milhões, em três séries (“11ª Emissão Debêntures Eneva”). Os recursos líquidos obtidos estão sendo destinados para (i) recompra mandatória 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 primeira série da 11ª Emissão Debêntures Eneva possui prazo de 180 dias contados da data de emissão, vencendo-se, portanto, em 13 de março de 2024, com remuneração de CDI + 1,70% a.a., com pagamento de amortização e juros na data de vencimento. Essa série foi resgatada antecipadamente em 7 de novembro de 2023.

2.1 Condições financeiras e patrimoniais

A segunda série possui prazo de 5 anos contados da data de emissão, vencendo-se, portanto, em 15 de setembro de 2028, com remuneração de CDI + 2,50% a.a., amortização anual a partir de 2025 e juros remuneratórios a serem pagos semanalmente, contados a partir da data de emissão, no dia 15 dos meses de março e setembro de cada ano.

A terceira série possui prazo de 7 anos contados da data de emissão, vencendo-se, portanto, em 15 de setembro de 2030, com remuneração de IPCA + 7,4941% a.a., 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.

Em 31 de dezembro de 2024, o saldo referente a essas debêntures era de R$ 2.093,8 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 projeto da Usina Termoelétrica Porto de Sergipe I.

As debêntures possuem prazo de vencimento de 168 meses contados da respectiva data de emissão, vencendo-se, 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.

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% a.a., com pagamento de juros semestral e amortização na data de vencimento.

Financiamento – LBBW

2.1 Condições financeiras e patrimoniais

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 (ECA), 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% a.a. O financiamento contará com pacote de garantias, incluindo: (i) alienação fiduciária de máquinas e equipamentos; e (ii) seguro de crédito à exportação (ECA).

Em 31 de dezembro de 2024, o saldo em aberto referente a esse financiamento era de R$ 124,3 milhões.

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.

O contrato possui prazo de 15 anos contados da data de emissão, vencendo-se, 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 + 2,0431% ao ano. Os contratos possuem amortização e juros mensais a partir de fevereiro de 2030.

O financiamento conta com fiança bancária até o vencimento.

Os desembolsos estão previstos para ocorrer ao longo do primeiro semestre de 2025.

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 Central Geradora Termelétrica Parnaíba 5A e 5B. 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)

2.1 Condições financeiras e patrimoniais

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 2024, o saldo em aberto deste financiamento era de R$1.103,7 milhões.

Debêntures – 1ª emissão

Esclarece-se que a Parnaíba I foi incorporada em 1º de janeiro de 2020, e dessa forma a Parnaíba Geração e Comercialização de Energia S.A sucedeu a Parnaíba I nos direitos e obrigações desta debênture.

Em 15 de novembro de 2018 a Parnaíba I realizou a 1ª emissão de debêntures no valor de R$ 866,0 milhões em duas séries. Os recursos oriundos da 1ª série foram destinados exclusivamente para investimentos na Central Geradora Termelétrica denominada UTE Maranhão IV, com Potência Instalada de 337.600 kW, composta por duas Unidades Geradoras e Sistema de Transmissão de Interesse Restrito e da Central Geradora Termelétrica denominada UTE Maranhão V, com Potência Instalada de 337.600 kW, composta por duas Unidades Geradoras e Sistema de Transmissão de Interesse Restrito. Com relação aos recursos captados pela PGC, por meio da 2ª série da 1ª emissão de debêntures, estes foram utilizados para liquidação antecipada do Contrato de Financiamento Mediante Abertura de Crédito n.º 12.2.1284.1 contraído com o BNDES. Os recursos remanescentes foram distribuídos à Eneva para realização de pagamentos, conforme detalhado nos contratos de garantias da emissão. A 1ª emissão de debêntures possui prazo de vencimento de 84 meses contados da data de emissão, vencendo-se, portanto, em 15 de novembro de 2025, com a remuneração de IPCA + 7,2227% a.a. para a 1ª Série e CDI + 2,5% a.a. para a 2ª Série. No que tange aos juros remuneratórios, estes são pagos semestralmente, a partir da data da emissão, sendo que (i) no caso da 1ª Série, o primeiro pagamento de juros ocorreu em 15 de novembro de 2019, e os demais pagamentos devidos no dia 15 dos meses de maio e novembro; e (ii) no caso da 2ª Série, o primeiro pagamento foi devido em 15 de maio de 2019, e os demais pagamentos devidos no dia 15 dos meses de maio e novembro de cada ano, até a respectiva data de vencimento das debêntures.

Em 31 de dezembro 2024, o saldo referente a essas debêntures era de R$220,0 milhões.

3. **Parnaíba II Geração de Energia S.A.**

Debêntures – 3ª emissão

2.1 Condições financeiras e patrimoniais

Em 21 de outubro de 2019 concluiu-se a 3ª emissão de debêntures de 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% a.a. e vencimento em 2025, 2ª emissão de debêntures simples de Parnaíba III Geração de Energia S.A. (sucedida 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% a.a. 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% a.a. 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% a.a. para a 1ª Série, CDI + 1,01% a.a. para a 2ª Série e CDI + 1,40% a.a. 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 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% a.a., e para a 3ª série CDI + 1,76% a.a. Ainda, a 3ª emissão de debêntures conta com garantia fidejussória a ser prestada em forma de fiança pela Companhia.

Em 31 de dezembro 2024, o saldo referente a essas debêntures era de R$370,5 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 do projeto Parnaíba VI na localidade de Santo Antonio 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

2.1 Condições financeiras e patrimoniais

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 (iv) escritura de hipoteca.

Em 31 de dezembro de 2024, o saldo referente a esse financiamento era de R$306,5 milhões.

4. **Azulão Geração de Energia S.A.**

Financiamento – BASA

Em 31 de janeiro de 2020, Azulão Geração de Energia S.A. ("Azulão") formalizou a contratação junto ao Banco da Amazônia do empréstimo no valor de R$1.000,0 milhão, com recursos do Fundo Constitucional de Financiamento do Norte ("FNO"), com a destinação dos recursos para a implantação do projeto integrado Azulão-Jaguatirica 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 (Roraima) e IPCA + 1,5584% para investimentos em Silves (Amazonas). O financiamento prevê um bônus de adimplência, com a redução dos juros para IPCA + 1,6190% a.a. e 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, (ii) cessão fiduciária de recebíveis; (ii) cessão fiduciária de direitos emergentes; (iii) cessão fiduciária dos direitos emergentes da CCC; (iv) cessão fiduciária do contrato de fornecimento de gás para a usina termelétrica;

(v) alienação fiduciária de máquinas e equipamentos do projeto; (vi) hipoteca do terreno de azulão; e (vii) garantia corporativa. A fiança bancária será reduzida a 40% do saldo devedor mediante a conclusão físico financeira do projeto.

Em 31 de dezembro de 2024, o saldo em aberto deste financiamento era de R$794.6 milhões.

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 do projeto integrado Azulão-Jaguatirica nos estados de Amazonas e

2.1 Condições financeiras e patrimoniais

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 2024, o saldo em aberto deste financiamento era de R$196,4 milhões.

5. **Projeto Futura (“SPE’s 3, 4, 5 e 6”)**

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 solar Futura I.

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.

A totalidade dos recursos foi desembolsada em maio de 2022.

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 solar Futura I.

O contrato possui prazo de 24 anos contados da data de emissão, vencendo-se, 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 desembolsados em julho de 2023.

A totalidade dos recursos foi desembolsada em maio de 2022.

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;

2.1 Condições financeiras e patrimoniais

(iii) contrato de cessão fiduciária de direitos emergentes da autorização concedida pela ANEEL; (iv) contrato de penhor da totalidade das ações; (v) alienação de maquinas e equipamentos; e (vi) fiança corporativa dos acionistas.

Em 31 de dezembro de 2024, o saldo em aberto destes financiamentos era de R$765,3 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, do 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% a.a. O financiamento conta com fiança bancária, com aval da Eneva, até o fim do financiamento.

Em 31 de dezembro de 2024, o saldo em aberto deste financiamento era de R$401,5 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, do 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.

Em julho de 2024, foi realizado o primeiro desembolso dessa linha no valor de R$ 150 milhões. O restante será desembolsado conforme evolução físico-financeira do projeto. Em 31 de dezembro de 2024, o saldo em aberto deste financiamento era de R$155,3 milhões.

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.

2.1 Condições financeiras e patrimoniais

7. **GNL Brasil Logística S.A.**

Financiamento – FNE

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 de IPCA + 3,28% a.a., 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 2024, o saldo em aberto deste financiamento era de R$62,5 milhões.

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 a seguinte característica: prazo de 5 anos contados a partir da data da emissão, vencendo-se, portanto, em 15 de setembro de 2029, com remuneração de CDI + 1,00% a.a., 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, compromete-se a manter a relação Dívida Líquida/EBITDA inferior a 4,5 durante toda a vigência das debêntures a ser acompanhado trimestralmente pelo Agente Fiduciário com base nas informações financeiras consolidadas ou demonstrações financeiras consolidadas revisadas ou auditadas pelos auditores independentes da Companhia, devendo a primeira apuração ocorrer com base nas informações relativas a 30 de setembro de 2024.

Em 31 de dezembro de 2024, o saldo em aberto referente a essas debêntures era de R$102,7 milhões.

8. **Sparta 300 SPE S.A**.

Financiamento – BB/FDA

2.1 Condições financeiras e patrimoniais

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$1.000.000,00, 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 da UTE Azulão II e IV, do 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.

Em dezembro de 2024, foi realizado o primeiro desembolso dessa linha no valor de R$ 500 milhões. O restante será desembolsado conforme evolução físico-financeira do projeto.

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 2024, o saldo em aberto deste financiamento era de R$ 502,6 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.

2.1 Condições financeiras e patrimoniais

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 encerrado em 31 de dezembro de 2024, Companhia não estivesse descumprindo nenhum *Covenant*.

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 2024.

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.

Ainda, os contratos de financiamento relativos aos projetos conduzidos por PGC bem como as emissões de debêntures da Companhia e Parnaíba II, contêm cláusulas específicas de *Covenants* financeiros, conforme abaixo demonstrado:

Sociedade	Descrição de Covenants Financeiros	Periodicidade de apuração	Posição em 31/12/2024, conforme periodicidade de apuração

2.1 Condições financeiras e patrimoniais

PGC	Dívida líquida de, no máximo, 3,0(1) vezes o EBITDA Índice de cobertura do serviço da dívida igual ou maior de 1,2(2)	Trimestral	Atendido(4)
Parnaíba II	Dívida líquida de, no máximo, 3,0 vezes o EBITDA	Anual	Atendido(4)
Eneva S.A.	Dívida líquida de, no máximo, 4,5(3) vezes o EBITDA	Anual	Atendido A Companhia apurou o índice de 2,42 vezes o EBITDA em 31 de dezembro de 2024

(1) Conforme deliberado e aprovado na assembleia de debenturistas da primeira emissão de debêntures da PGC, o quociente da divisão da Dívida Líquida pelo EBITDA era de até 4,0 (quatro inteiros) em 31/12/2022, até 3,5 (três vírgula cinco) em 31/12/2023 e até 3,0 (três inteiros) em 31/12/2024.

(2) Adicionalmente, foi deliberado e aprovado que o índice de cobertura do serviço da dívida (“ICSD”) terá a sua apuração suspensa para os exercícios sociais encerrados em 31/12/2023 e em 31/12/2024.

(3) Conforme deliberado e aprovado em assembleias de debenturistas da segunda, terceira, quinta, sexta, sétima emissões de debêntures da Eneva, e terceira emissão de debêntures da Parnaíba II, o quociente da divisão da Dívida Líquida pelo EBITDA da Eneva S.A. poderá atingir até 6,5 (seis vírgula cinco) no período compreendido entre 31/12/2022 e 30/06/2023, até 5,5 (cinco vírgula cinco) entre 30/09/2023 e 31/12/2023, até 5,0 (cinco inteiros) entre 31/03/2024 e 30/06/2024 e até 4,5 (quatro vírgula cinco) após esse período.

(4) Como até a data de divulgação deste item Parnaíba II Geração de Energia S.A. e Parnaíba Geração e Comercialização de Energia S.A. não haviam publicado suas respectivas demonstrações financeiras, não podemos divulgar o número exato do índice de alavancagem atingido no exercício encerrado em 31 de dezembro de 2024.

Adicionalmente, ressalta-se que em virtude dos contratos financeiros celebrados pela Companhia, as ações/quotas de determinadas controladas da Companhia (como por exemplo, Azulão Geração, Azulão I, Sparta 300 e PGC) são objeto de

2.1 Condições financeiras e patrimoniais

penhor ou alienação fiduciária aos credores das dívidas por estas contraídas. Para mais informações, vide o item 2.1(f) acima.

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.

(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 2024:

Empresa	Credor	Valor Contratado (em milhões)	Valor Utilizado (em milhões)	Saldo utilizado (%)
Eneva S.A	FINEP	79,3	69,5	88%
Eneva S.A	FINEP	36,5	31,5	86%
Eneva S.A	LBBW	20,270	19,3*	97%
Eneva S.A.	BNB	660	462	70%
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%
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	63,6	64%
Azulão I Geração de Energia S.A.	BASA	400	400	100%
Azulão I Geração de Energia S.A.	BB	626	150	24%
Sparta 300 SPE S.A.	BB	1.000	500	50%
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%

2.1 Condições financeiras e patrimoniais

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%

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

(em R$ milhares, exceto percentuais)	**Exercício social encerrado em 31 de dezembro de:**				
	2024	**AV (%)**	**2023**	**AV (%)**	**AH (24x23) %**
Receita operacional líquida	11.387,5	100,0%	10.090,9	100,0%	12,8%
Custo operacional líquido	(7.434,0)	(65,3%)	(6.379,7)	63,2%	16,5%
Lucro Bruto	3. 953,5	34,7%	3.711,2	36,8%	6,5%
Despesas/receitas operacionais					
Gerais e administrativas	1.068,2	(9,4%)	(1.101,6)	10,9%	(3,3%)

2.1 Condições financeiras e patrimoniais

Outras receitas / despesas operacionais	(680,2)	(6,0%)	61,7	0,6%	(1202,6%)
Resultado de equivalência patrimonial	6,8	0,1%	1,1	0,0%	538,2
Lucro antes do resultado financeiro e dos tributos sobre o lucro	211,9	19,4%	2.672,3	26,5%	(17,2%)
Resultado financeiro					
Receitas financeiras	597,7	5,2%	1.122,1	11,1%	(46,7%)
Despesas financeiras	(4.159,4)	(36,5%)	(3.512,8)	(34,8%)	18,4%
Lucro/(prejuízo) antes dos tributos sobre o lucro	(1.349,8)	(11,9%)	281,6	2,8%	(579,4%)
Imposto de Renda e Contribuição Social sobre o lucro					
Corrente	(237,9)	(2,1%)	(120,6)	(1,2%)	97,3%
Diferido	2.137,1	18,8%	142,4	1,4%	1400,4%
Lucro líquido do exercício	**549,5**	**4,8%**	**303,4**	**3,0%**	**81,1%**

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 sociais encerrados em 31 de dezembro de 2024 e 2023, assim se apresenta:

	Exercício social encerrado em 31 de dezembro de:

2.1 Condições financeiras e patrimoniais

	2024	2023
Receita Bruta		
Disponibilidade (ACR)	6.254,2	6.734,0
Venda de energia (ACR)	965,3	300,6
Venda de energia (ACL)	4.884,5	3.887,1
Valor justo dos contratos de energia	-	214,7
Venda de gás e condensado	698,6	277,6
Arrendamento	-	-
Total da receita bruta	12.802,6	11.414,0
Deduções da receita		
Impostos sobre vendas	(1.136,9)	(1.149,8)
Pesquisa e Desenvolvimento	(72,7)	(69,0)
Ressarcimento	(68,2)	(104,4)
Outras deduções	(137,3)	-
Total das deduções da receita	(1.415,1)	(1.323,1)
Total da receita de operacional líquida	**11.387,5**	**10.090,9**

A receita operacional líquida da Companhia passou de R$10.090,9 milhões no exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2023 para R$11.387,5 milhões no exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2024, representando um aumento de R$1.296,6 milhões, ou 12,8%, e teve como principais fatores:

a. Aumento na venda de energia no ambiente de comercialização regulado no valor de R$629,1 milhões. O acréscimo está vinculado às incorporações de Linhares, Povoação e Tevisa, companhias antes pertencentes ao BTG Pactual, e à indexação pelo IPCA dos contratos de receita fixa, cujo reajuste se dá no mês de novembro;

b. Aumento na venda de energia no ambiente de comercialização livre (ACL) no montante de R$996,5 milhões, decorrente do aumento substancial no segmento de

2.1 Condições financeiras e patrimoniais

comercialização devido às operações estruturadas junto à ABC Brasil e ao Santander; e

c. Aumento na venda de gás condensado advindo do início das operações na malha e atendimento aos contratos junto a Vale S.A. e a Suzano S.A. no valor de R$421,0 milhões.

Custo dos bens e/ou serviços vendidos

O custo dos bens e/ou serviços vendidos passou de R$6.379,7 milhões no exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2023 para R$7.434,0 milhões no exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2024, representando um acréscimo de R$1.054,3 milhões ou 16,5%. Esse acréscimo deve-se, principalmente, aos fatores abaixo:

a. Aumento no montante de R$ 326,4 milhões no custo referente a energia e gás para revenda, devido, principalmente atendimento dos contratos das comercializadoras; e

b. Adicionalmente, a Companhia registrou o valor de R$468,7 milhões referente ao valor justo dos contratos de energia oriundo dos contratos firmados junto à ABC Brasil e ao Santander.

Despesas gerais e administrativas

As despesas administrativas e gerais da Companhia foram de R$1.101,6 milhões no exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2023, para R$ 1.068,2 milhões no exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2024, representando uma redução de despesas de R$33,4 milhões ou 3,3%. A redução deve-se, principalmente, à diminuição dos serviços de terceiros devido à otimização de despesas com consultorias e gerenciamento de projetos.

Outras receitas e despesas

As outras receitas e despesas operacionais passaram de um saldo de receita de R$61,7 milhões no exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2023 para um saldo de despesas de R$680,2 milhões no exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2024. Essa variação na ordem de 1202,6%, deve-se principalmente à:

a. perda por redução ao valor recuperável (*impairment*) das usinas térmicas a carvão após a constatação de indicativos de desvalorização face a falta de visibilidade para recontratação das usinas, cujos prazos atuais dos contratos regulados se encerram em 2027 e 2028 (Itaqui e Pecém, respectivamente).

Resultado Financeiro

Receitas Financeiras

As receitas financeiras da Companhia foram de R$1.122,1 milhões no exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2023 para R$597,7 milhões no exercício

2.1 Condições financeiras e patrimoniais

social encerrado em 31 de dezembro de 2024, representando um decréscimo de R$524,3 milhões ou 46,7%, devido, principalmente, à desvalorização do câmbio referente ao arrendamento da FSRU da UTE Porto Sergipe I. Adicionalmente, o refinanciamento da UTE Porto Sergipe I foi totalmente liquidado no exercício encerrado em 31 de dezembro de 2023, gerando uma redução de R$237,6 milhões quando comparado com 31 de dezembro de 2024.

Despesas Financeiras

As despesas financeiras da Companhia foram de R$3.512,8 milhões no exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2023 para R$4.150,0 milhões no exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2024, representando um acréscimo de R$638,2 milhões ou 18,2%, devido à atualização monetária sobre as dívidas da Companhia, além da variação cambial incidente do contrato de arrendamento da FSRU da UTE Porto Sergipe. Adicionalmente, aumento decorrente da apropriação dos juros da antecipação de recebíveis em 2024.

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$120,6 milhões no exercício encerrado em 31 de dezembro de 2023 para R$237,9 milhões no exercício encerrado em 31 de dezembro de 2024, representando um aumento da despesa de R$117,3 milhões ou 97,3%, em decorrência, principalmente: (i) da consolidação do resultado das térmicas do ES (Linhares, Povoação e Tevisa) no montante de R$ 59,3 milhões; e (ii) da subsidiária PGC que apurou maior lucro tributável em função do maior despacho em 2024 impactando em uma variação de R$ 62,8 milhões.

Diferido

O valor referente ao imposto de renda e contribuição social diferidos da Companhia passaram de uma despesa de R$142,4 milhões no exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2023, para uma receita de R$2.134,3 milhões no exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2024, representando um aumento de R$ 1.991,8 milhões ou 1398,3%, gerado, principalmente, pela baixa do passivo diferido constituído sobre a mais valia gerada na aquisição de controle da UTE Porto Sergipe I. A baixa aconteceu em decorrência da incorporação societária da UTE Porto Sergipe I na Companhia, em 24 de junho de 2024.

FLUXO DE CAIXA

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

2.1 Condições financeiras e patrimoniais

	Exercício social encerrado em 31 de dezembro de:		
(em milhares de reais, exceto percentuais)	**2024**	**2023**	**AH (%) 24x23**
Caixa e equivalentes de caixa líquido gerados pelas atividades operacionais	4.155,6	2.790,2	48,9%
Caixa e equivalentes de caixa líquido consumidos nas atividades de investimentos	(3.405,2)	(1.730,0)	96,8%
Caixa e equivalentes de caixa líquido gerados / (consumidos) nas atividades de financiamentos	101,8	(9,4)	(1178,7%)
Aumento/diminuição de caixa e equivalentes de caixa	852,2	1.050,8	(18,9%)

Caixa e equivalentes de caixa líquidos gerados pelas atividades operacionais

O caixa líquido gerado pelas atividades operacionais passou de R$2.790,2 milhões no exercício encerrado em 31 de dezembro de 2023, para R$4.155,6 milhões no exercício encerrado em 31 de dezembro de 2024, registrando um aumento de R$1.365,5 milhões ou 48,9%. Essa variação ocorreu, principalmente, devido aos ajustes para reconciliar o lucro ao fluxo de caixa operacional, advindos dos eventos de:

(a) Perda por redução ao valor recuperável (*impairment*) no exercício encerrado em 2024, gerado pela constatação de indicativos de desvalorização face a falta de visibilidade para recontratação das usinas à carvão no montante de R$634,7 milhões; e

(b) Variação no valor justo dos contratos de comercialização de energia que devido a operação junto à ABC Brasil Comercializadora de Energia e ao Santander firmadas no decorrer do exercício passou de uma redução de R$214,7 milhões para um aumento de R$468,8 milhões, resultando em uma variação de R$683,4 milhões ou 318,3%.

Caixa e equivalentes de caixa líquido consumidos nas atividades de investimentos

O caixa líquido consumido nas atividades de investimento passou de R$1.730,0 milhões no exercício encerrado em 31 de dezembro de 2023, para R$3.405,2 milhões no exercício finalizado em 31 de dezembro de 2024, registrando uma redução de R$1.675,2 milhões ou 96,8%. Essa variação aconteceu, substancialmente, devido à (às):

(a) Aquisição advinda da combinação de negócios efetuadas em que a Companhia adquiriu de maneira integral as empresas Linhares, Povoação e Tevisa, e Gera

2.1 Condições financeiras e patrimoniais

Maranhão do Banco BTG Pactual. O total do caixa consumido nessas aquisições foi de R$932,9 milhões.

(b) Redução dos investimentos em títulos e valores mobiliários passando de R$ 794,7 milhões em 31 de dezembro de 2023 para R$ 93,8 milhões em 31 de dezembro de 2024, ocasionando uma redução na geração de caixa de R$700,8 milhões.

Caixa líquido gerado/(consumido) nas atividades de financiamento

O caixa líquido consumido pelas atividades de financiamento passou de R$9,4 milhões no exercício encerrado em 31 de dezembro de 2023 para um caixa gerado de R$101,8 milhões no exercício encerrado em 31 de dezembro de 2024, registrando uma variação de R$111,2 milhões ou 1178,7%. Essa variação aconteceu em virtude de:

(a) Redução nos processos de captação, amortização de principal e pagamento de juros referentes aos empréstimos, financiamentos e debêntures no valor de R$ 3.104,2 milhões seguindo o cronograma de pagamentos previsto, com destaques para o final das amortizações da 2ª emissão de 1ª série e 2ª série da Eneva, bem como a 2ª emissão de 2ª série e 3ª série da UTE Porto Sergipe I.

(b) Aumento de capital no montante de R$ 3.151,1 milhões, decorrente de oferta pública de emissão primária de ações ocorrida em outubro de 2024.

2.2 Resultados operacional e financeiro

(a) resultados das operações da Companhia

(i) descrição de quaisquer componentes importantes da 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 de geração e comercialização de energia elétrica.

A Companhia registrou R$ 11.387,5 milhões de receita operacional líquida no exercício social findo em 31 de dezembro de 2024, sendo 12,8% maior em relação ao total de R$ 10.090,9 milhões registrado no exercício social findo em 31 de dezembro de 2023.

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.

(ii) fatores que afetaram materialmente os resultados operacionais

Exercícios sociais encerrados em 31 de dezembro de 2024 e 2023

Em 2024, a carga do Sistema Interligado Nacional (“SIN”) apresentou uma tendência geral de crescimento, impulsionada pelo crescimento econômico gradual e pelas altas temperaturas no segundo semestre. O crescimento médio anual foi de 7% em comparação a 2023, com exceção do mês de dezembro, que não apresentou aumento de carga devido a temperaturas mais amenas.

O ano também foi marcado pelo retorno de cenário hidrológico mais alinhado à Média de Longo Termo (“MLT”), com a Energia Natural Afluente (“ENA”)

2.2 Resultados operacional e financeiro

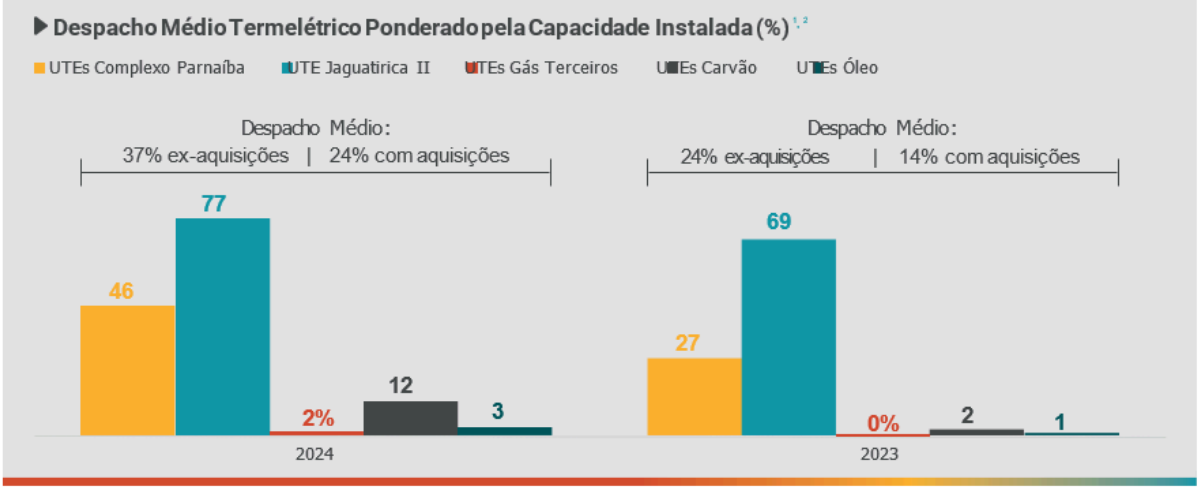
ligeiramente abaixo ou em linha à MLT na maior parte dos subsistemas. A baixa performance hidrológica em determinados períodos levou a limitações na disponibilidade de potência das usinas hidráulicas, aumentando a necessidade de despacho térmico para atender à demanda principalmente ao longo do segundo semestre de 2024.

No entanto, houve demanda por despacho termelétrico distribuído em grande parte do ano, com geração fora da ordem de mérito que não refletiu apenas a necessidade de atendimento sazonal da demanda e disponibilidade de recursos hidrológicos, mas também foi acionada para fazer frente à necessidade de energia firme nos momentos de redução da geração eólica e solar, devido principalmente ao crescimento acelerado de fontes intermitentes, em contexto também de expansão da carga.

Além disso, em 2024, a exportação de energia térmica para a Argentina e Uruguai foi, em média, menor que a verificada em 2023. Esse comportamento pode ser explicado pela condição hidrológica menos favorável do que 2023 no Brasil, com o aumento da necessidade de atendimento à demanda por fontes térmicas no SIN, além do maior acionamento de termelétricas ao longo do ano para atendimento a ponta de carga, inviabilizando assim a exportação em diversos momentos. Também contribuiu para a redução da exportação a inviabilidade de exportação de energia em grande parte do mês de maio/24, período em que a Argentina apresentou elevada sinalização de necessidade de importação de energia. Na ocasião, não foi possível operacionalizar a exportação em função da indisponibilidade técnica das linhas de transmissão e da conversora de Garabi, na Região Sul do Brasil, até o início de junho/24, como resultado da ocorrência de eventos climáticos extremos de chuvas no Estado do Rio Grande do Sul que se estenderam do final de abril até meados de maio, com rompimento parcial da barragem da UHE 14 de Julho, assim como o alagamento da Subestação Nova Santa Rita e o desligamento de 30 linhas de transmissão, 8 transformadores e 5 UHEs na região.

Como resultado dos efeitos destacados acima, o despacho médio termelétrico do portfólio consolidado da Eneva em 2024 totalizou 37% frente aos 24% registrados no mesmo período de 2023. Importante destacar que no último trimestre do ano foram adicionados 859 MW de capacidade instalada ao portfólio da Eneva, que geraram 299 GWh de energia bruta em todo o ano de 2024 e, considerando essas usinas, em ambos os períodos, o despacho médio do ano é de 24% versus 14% no anterior.

2.2 Resultados operacional e financeiro



[1] Para fins de comparabilidade entre os períodos, foram apresentados nos gráficos de despacho e geração médios os resultados operacionais de 2023 e 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.

[2] A partir do início de 2024, o despacho médio ponderado pela capacidade total instalada da Eneva não considera mais a capacidade instalada da UTE Fortaleza, de 327 MW, uma vez que essa usina foi desligada em dezembro de 2023. Em 2023, o dado de despacho médio ponderado pela capacidade instalada total da Companhia considera a capacidade da usina, uma vez que a mesma se encontrava operacional e disponível para geração naquele período.

Os principais motivos de despacho térmico pelas usinas da Eneva foram:

- Nas usinas do Complexo Parnaíba: geração para exportação, principalmente no terceiro trimestre de 2024, assim como para atendimento à demanda do SIN, para fazer frente aos despachos por (i) restrição elétrica, em função de solicitação pelo ONS para garantia de confiabilidade e estabilidade do sistema elétrico, (ii) ordem de mérito de custo, quando da indicação dos modelos e (iii) unit commitment, acionado de forma complementar aos despachos necessários para o sistema de modo a atender as restrições contratuais das usinas. Adicionalmente, a UTE Parnaíba II despachou por inflexibilidade em 50% do ano, conforme previsto em seu CCEAR;
- Nas usinas a carvão, despacho principalmente para atendimento à ponta de carga do SIN;
- Para o Sistema Isolado de Roraima, despacho por mérito pela UTE Jaguatirica II ao longo de todo o ano de 2024.

Com o aumento do despacho médio na comparação anual, a geração de energia termelétrica apresentou crescimento de 71,1% em 2024 frente a 2023, somando geração bruta total de 9.122 GWh, sem considerar o despacho dos ativos adquiridos em outubro/24. Considerando a geração dos ativos adquiridos em ambos os períodos, inclusive nos períodos anteriores à aquisição, a geração total da Companhia totalizaria 9.421 GWh em 2024, com aumento de 52,0% versus 2023.

2.2 Resultados operacional e financeiro

Adicionalmente, foram gerados 155 GWh na UTE Porto de Sergipe I no último trimestre de 2024 para atendimento ao despacho antecipado entre 30 de novembro e 20 de dezembro, realizado através de solução alternativa de suprimento, com geração do próprio ativo e com geração para substituição de energia do Complexo Parnaíba. Considerando a impossibilidade do suprimento de gás natural à usina diretamente por meio do FSRU entre outubro/24 e dezembro/24, em decorrência da falha na tubulação de conexão (riser), identificada e divulgada ao mercado em Fato Relevante em 7 de outubro/24, a Companhia implementou soluções alternativas que possibilitaram o suprimento da térmica e atendimento ao despacho, parcialmente, pela geração do próprio ativo, e, majoritariamente, pela geração de energia por substituição do Complexo Parnaíba. Vale ressaltar que a falha no riser e o reestabelecimento do suprimento da UTE Porto de Sergipe I pelo Hub Sergipe foram concluídos até o final de dezembro/24.

No segmento de geração solar, em 2024, dando continuidade à trajetória de crescimento de disponibilidade após a estabilização, o Complexo atingiu uma disponibilidade média de 92% e uma geração bruta total de 1.475 GWh, frente à geração bruta total de 969 GWh no ano anterior e a disponibilidade média de 84% registrada desde o início da operação até o final de 2023.

No segmento de Upstream, a produção total de gás natural da Eneva atingiu 1,67 bcm em 2024, com 1,44 bcm provenientes do Complexo Parnaíba e 0,23 bcm da Bacia do Amazonas, no Campo de Azulão, destinado ao suprimento da UTE Jaguatirica II. Este volume representa um aumento de 54,8% em relação ao total produzido em 2024, que foi de 1,08 bcm, devido principalmente à maior demanda por gás nas termelétricas do Complexo Parnaíba e melhoria da disponibilidade na UTE Jaguatirica II no início do ano que impulsionou a demanda por gás da termelétrica.

Vale observar que, a despeito do aumento do despacho na comparação anual, houve ligeira redução de produção de gás em 0,01 bcm no Campo de Azulão devido à melhoria da eficiência operacional nos sistemas de autogeração e liquefação de Azulão, aprimorada após a realização de investimentos destinados à otimização do consumo de gás na planta como um todo.

A Receita Operacional Líquida consolidada da Eneva totalizou R$ 11.387,5 milhões em 2024, representando um crescimento de 12,8% em relação a 2023. Esse aumento deve-se, principalmente, entre outros, aos seguintes fatores:

- Incremento de R$ 731,5 milhões das usinas do Complexo Parnaíba refletindo o início dos Contratos de Comercialização de Energia em Ambiente Regulado (“CCEARs”) da UTE Parnaíba V em janeiro de 2024, o reajuste contratual pelo IPCA dos contratos regulados das usinas Parnaíba I à III, e os despachos regulatórios para atendimentos à exportação e ao SIN;

2.2 Resultados operacional e financeiro

- Aumento de R$ 625,6 milhões da Comercializadora, impulsionada pelo maior volume e preços de energia no período;
- Crescimento da receita proveniente do Hub Sergipe em R$ 497,2 milhões, refletindo, principalmente, o início das operações de comercialização de gás no segmento, com a consolidação da Mesa de Gás em 2024 e o início dos contratos de venda de gás a partir do segundo semestre de 2024;
- R$ 495,2 milhões de receita dos resultados dos ativos adquiridos no final de ano de 2024, principalmente decorrentes das receitas fixas dos contratos;
- Aumento da receita do segmento de geração a carvão em R$ 220,7 milhões, principalmente em função da maior receita de geração variável devido ao maior despacho no ano de 2024 versus 2023;
- Incremento da receita de geração a gás em Roraima na UTE Jaguatirica II em R$ 114,6 milhões em função tanto do reajuste contratual anual da receita fixa quanto do maior despacho em 2024 versus 2023, com a conclusão da estabilização da usina ao final de 2023;
- Os movimentos de crescimento acima foram parcialmente compensados pela redução de receita de R$ 1.392,3 milhões da UTE Fortaleza, cujo contrato regulado com a distribuidora do Ceará se encerrou em dezembro/23. Com isso, a usina foi desligada ao final de dezembro/23, e o ativo permanecerá em hibernação enquanto a Eneva avalia eventuais oportunidades de contratação de um novo ciclo para o ativo.

O custo operacional líquido (incluindo depreciação e amortização) foi de R$ 7.434,0 milhões no exercício findo em 31 de dezembro de 2024, registrando aumento de 16,5% frente ao exercício de 2023, em função, sobretudo:

(i) do aumento de custos no segmento de comercialização de energia em R$ 880,3 milhões, refletindo o maior volume e preços de energia adquirida;

(ii) do crescimento dos custos do Hub Sergipe em R$ 433,9 milhões, refletindo principalmente os custos relacionados ao início das operações da Mesa de Gás;

(iii) maiores custos no segmento de geração a carvão em R$ 241,5 milhões, impulsionados pelo crescimento dos custos variáveis em função do maior despacho, e ainda refletindo um preço médio de estoque mais elevado frente ao valor da receita variável atrelada a CVU recebida pelo despacho;

(iv) Entrada no resultado dos custos das Térmicas a Gás Espírito Santo e das usinas a óleo, adquiridas no 4T24, com registro de custos pro rata de R$ 114,3 milhões a partir das respectivas conclusões das aquisições;

(v) Aumento de R$ 63,7 milhões em custos totais no segmento de geração solar devido, principalmente, ao registro de um ano inteiro de resultados do Complexo Solar Futura 1 em 2024, frente ao resultado parcial a partir do início da operação comercial da usina solar em 2023, a partir de 26 de maio/23;

2.2 Resultados operacional e financeiro

(vi) Os custos foram parcialmente compensados pela redução nos custos relacionados à UTE Fortaleza em R$ 679,9 milhões na comparação anual, refletindo o desligamento da usina de Fortaleza em dezembro/23.

As Despesas Operacionais, excluindo depreciação e amortização, aumentaram 2,7%, totalizando R$ 580,4 milhões em 2024, como reflexo do aumento das despesas gerais e administrativas. Esse aumento foi concentrado principalmente nas despesas relacionadas aos programas de Incentivo de Longo Prazo (ILPs). Em 2024, essas despesas aumentaram R$ 41,2 milhões frente ao valor total de 2023, uma vez que a rubrica, em 2023, foi positivamente impactada por efeito pontual relacionado à revisão do cálculo e contabilização do valor justo de determinados programas de ILP da Companhia, resultando na reversão de R$ 48,0 milhões em despesas contabilizadas em trimestres anteriores no quarto trimestre de 2023.

A rubrica de Outras Receitas e Despesas registrou resultado negativo de R$ 680,0 milhões em 2024, frente à receita total de R$ 61,9 milhões em 2023, refletindo principalmente o registro de despesa contábil não caixa de R$ 634,7 milhões no 4T24, relacionada à realização de testes de recuperabilidade (*Impairment*) dos ativos de geração a carvão, UTEs Itaqui e Pecém II, que demonstraram redução do valor recuperável de seus ativos, considerando a conversão das usinas para gás natural dada a falta de visibilidade sobre a realização de leilão para recontratação dos ativos utilizando o combustível atual. Importante destacar que a Companhia vem aprimorando os estudos relativos à conversão destas plantas para suprimento a gás natural, que inicialmente demonstraram viabilidade técnica.

Como resultado dos efeitos acima, no exercício social de 2024 a Companhia registrou EBITDA Consolidado de R$ 3.901,5 milhões, redução de 8,9% em relação a 2023, principalmente em função do registro da despesa contábil não caixa com Impairment dos ativos de geração a carvão de R$ 634,7 milhões no 4T24. Desconsiderando o efeito do Impairment, o EBITDA de 2024 atingiria R$ 4.536,3 milhões, aumento de 5,9% versus 2023.

Em 2024, a Companhia apresentou resultado financeiro líquido negativo de R$ 3.561,7 milhões, comparado ao resultado negativo de R$ 2.390,8 milhões em 2023. O aumento do resultado financeiro líquido negativo em 49,0% na comparação anual foi principalmente em função de:

(i) impacto não caixa –negativo de R$ 925,9 milhões devido à variação cambial líquida negativa sobre arrendamento mercantil, comparado a um resultado positivo de R$ 253,4 milhões em 2023. Essa variação foi principalmente causada pela contabilização de -R$ 1.179,3 milhões de variação cambial sobre o arrendamento do FSRU da UTE Porto de Sergipe I, refletindo a valorização da taxa de câmbio ao longo de 2024.

2.2 Resultados operacional e financeiro

(ii) Impacto –negativo de R$ 451,5 milhões na rubrica de “Variação da marcação a mercado dos swaps”, efeito recorrente sem impacto caixa, referente a: (a) ao resultado de -R$ 264,4 milhões da marcação a mercado do swap referente à operação de antecipação de recebíveis da UTE Porto de Sergipe I que tem como fator de desconto o CDI; e (b) ao resultado da marcação a mercado das operações de compra de energia nas UTEs LORM, Povoação e Viana 1, com impacto de R$ 124,1 milhões no 4T24. Vale ressaltar que estas operações foram realizadas com o intuito de mitigar a exposição das receitas dos contratos do Procedimento Competitivo Simplificado das usinas, não sujeitas a marcação a mercado, a flutuações do PLD e;

(iii) Impacto negativo na comparação anual de R$ 236,0 milhões na rubrica de Juros a incorrer sobre antecipação de recebíveis na comparação anual, principalmente relacionado ao início da contabilização das operações de adiantamento parcial de receita fixa estruturadas nas UTE Porto de Sergipe I em julho/24 – até então o montante contabilizado nessa linha refletia apenas as antecipações realizadas em Itaqui e Pecém II em setembro/23.

Os seguintes efeitos parcialmente mitigaram a piora do resultado financeiro líquido no período:

(i) Nesse exercício não houve contabilização de despesa líquida relacionada à reestruturação financeira da CELSE concluída ao longo do 4T23, ao passo que em 2023 foram registrados R$ 194 milhões de despesas líquidas de receitas financeiras referentes a esse processo;

(ii) Contabilização, no 4T23, de despesa pontual não caixa em um total de R$ 370,1 milhões, relacionada à reclassificação da contabilização do reconhecimento integral em resultado do valor justo das debêntures após liquidação antecipada dos swaps contratados para conversão da exposição de IPCA para CDI.

Os tributos correntes e diferidos no exercício findo em 31 de dezembro de 2024 totalizaram R$ 1.899,2 milhões, quando comparado a 21,8 milhões no exercício findo em 31 de dezembro de 2023. O principal fator que impulsionou o resultado em 2024 foi o efeito one-off positivo não caixa de R$ 1.429,7 milhões, ocorrido no segundo trimestre de 2024, referente à baixa contábil do passivo de IRPJ/CSL diferidos, constituídos em outubro de 2022 sobre a mais valia, no contexto da aquisição de 100% das ações da Centrais Elétricas de Sergipe S.A. (Celse).

Outro fator relevante, que contribuiu para esse resultado no ano foi a constituição do ativo de IRP/CSL diferidos sobre a provisão do *Impairment* dos ativos do segmento de Carvão em R$ 216,0 milhões.

Dessa forma, refletindo os efeitos mencionados acima, no exercício social findo em 31 de dezembro de 2024, a Eneva registrou lucro líquido do exercício de R$ 549,5

2.2 Resultados operacional e financeiro

milhões, apresentando crescimento de 81,1%frente ao exercício social findo em 31 de dezembro de 2023.

(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 2024 e o comparativo com o exercício social de 2023:

	Exercício social encerrado em 31 de dezembro de	
	2024	**2023**
Crescimento (redução) do PIB – Acumulado em 4 trimestres(1)	3,4%	2,9%
Inflação acumulada no período (IGP-M)(2)	6,5%	-3,2%
Inflação acumulada no período (IPCA)(3)	4,8%	4,6%
CDI ao fim do período(4)	12,2%	11,7%
TJLP ao fim do período(5)	7,4%	6,6%
Valorização (desvalorização) do real frente ao dólar no período(6)	27,9%	-7,2%
Taxa de câmbio ao fim do período(7)	6,1923	4,8413
Taxa de câmbio média no período(8)	5,3920	4,9953

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 2024 e 2023, foram utilizado os últimos 12 meses até 31

2.2 Resultados operacional e financeiro

de dezembro de 2024 e 2023.

(3) IPCA é o índice de preços do consumidor amplo conforme calculado pelo IBGE. Para 2024 e 2023, foram utilizado os últimos 12 meses até 31 de dezembro de 2024 e 2023.

(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 2024 e 2023 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 (DI, TJLP e Euribor) 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 DI, 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 2024, 99,5% do endividamento da Companhia era denominado em reais (R$), sendo 79,5% atrelados ao IPCA, 19,1% ao CDI, e 1,4% pré-fixado e EURIBOR+. Já em 31 de dezembro de 2023, o endividamento da Companhia era denominado em reais (R$), sendo 60,9% atrelados ao IPCA, 39,0% ao CDI e 0,2% à TJLP. Em 31 de dezembro de 2022, 97,9% do endividamento da Companhia era denominado em reais (R$) dos quais 25,9% atrelados ao CDI, 0,3% à TJLP, 59,0% ao IPCA, e 12,7% pré-fixado. 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.

2.2 Resultados operacional e financeiro

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 (*Small Scale* LNG - "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

Geração de Energia:

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.

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

2.2 Resultados operacional e financeiro

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 em Ambiente de Contratação Regulado, 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 e LORM (Luiz Oscar Rodrigues de Melo).

2.2 Resultados operacional e financeiro

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, Parnaíba IV e, a partir de 2025, Parnaíba VI, tem o seu custo de geração atrelado apenas ao IPCA. A UTE Parnaíba V, operacional desde novembro de 2022, é o fechamento de ciclo da UTE Parnaíba I, de maneira que sua produção de energia elétrica não consome gás natural, não tendo, portanto, custos de combustível associados. Os demais custos de operação desta usina são reajustados pela inflação americana (CPI-U) e o dólar americano.

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*.

O IGPM, PPI e o dólar americano impactavam a receita e os custos da UTE Fortaleza até o final de dezembro de 2023. O contrato firmado no ACR com a UTE Fortaleza teve sua vigência encerrada ao final de 2023, portanto, ainda contribuindo para o total de receitas apresentado no exercício social encerrado em 2023. No entanto, este ativo foi desligado ao final de dezembro de 2023 e permanecerá em hibernação, não gerando mais receitas, sejam elas fixas ou variáveis, e custos associados à geração para a Companhia.

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

(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 01 de janeiro de 2024. Outras normas também entraram em vigor na mesma data, mas não identificamos impactos materiais às demonstrações financeiras da Companhia. As principais alterações avaliadas foram:

CPC 40 (R1)/IFRS 7 - Acordos de financiamentos de fornecedores

As alterações passam a requerer que a entidade divulgue informações adicionais sobre seus acordos de financiamento de fornecedores que permitam aos usuários avaliarem os efeitos desses acordos nos passivos e fluxos de caixa da entidade e na exposição da entidade ao risco de liquidez. A Companhia avaliou o conteúdo desse pronunciamento e não identificou a necessidade de divulgar informações adicionais além daquelas que já estão divulgadas na nota explicativa 20 – Fornecedores de projetos em construção.

Agenda IFRIC (“International Financial Reporting Interpretations Committee”) sobre divulgação de receitas e despesas para segmentos reportáveis (CPC 22/IFRS 8)

Em julho de 2024, o IASB aprovou uma decisão da agenda do IFRIC em relação ao relatório de segmentos reportáveis. A decisão trata de como uma entidade aplica os requisitos do parágrafo 23 do IFRS 8 para divulgar para cada segmento reportável os valores específicos relacionados ao lucro ou prejuízo do segmento.

A Companhia avaliou o conteúdo deste pronunciamento e incluiu na nota explicativa 2 – Informações por segmento do negócio o custo operacional líquido por tipo de segmento, entendendo que facilita ao leitor o cálculo do lucro bruto de cada segmento.

IFRS 18 – Apresentação e divulgação das Demonstrações Financeiras

Estabelece novos requerimentos que ajudarão a alcançar a comparabilidade do desempenho financeiro das entidades, fornecendo informações relevantes que representem fielmente os ativos, passivos, patrimônio líquido, receitas e despesas. Esta norma é obrigatória a partir de 1º de janeiro de 2027. A Companhia está avaliando detalhadamente os impactos do novo padrão em demonstrações financeiras.

IFRS S1 e IFRS S2 – Divulgação de informações financeiras relacionadas à sustentabilidade e mudanças climáticas

O IFRS S1 e o IFRS S2 foram emitidos para estabelecer um padrão global para a divulgação de informações financeiras relacionadas à sustentabilidade e mudanças climáticas. O IFRS S1 define os requisitos gerais para que as empresas informem como riscos e oportunidades de sustentabilidade podem impactar sua posição

2.3 Mudanças nas práticas contábeis/Opiniões modificadas e ênfases

financeira e desempenho no curto, médio e longo prazo, abrangendo governança, estratégia, gestão de riscos e métricas 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. Essas normas entrarão em vigor obrigatoriamente a partir de 1º de janeiro de 2026, e a Companhia está avaliando os impactos da adoção dessas normas em suas divulgações financeiras e operacionais.

CPC 48/IFRS 9 e CPC 40/IFRS 7 – Contratos com referência a 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 que tenham como referência 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 variabilidade devido à volatilidade na geração de energia que depende de condições naturais. As mudanças incluem: (i) orientações para a determinação pela entidade se os contratos de energia que dependem de condições naturais devem ser tratados contabilmente 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 01 de janeiro de 2026. O Grupo está em processo inicial de análise dos efeitos dessas mudanças em suas demonstrações financeiras, mas não espera que resultem em impactos materiais.

CPC 26/IAS 1 – Apresentação das Demonstrações Contábeis

O IASB alterou o IAS 1 para esclarecer a classificação de passivos como circulantes ou não circulantes. Inicialmente, a mudança de 2020 determinava que, se uma entidade tivesse cláusulas restritivas (covenants) a serem cumpridas após a data do balanço, mas não tivesse garantido o cumprimento até essa data, o passivo deveria ser classificado como circulante. Em 2022, o IASB revisou essa regra, esclarecendo que apenas covenants exigidos até a data do balanço afetam a classificação do passivo. Se o cumprimento do covenant for exigido apenas depois

2.3 Mudanças nas práticas contábeis/Opiniões modificadas e ênfases

dessa data, ele não altera a classificação do passivo. Além disso, foram incluídos novos requisitos de divulgação sobre o risco de liquidação nos 12 meses seguintes.

A aplicação dessas alterações é obrigatória para exercícios iniciados a partir de 1º de janeiro de 2024. Não tivemos impacto na divulgação devido a essa mudança.

Reforma Tributária Internacional – Pillar 2

No dia 27 de dezembro de 2024, foi publicada a Lei nº 15.079 que institui o Adicional da Contribuição Social sobre o Lucro Líquido (CSLL), introduzindo no Brasil o chamado Tributo Complementar Mínimo Doméstico Qualificado (QDMTT), em linha com a iniciativa Pillar 2 sob a coordenação da Organização para a Cooperação e Desenvolvimento Econômico (OCDE). O objetivo da norma é estabelecer uma tributação mínima efetiva de 15% sobre o lucro global (Lucro GloBe), no processo de adaptação da legislação brasileira às Regras Globais Contra a Erosão da Base Tributária (Regras GloBe).

A Companhia avaliou a aplicabilidade da norma, concluindo que como todo resultado consolidado é 100% gerado e tributado no Brasil, não está sujeita às Regras GloBe.

(b) opiniões modificadas e ênfases presentes no relatório do auditor

Os Diretores da Companhia informam que, no exercício social encerrado 31 de dezembro de 2024, o relatório dos auditores independentes não incluiu parágrafos de ênfase ou ressalva.

2.4 Efeitos relevantes nas DFs

(a) introdução ou alienação de segmento operacional

Os diretores da Companhia informam que, no exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2024, houve introdução de segmentos operacionais denominados Térmica a Óleo e SSLNG.

O segmento de Térmicas a Óleo passou a ser reportado a partir de 31 de dezembro de 2024 com a aquisição das usinas termelétricas Gera Maranhão e Tevisa, considerando a tomada de decisões estratégicas, incluindo aspectos ambientais, sociais e governamentais.

A introdução desses segmentos amplia o modelo de negócios da Companhia, na medida em que traz um importante aumento de escala e permite uma ampla integração entre as atividades energia térmica gerada a óleo e a gás. O segmento de SSLNG passa a ser reportado considerando o modelo de negócios em pequena escala de GNL em que a Companhia passou a suprir para clientes off-grid, dentre eles plantas industriais de grandes empresas, distribuidores regionais e empresas que utilizam transporte rodoviário em frota. A Administração entende que este segmento possui potencial crescimento, com expectativa de contribuição significativa para as receitas da Companhia.

Embora o segmento de SSLNG não atinja o critério quantitativo requerido pelas normas contábeis para segmentos reportáveis, a administração da Companhia realizada acompanhamento qualitativo desse segmento por entender que possui potencial de crescimento, com expectativa de contribuição significativa para as receitas da Companhia.

(b) constituição, aquisição ou alienação de participação societária

Em síntese, as principais aquisições de participação societária pela Companhia visaram à expansão e diversificação do portfólio operacional da Companhia, especialmente voltado às atividades de comercialização e geração de energia, os quais se espera potencializar, com consequente ganho de eficiência operacional e financeira.

Aquisição e incorporação da Tevisa

No dia 25 de outubro de 2024, a Companhia concluiu a incorporação da parcela cindida do patrimônio líquido da BTG Pactual Holding Participações S.A. (“BTGP”) composta por 262.800.000 (duzentas e sessenta e duas milhões e oitocentas mil) ações ordinárias de emissão da Termelétrica Viana S.A. (“Tevisa”), equivalentes a 100% (cem por cento) do seu capital social. A operação foi concluída após o cumprimento ou renúncia, conforme o caso, de todas as condições suspensivas aplicáveis.

O preço de aquisição pago no fechamento da operação, através da emissão de 42.654.882 novas ações da Companhia ao preço unitário de R$14, entregues aos

2.4 Efeitos relevantes nas DFs

vendedores, foi de R$ 597,2 milhões. Adicionalmente os vendedores fazem jus a uma parcela adicional e contingente em valor que pode chegar a R$55,7 milhões e poderá se tornar devida futuramente.

A Tevisa, tem como principais ativos a Usina Termelétrica Viana, movida a óleo, e a Usina Termelétrica Viana 1, movida a gás natural, situadas no município de Viana, no estado do Espírito Santo, com 174,6 MW e 37,5 MW de capacidade instalada, respectivamente. A Tevisa sagrou-se vencedora do Leilão de Energia Nova A-3 de 2007, da Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL, firmando Contratos de Comercialização de Energia Elétrica no Ambiente Regulado (“CCEAR”), por disponibilidade, firmados com 37 distribuidoras de energia para o período de janeiro de 2010 a 31 de dezembro de 2024 referente à Usina Termelétrica Viana, com energia contratada de 121 MW. Em outubro de 2021 a Companhia sagrou-se vencedora no Leilão para o Procedimento Competitivo Simplificado (“PCS”) nº 01/2021, promovido pela ANEEL, firmando Contrato de Energia de Reserva (“CER”) nº 447/21 com a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE para o fornecimento de energia e vigência entre julho de 2022 e dezembro de 2025 e para essa operação, a Companhia instalou a Usina Termelétrica Viana 1, que iniciou as operações em julho de 2022. Adicionalmente, em 21 de dezembro de 2021, a UTE Viana venceu o Leilão de Reserva de Capacidade - Leilão de Geração ANEEL nº 011/2021, com contratação de 166,4 MW de potência elétrica por 15 (quinze) anos a partir de 1º de julho de 2026.

Aquisição e incorporação da Povoação

Também em 25 de outubro de 2024, a Companhia concluiu a incorporação da parcela cindida do patrimônio líquido da BTGP composta por 353.799.900 (trezentas e cinquenta e três milhões, setecentas e noventa e nove mil e novecentas) ações ordinárias de emissão de Povoação Energia S.A. (“Povoação”), que representam 100% do seu capital social. A operação foi concluída após o cumprimento ou renúncia, conforme o caso, de todas as condições suspensivas aplicáveis.

O preço de aquisição pago no fechamento da operação, através da emissão de 76.667.885 novas ações da Companhia ao preço unitário de R$14, entregues aos vendedores, foi de R$1.073,4 milhões, adicionalmente os vendedores fazem jus a uma parcela adicional e contingente em valor que pode chegar a R$16,0 milhões e poderá se tornar devida futuramente.

A Povoação, tem como principal ativo a Central Geradora Termelétrica - UTE Povoação 1, usina termelétrica localizada no município de Linhares, no estado do Espírito Santo e movida a gás natural, com capacidade instalada de 75 MW. Em outubro de 2021, a Povoação sagrou-se vencedora do Leilão PCS nº 1/2021 da

2.4 Efeitos relevantes nas DFs

ANEEL, firmando CER nº 446/2021 com a CCEE para o fornecimento de energia e vigência entre julho de 2022 e dezembro de 2025.

Aquisição e incorporação da Linhares

Ainda em 25 de outubro de 2024, a Companhia concluiu a aquisição de 100% das ações da Linhares Participações, controladora da Linhares Geração. A operação foi concluída após o cumprimento de todas as condições precedentes previstas nas negociações entre a Companhia e os antigos acionistas da térmica.

O valor total da operação foi de R$706,3 milhões, sendo: R$ 640,3 milhões como preço fixo e R$65,8 milhões e poderá se tornar devida futuramente.

A Linhares Participações e Linhares Geração foram incorporadas pela Companhia em 25 de janeiro de 2025. A Linhares geração tem como principal ativo a Usina Termelétrica Luiz Oscar Rodrigues de Melo (“UTE LORM”), localizada no município de Linhares, no estado do Espírito Santo, com uma capacidade instalada total de 240 MW, movida a gás. Possui Contratos de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado (CCEARs) por disponibilidade, firmados com 30 distribuidoras de energia, válidos de 2011 até 31 de dezembro de 2025, referentes à planta principal, com média de energia contratada de 96 MW.

Aquisição da Gera Maranhão

Em 11 de dezembro de 2024, a Companhia concluiu a aquisição de 100% das ações da Geradora de Energia do Maranhão S.A. (“Gera Maranhão”). A operação foi concluída após o cumprimento ou renúncia, conforme o caso, de todas as condições suspensivas aplicáveis.

O preço de aquisição pago no fechamento da operação, através da liquidação em caixa, foi de R$ 602,1 milhões, adicionalmente os vendedores fazem jus a uma parcela adicional e contingente em valor que pode chegar a R$ 76,8 milhões e poderá se tornar devida futuramente.

A Gera Maranhão é uma empresa de capital fechado, que tem como principais ativos a Usina Geramar I e a Usina Geramar II movidas a óleo, localizadas no município de Miranda do Norte, no estado do Maranhão, com uma capacidade instalada total de 332 MW. Possui Contratos de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado (CCEARs) por disponibilidade, firmados com 36 clientes, válidos de 2010 até 31 de dezembro de 2024. Adicionalmente, em 21 de dezembro de 2021, as usinas venceram o Leilão de Reserva de Capacidade – Leilão Geração ANEEL número 011/2021, com contratação de 291,1 MW a partir 01 de julho de 2026, válido por 15 anos.

(c) eventos ou operações não usuais

Os Diretores informam que não houve no exercício encerrado em 31 de dezembro de 2024 quaisquer eventos ou operações não usuais com relação à Companhia ou

2.4 Efeitos relevantes nas DFs

suas atividades que tenham causado ou se espera que venham causar efeito relevante nas demonstrações financeiras ou resultados da Companhia.

2.5 Medições não contábeis

(a) valor das medições não contábeis

A Companhia divulgou no exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2024 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 da 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.

EBITDA Ajustado é uma medida não contábil elaborada pela Companhia e corresponde ao EBITDA do exercício, ajustado por itens não recorrentes. 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, a Margem EBITDA, o EBITDA Ajustado e a Margem EBITDA Ajustado não são medidas reconhecidas de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil ou IFRS, não possui um significado padrão, e pode não ser comparável ao EBITDA Ajustado e a Margem EBITDA Ajustado elaborados por outras empresas, bem como, não devem ser analisados de forma isolada.

Seguem abaixo os valores do EBITDA, Margem EBITDA, EBITDA Ajustado e Margem EBITDA Ajustado da Companhia para o período de 12 meses findo em 31 de dezembro de 2024:

(em R$ milhões, exceto %)	Exercício social encerrado 31 de dezembro de 2024
EBITDA	3.901,5
Margem EBITDA	34,3%
EBITDA AJUSTADO	4.536,3
Margem EBITDA Ajustado	39,8%

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

2.5 Medições não contábeis

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 Líquido para avaliar a posição financeira da Companhia, seu grau de alavancagem financeira, assim como auxiliar decisões gerenciais relacionadas à gestão de fluxo de caixa, de investimentos e de estrutura de capital. O Endividamento Bruto e Endividamento Líquido não são uma medida reconhecida de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil ou IFRS, não possui um significado padrão e pode 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 2024:

(em R$ milhões)	Exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2024
Endividamento Bruto	17.688,1
Endividamento Líquido	13.821,7

(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, Margem EBITDA, EBITDA Ajustado e Margem EBITDA Ajustado correspondentes ao exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2024:

(em R$ milhões, exceto %)	Exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2024
Lucro líquido do exercício	**549,5**
(+) Resultado financeiro, líquido	3.561,7
(+) Depreciação e Amortização	1.689,6
(+ / -) Imposto de Renda e Contribuição Social sobre o lucro, líquido	(1.899,3)
EBITDA	**3.901,5**
Receita operacional líquida	11.387,5

2.5 Medições não contábeis

Margem EBITDA	**34,3%**
EBITDA	**3.901,5**
(+) Perda por redução ao valor recuperável	634,7
EBITDA AJUSTADO	**4.536,3**
Receita operacional líquida	11.387,5
Margem EBITDA Ajustado	**39,8%**

Endividamento Bruto e Endividamento Líquido

A tabela abaixo apresenta a reconciliação do endividamento bruto através dos saldos de passivos circulantes e não circulantes de empréstimos, debêntures e instrumentos financeiros derivativos. Para o endividamento líquido foi utilizado o valor final de endividamento bruto reduzido pelos valores de caixa e equivalente de caixa e títulos e valores mobiliários para o exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2024.

(em R$ milhões, exceto %)	**Exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2024**
Passivo Circulante	**1.371,0**
Empréstimos e financiamentos	655,4
Debêntures	713,7
Instrumentos financeiros derivativos	1,9
Passivo Não Circulante	**16.317,1**
Empréstimos e financiamentos	3.611,3
Debêntures	12.406,0
Instrumentos financeiros derivativos	299,8
Endividamento Bruto [(1)]	**17.688,1**
(-) Caixa e equivalentes de caixa	(3.194,3)
(-) Títulos e valores mobiliários	(672,1)
Endividamento Líquido	**13.821,7**

2.5 Medições não contábeis

[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 correspondem, 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.

Endividamento Bruto e Endividamento Líquido

A Companhia acredita que o endividamento bruto e o endividamento líquido são medições não contábeis amplamente utilizadas no mercado financeiro e as utilizam para avaliação financeira, compondo inclusive os *covenants* financeiros apurados a cada período pela Companhia (conforme o caso).

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

2.5 Medições não contábeis

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

As demonstrações financeiras consolidadas da Companhia relativas ao exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2024 foram autorizadas pelo Conselho de Administração da Companhia e divulgadas em 20 de março de 2025.

Foram verificados os seguintes eventos subsequentes às demonstrações financeiras relativas ao exercício social de 2024, nos termos das regras previstas no Pronunciamento Técnico CPC 24 – Eventos Subsequentes, aprovado pela Resolução CVM nº105/2022.

Aprovação da 13ª emissão de debêntures da Eneva S.A.

Em 12 de dezembro de 2024, a Companhia aprovou a 13ª emissão de debêntures simples, não conversíveis em ações, de espécie quirografária, em até duas séries, no montante total de até R$1.160 milhões. Em 07 de janeiro de 2025, a distribuição pública foi encerrada, emitindo 838.074 debêntures simples, não conversíveis em ações, de espécie quirografária, em série única.

Celebração de contrato de financiamento no âmbito do projeto SSLNG

Em 19 de dezembro de 2024, a Companhia firmou contrato de financiamento com o Banco do Nordeste do Brasil S.A. (“BNB”), no valor de R$660 milhões 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. A liberação do recurso aconteceu no dia 13 de janeiro de 2025, após atendimento de determinadas condições precedentes e ao cronograma do projeto.

Programa de recompra de ações

Com o objetivo de maximizar a geração de valor para o acionista por meio de uma administração eficiente de alocação de capital, a Companhia criou, em 05 de janeiro de 2025, o programa de aquisição de ações de sua própria emissão até o limite de 50.000.000 ações ordinárias. Nessa mesma data, foi aprovada a celebração de contratos de derivativos referenciados em ações da Eneva. O Programa de Recompra não resultará em impactos sobre a composição societária ou estrutura administrativa da Companhia.

Incorporação de subsidiárias

Em 25 de janeiro de 2025, a Companhia incorporou, após o cumprimento das condições suspensivas, as seguintes subsidiárias: Linhares Brasil Energia Participações S.A., Linhares Geração S.A., Termelétrica Viana S.A. e Povoação Energia S.A. O objetivo das incorporações é simplificar e racionalizar a estrutura societária da Companhia, reduzindo custos operacionais, administrativos e com possibilidades de obtenção de sinergias financeiras.

Início da operação comercial de Parnaíba VI

2.6 Eventos subsequentes as DFs

Em 01 de março de 2025, a ANEEL autorizou o início da operação de Parnaíba VI, que consiste no fechamento de ciclo simples das unidades geradoras a gás natural da UTE MC2 Nova Venécia 2 (“Parnaíba III”), localizado no Complexo Parnaíba, com capacidade instalada de 92,25 MW.

2.7 Destinação de resultados

	2024
a. regras sobre retenção de lucros	O Estatuto Social da Companhia prevê que 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) formação de reserva de lucros a realizar, por proposta do Conselho de Administração, caso o dividendo obrigatório ultrapasse a parcela realizada do lucro líquido do exercício; (v) retenção com base em orçamento de capital previamente aprovado, por proposta do Conselho de Administração; e (vi) formação de reserva estatutária, denominada “Reserva de Investimentos”, com a finalidade de financiar o desenvolvimento, o crescimento e a expansão dos negócios da Companhia e/ou de suas empresas controladas e coligadas, com até 100% do lucro líquido remanescente, e cujo saldo, somado às demais reservas de lucro, com exceção da reserva de lucros a realizar e a reserva para contingências, 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 2 024 foi apurado lucro no montante de R$ 42.013.002,08 (quarenta e dois milhões, treze mil, dois reais e oito centavos), que foi destinado integralmente para absorção de prejuízos acumulados da Companhia.

2.7 Destinação de resultados

a.ii percentuais em relação aos lucros totais declarados	Todo o resultado apurado no exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2024 foi destinado à absorção de prejuízos acumulados da Companhia. Observada a legislação tributária aplicável, tão logo a Companhia apure lucro líquido, será proposta à assembleia geral, nos termos do artigo 195-A da Lei nº 6.404, de 15 de dezembro de 1976 ("**Lei das S.A.**"), a instituição formal da reserva de incentivos fiscais, no montante de R$ 1.383,2 milhões.
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. 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.
c. periodicidade das distribuições de dividendos	A distribuição de dividendos segue a regra da Lei das S.A., ou seja, de distribuição anual, 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	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. Essa reserva só pode ser usada para pagamento do dividendo obrigatório. 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 respetivos 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 endereço 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.

2.7 Destinação de resultados

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 2024.

(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 2024.

(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 2024.

(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 2024.

(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 2024..

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 2024.

(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 2024.

(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 2024.

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. Ele 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 360MW de capacidade, sagrou-se vencedora no 1º Leilão de Capacidade da ANEEL realizado em dezembro de 2021 com a venda de 295MW de potência a partir de agosto de 2026 por 15 anos. A UTE Azulão II, uma usina em ciclo combinado que terá 1 turbina a gás natural de 360MW de capacidade e 1 turbina a vapor de 230MW de capacidade, sagrou-se vencedora no 2º Leilão de Reserva de Capacidade na forma de energia da ANEEL, com a contratação de 520,8MW de potência com inflexibilidade contratual de 70%, pelo prazo de 15 anos, a partir de 31 de dezembro de 2026.

Ao final de 2024, o montante total investido nesse projeto foi de R$ 1.760,7 milhões, referentes à conclusão da etapa de obras civis e ao atingimento de marcos contratuais com fornecedores no período, incluindo pagamentos de fornecedores e prestadores de serviços, principalmente para fazer frente (i) aos serviços de construção e montagem realizados na UTE, UTG, Subestação e Linhas de Transmissão, (ii) às atividades relativas à implantação da ilha de potência (ciclos simples e combinado), incluindo os serviços associados e custos logísticos e (iii) às demais atividades de suporte ao projeto. Parte dos investimentos também foi destinada às atividades de E&P, para construção dos gasodutos e desenvolvimento dos clusters.

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 92,3 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. O investimento

2.10 Planos de negócios

estimado para a implantação do projeto era de R$ 651 milhões, em termos reais com data base referente ao ano de 2022.

A construção do projeto UTE Parnaíba VI foi iniciada em 2022, encerrando o ano de 2024 com a conclusão da fase de construção e montagem e a execução das atividades de comissionamento e os testes operacionais que antecedem o início da operação comercial. Nesse sentido, os investimentos realizados em 2024 somaram R$ 166,6 milhões, tendo em vista a conclusão das seguintes atividades: construção e montagem de diversos sistemas e equipamentos e testes abrangendo diversos sistemas, dentre eles, o de geração, controle, condensação e lubrificação; além de agendas e serviços relativos à energização da planta.

Em março de 2025 foi iniciada a Operação Comercial da Planta, após autorização da ANEEL, com potência limitada. Desse modo, a comercialização da energia pela Parnaíba VI se dará de forma concomitante à realização de ajustes operacionais e atividades de melhoria para o aumento da performance e futuro atingimento da potência máxima.

Plantas de Liquefação de Gás Natural no Maranhão:

Em 2022, a Eneva assinou dois contratos de venda de gás natural liquefeito (GNL) com dois clientes, para atendimento às suas respectivas instalações industriais. Em 2024, consolidando e ampliando a comercialização de gás natural para terceiros, a Companhia assinou um terceiro contrato com uma distribuidora de gás natural. A Companhia suprirá o GNL a partir de suas concessões na Bacia do Parnaíba, localizadas no estado do Maranhão, onde foram construídas duas unidades de liquefação de gás natural com capacidade instalada de 300.000m³/dia cada, totalizando capacidade de liquefação total de 600.000m³/dia. 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.

Em 2024 foram realizados investimentos que totalizaram R$ 310,6 milhões, direcionados, principalmente, às atividades de construção e montagem, à compra de equipamentos, à realização de testes pneumáticos e à conclusão do posicionamento de tanques de GNL nas bases da Unidade de Liquefação e das etapas que envolvem o processo de energização da planta.

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. Com a entrada da operação comercial de 100% da Planta de Liquefação e a contratação de toda a sua capacidade nominal, a Eneva consolidou o modelo de negócios de comercialização de gás natural e GNL fora da malha.

2.10 Planos de negócios

Projetos Operacionais e Outros:

Adicionalmente, a Companhia possui empreendimentos operacionais que demandam investimentos periódicos.

No exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2024, os investimentos mais relevantes foram:

(i) R$ 481,6 milhões destinados ao Upstream (exceto direcionados ao Upstream do projeto Azulão 950, incluídos acima), para fazer frente, principalmente, ao desenvolvimento dos campos Gavião Belo e Gavião Mateiro, em função das obras para conexão do gasoduto do polo sul à UTG. Adicionalmente, houve investimentos relativos ao rateio dos gastos das equipes técnicas de engenharia, à aquisição de sonda própria e à atividades de exploração e mobilização sísmica.

(ii) R$ 178,1 milhões investidos no Hub Sergipe, referentes, principalmente, à troca do riser, ao final de 2024 – o que incluiu, dentre diversas atividades e serviços, dispêndios com locação de embarcações e contratação de equipe de mergulhadores especializados. Adicionalmente, ao longo do ano de 2024 foram realizadas diversas iniciativas de otimização da planta, tendo em vista a conclusão da conexão do Hub Sergipe à malha, como a instalação do compressor onshore, visando mitigar as perdas de GNL e possibilitar a comercialização do Boil-Off-Gas.

(iii) R$ 167,4 milhões relativos à Holding e Outros, destinados, principalmente, à controlada GNL Brasil, em função da aquisição dos ativos da Transpipeline e de tanques criogênicos, incluindo a compra e a logística de transporte das carretas até o Maranhão e à obra de cobertura do galpão da estrutura logística das carretas. No período, também foram classificados como investimentos valores relativos ao time de engenharia e TI relacionados aos projetos em andamento.

(iv) R$ 110,6 milhões destinados às usinas operacionais em 2024 do Complexo Parnaíba – UTEs Parnaíba I, II, III, IV e V. Na UTE Parnaíba I os investimentos foram direcionados, principalmente, à aquisição de sobressalentes, além de atividades e obras de adequações e melhorias na UTG, enquanto na UTE Parnaíba II, os investimentos foram direcionados ao atendimento de marcos contratuais de prestação de serviços. Já na UTE Parnaíba V, os investimentos foram para fazer frente às obras de melhorias na planta e aos pagamentos aos fornecedores, relativos aos *milestones* contratuais.

(v) R$ 98,0 milhões relacionados ao Sistema Integrado Azulão-Jaguatirica, cujos investimentos foram para fazer frente à manutenção de turbinas e sistemas da STGA, à compra de materiais sobressalentes relativos à manutenção dos equipamentos e materiais diversos, à certificação e substituição de alguns equipamentos para garantia de segurança operacional dos *cryoboxes* e à implementação de melhorias gerais na UGNL.

2.10 Planos de negócios

(i) R$ 40,4 milhões de investimentos nas usinas a carvão, Itaqui e Pecém II, sendo destinados à compra de materiais diversos e sobressalentes e a atividades de reparo e de melhorias operacionais e de modernização em ambos os ativos.

Projetos em Estudo e Desenvolvimento para Expansão do Parque de Geração

A Companhia possui projetos em estudo e desenvolvimento para ampliação do seu parque de geração, sendo o mais relevante:

Térmica a Gás

As subsidiárias da Companhia detêm licenças ambientais para adicionar 3.413 MW no Complexo do Hub Sergipe, os quais poderão ser comercializados na hipótese da Companhia sagrar-se vencedora em futuros leilões do governo.

Solar

Usinas fotovoltaicas outorgadas que somam 721,3 MW (Futura II) e 51,555 MW (Tauá II), originalmente situadas nos territórios da Bahia e Ceará.

Eólica

Usinas eólicas outorgadas (Complexo Santo Expedito) que somam 275 MW de potência, no território do Rio Grande do Norte.

(ii) fontes de financiamento dos investimentos

A Companhia utilizou como fonte de financiamento principalmente: (i) os recursos provenientes de empréstimos e financiamento; (ii) além, a partir de outubro de 2024, dos recursos obtidos via captação de R$ 3.200,0 milhões na Oferta Pública de Distribuição Primária de Ações da Eneva S.A.. 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 for 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 período de doze meses findo em 31 de dezembro de 2024. Não obstante, a Companhia está constantemente avaliando as oportunidades de mercado para a realização de investimentos ou desinvestimentos oportunísticos 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

2024

2.10 Planos de negócios

Em setembro de 2024, foram celebrados pela Eneva (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 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, 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 por ações ordinárias de emissão da Tevisa Termelétrica Viana S.A. e da Povoação Energia S.A., representativas de 100% (cem por cento) dos seus respectivos capitais sociais, nos termos dos artigos 224, 225 e 229 da Lei nº 6.404 de 15 de dezembro de 1976. A operação foi integralmente concluída em dezembro de 2024.

Com isso, a Companhia adicionou 859 MW de capacidade ao seu portfólio de geração de energia, ao mesmo tempo em que passou a operar térmicas a óleo, com Gera Maranhão e Tevisa.

(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”) 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 2024, a Eneva celebrou três contratos de venda de GNL, sendo dois para clientes industriais e um para um distribuidor, com vigências de 3 a 10 anos a partir do início do fornecimento comercial, em 2024.

2.10 Planos de negócios

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 fluídos criogênicos às nossas competências e mitigando a dependência de fornecedores em uma atividade altamente especializada.

Comercialização de Gás Natural na Malha (“On-Grid”)

O ano de 2024 também foi marcado pela 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, 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 monetização da capacidade ociosa do navio FSRU, aproveitar as sinergias entre os ativos e operações da Eneva e capturar ganhos oportunísticos 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:

(a) 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 Nº 11/2021-ANEEL), firmando Contrato de Reserva de Capacidade para Potência (“CRCAP”) pelo prazo de 15 anos, com entrega a partir de 1º 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

2.10 Planos de negócios

anteriormente descrito, em outubro de 2024 a Eneva concluiu a aquisição desta empresa por meio de operação de aquisição.

(b) 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 Termoelétrica 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 01 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 Operador Nacional do Sistema Elétrico durante o período do contrato.

(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 2024, a Eneva continuou a utilizar a P&D 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 2024, 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 termoelétricas além da parceria no desenvolvimento do projeto de Injeção e estocagem de CO2 em reservatórios já depletados junto a UFC.

No exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2024, a Companhia realizou investimentos em projetos de pesquisa e desenvolvimento com instituições de ensino como a Universidade Federal do Pernambuco (UFPE), Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro (PUC-RJ), Universidade Federal do Ceará (UFC), Instituto de Engenharia de Sistemas e Computadores, Pesquisa e Desenvolvimento do Brasil (INESC Brasil), Universidade Federal do Rio Grande do

2.10 Planos de negócios

Norte (UFRN), Universidade Federal do Rio de Janeiro (IFRJ), Instituto Tecnológico da Aeronáutica (ITA) e com outros parceiros como Radix Engenharia, SENAI CETIQT, IDEN, DUX e Jordão Energia. Essas pesquisas englobam temas de diferentes áreas, tais como: Captura e Armazenamento de Carbono, H2 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 Nº 1074 de 19 de Setembro de 2023) e da Lei 9.991/2000, e programa de Pesquisa e Desenvolvimento da ANP (Resolução ANP Nº 918 de 10 de março de 2023) e da lei nº 9.478/1997, durante o ano de 2024 a Companhia investiu R$ 21,6 milhões em projetos de Pesquisa e Desenvolvimento.

(iii) projetos em desenvolvimento já divulgados

Seguem abaixo os projetos em desenvolvimento em 31 de dezembro de 2024:

- **Projeto intitulado "Otimização do processo de captura de CO2 MBTSA em escala piloto visando a aplicação em usinas termelétricas"**: o projeto de P&D, também conhecido como Captura de CO2, tem como produto principal uma planta piloto (máquina ou equipamento) na fase cabeça de série com a tecnologia de absorção de CO2 em leito movente com oscilação de temperatura (MBTSA) a ser instalada futuramente em usinas termelétricas a gás e carvão mineral. Teve seu início em 07 de dezembro de 2022, com uma duração de 28 meses, em parceria com as executoras SATC e UFC, desembolsando R$ 1,8 milhão em 2024;
- **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 uma duração de 40 meses, em parceria com a INESC (Instituto de Estudos Socioeconômicos) e foi desembolsado o valor de R$ 1,1 milhão em 2024;
- **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,

2.10 Planos de negócios

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 à logística de gás natural. O projeto teve seu início em 09 de fevereiro de 2022 com uma duração de 40 meses, em parceria com a Radix, com desembolso de R$ 1,7 milhão no ano de 2024;

- **Projeto intitulado "H2GREEN - análise da viabilidade da produção de hidrogênio verde e sua aplicação na geração de energia limpa em usinas termoelétricas":** também conhecido como Hidrogênio Verde, o projeto visa o desenvolvimento experimental de planta de produção de hidrogênio (H2) para refrigerar geradores com eletrolisador, uma microrrede de H2, o *roadmap* da cadeia do H2 e diagnóstico para geração de energia elétrica, armazenamento, transporte e possibilidades na redução de CO2, bem como realizar o comparativo do H2 Verde e Azul, investigar os desafios regulatórios, técnicos e operacionais do H2. O produto principal deste projeto e seus desdobramentos têm aplicação direta na infraestrutura de diversos setores da economia (energia, indústria, transportes, residencial e poder público). As soluções desenvolvidas tratam de aspectos de eficiência operacional, redução de custos, melhoria no entendimento do processo, melhoria da gestão e otimização da utilização do hidrogênio na cadeia de serviços. O projeto teve seu início em 16 de dezembro de 2022, em parceria com a UFPE e Hytron, com desembolso de R$ 3,8 milhões em 2024;
- **Projeto intitulado "Sistema computacional inteligente para predição de vida residual, trips e suporte na otimização de manutenção de ativos de sistemas de geração termoelétrica":** também identificado por Gestão de Ativos, o projeto tem como objetivo o desenvolvimento experimental de um software de predição e análise estatística de defeitos em ativos que compõem uma termelétrica, contendo módulos para: detecção de sinais espúrios, predição de trips, otimização do nível de alerta e alarme baseados em custo, risco, segurança, entre outros, além de estimativa de tempo residual e saúde dos ativos. Estes outputs permitirão na prática uma gestão ótima de ativos físicos para cumprimento das metas de disponibilidade da usina. O projeto iniciou em 30 de junho de 2023, em parceria com as executoras Fundo de Manutenção e Desenvolvimento da Educação Básica e de Valorização dos Profissionais da Educação (Fundeb) e Jordão Energia, desembolsando R$ 1,6 milhão em 2024;
- **Projeto intitulado "Estudo numérico e experimental da estocagem permanente de CO2 no sistema integrado termoelétrica-reservatório":** identificado também

2.10 Planos de negócios

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 duração de 24 meses, sendo desembolsado o valor de R$ 0,6 milhão no ano de 2024;

- **Projeto intitulado "*Machine Learning* na sísmica 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 duração de 24 meses, com desembolso de R$ 1,3 milhão em 2024;
- **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)":** 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 utilizados nesses sistemas de CCS. Foi iniciado em 22 de dezembro de 2023, com duração de 24 meses, com desembolso de R$ 3,7 milhões em 2024;
- **Projeto de Gestão GPPDI 2024 – 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 1° de outubro de 2023 com duração de 5 anos, sendo desembolsado o valor de R$ 0,9 milhão no ano de 2024;
- **Projeto intitulado "Dessalinização de Água Salobra Através de Energia Heliotérmica para Otimização da Operação de UFV":** também identificado como Dessalinização Térmica, o projeto tem como objetivo desenvolver um sistema de dessalinização térmica para produção de 210 m³/mês de água desmineralizada, formado por: a) planta de geração heliotérmica de espelhos cilindro-parabólicos; b) reator térmico de dessalinização de água; c) sistema de reserva de água. O projeto

2.10 Planos de negócios

foi iniciado em 20 de agosto de 2024, com uma duração de 24 meses, implantado com a parceria com a empresa IDEN, com desembolso de R$ 1,2 milhão no ano de 2024;

- **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 termoelétrica":** também identificado como H2 Azul, o projeto tem como objetivo desenvolver um Estudo metodológico, com aspectos experimentais e de simulação, para otimizar a rota de produção de hidrogênio através da reforma a vapor de metano com a inserção de catalizadores. Também será desenvolvida uma ferramenta que permitirá identificar, avaliar e ranquear diferentes topologias de plantas. O projeto foi iniciado em 20 de agosto de 2024, com uma duração de 18 meses, implantado com a ICT SENAI CETIQT e empresa Hytron, com desembolso de R$ 1,8 milhão no ano de 2024;
- **Projeto intitulado "Imageamento em profundidade de dados sísmicos terrestres para a exploração de campos de gás natural e geração de energia termelétrica":** também identificado como Imageamento Sísmico, o projeto tem como objetivo desenvolver Novos algoritmos de imageamento sísmico em profundidade de dados terrestres, usando técnicas de aprendizado de máquina e computação de alto desempenho. Os resultados serão aplicados na descoberta de campos de gás natural para a geração de energia elétrica por meio de usinas termelétricas. O projeto foi iniciado em 05 de Novembro de 2024, com uma duração de 26 meses, implantado com a parceria com a universidade UFRN, com desembolso de R$ 1,2 milhão no ano de 2024;
- **Projeto intitulado "Desenvolvimento de Sistema Protótipo Baseado em Plasma Térmico para Produção de Hidrogênio Turquesa Através da Pirólise do Gás Natural":** também identificado como H2 Turquesa, 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 demonstração para produção de hidrogênio turquesa em ambiente real. O projeto foi iniciado em 29 de Novembro de 2024, com uma duração de 24 meses, implantado com a parceria com as empresas DUX e ITA, com desembolso de R$ 1,1 milhão no ano de 2024.

(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.

(d) oportunidades inseridas no plano de negócios da Companhia relacionadas a questões ASG

2.10 Planos de negócios

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 termoelétrica 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 às 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 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, com mais de 89% da capacidade de geração elétrica advinda de fontes como hidrelétricas, eólicas, solares e biomassa (EPE, 2024). 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,

2.10 Planos de negócios

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, e Projeto Parnaíba VI, que entrou em operação comercial em 2025, a Eneva acrescenta 460 MW ao seu portfólio de geração, com um investimento de R$ 2,1 bilhões para praticamente dobrar a geração de energia das UTEs Parnaíba I e III, sem consumo adicional de moléculas de gás. Ao longo de 2024, a operação da UTE Parnaíba V contribuiu para evitar mais de 600 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 recontratação. 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 2024, a geração de energia a carvão representou cerca de 7% 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 2024, o portfólio de geração renovável da Companhia representava 11% da sua capacidade instalada e gerou 1.484 GWh, ~~representando~~ o equivalente a 14% da energia bruta gerada pela Companhia. Os investimentos para a construção do Parque Solar Futura I chegaram a R$ 2,9 bilhões.

2.10 Planos de negócios

Dentro de suas iniciativas estratégicas, a Companhia vem desenvolvendo sua atuação no setor de suprimento de Gás Natural Liquefeito em Pequena Escala (SSLNG). Esse desenvolvimento visa atender regiões anteriormente sem acesso ao combustível via malha de gasodutos, possibilitando a substituição de combustíveis mais intensivos em carbono, como óleo combustível e diesel, pelo gás natural para clientes industriais e para o transporte rodoviário. O desenvolvimento da nova planta de SSLNG localizada no Complexo Parnaíba, no Maranhão, contou com o investimento em cerca de R$ 1,0 bilhão e começou o seu comissionamento em dezembro de 2024. Através dos atuais contratos assinados com a companhia, a substituição pelo GNL pode contribuir para a redução de até 130 mil tCO2e/ano de seus clientes.

Nesse contexto, em 2024 foi firmado contrato entre a Eneva, Scania e Virtu GNL para a aquisição de caminhões movidos a GNL. 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 através das Diretorias de Tecnologias de Baixo Carbono, de Novos Negócios e de Estratégia e práticas ESG - Ambiental, Social e de Governança, com o objetivo de buscar iniciativas inovadoras e oportunidades de redução das emissões da Companhia e da sua cadeia de valor. Ao longo de 2024, 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.

2.11 Outros fatores que influenciaram de maneira relevantes o desempenho operacional

Informações adicionais ao item 2.1 deste Formulário de Referência

A Companhia informa que não possui despesas com publicidade, patrocínios, parcerias e convênios materiais para fins de divulgação.

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 n° 80, de 29 de março de 2022, 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

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 n° 80, de 29 de março de 2022, 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

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, prospectivas, 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 que 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 fato 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, refinanciar a sua dívida atual e/ ou obter novos empréstimos e financiamentos a custos atrativos.

4.1 Descrição dos fatores de risco

A Companhia e suas subsidiárias possuem empréstimos e financiamentos em valores significativos com vencimentos diversificados e majoritariamente concentrados no longo prazo e uma 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.

Em vista do acima exposto, caso a Companhia não seja capaz de arcar com o pagamento de principal ou juros do seu endividamento e não seja capaz de renegociar os termos e condições acordados, 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.

Periodicamente Anualmente, 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), 3P (provada + provável + possível), e esse range de variação vai sendo reduzido à medida que mais informações vão sendo obtidas com o tempo.

Em 2023, a Companhia contratou a Gaffney, Cline & Associates (“**GCA**”) para atualizar os Relatórios Executivos de Auditoria das Reservas e Recursos de Campos e Áreas nos quais a Companhia detém participação nas Bacias do Parnaíba, do Amazonas e do Solimões. 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 de Tambaqui. Os Relatórios GCA foram divulgados em 15 de fevereiro de 2024, com data-base de 31 de dezembro de 2023.

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, causando um efeito adverso sobre os resultados operacionais e condição financeira da Companhia.

4.1 Descrição dos fatores de risco

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, localizadas do Complexo Termelétrico Parnaíba ("**Complexo Parnaíba**"), o qual é composto por seis usinas termelétricas movidas a gás natural ("**UTEs Parnaíba**"). Este segmento é composto 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. O Complexo Parnaíba tem o fornecimento de gás natural garantido pela Companhia.

O Complexo Parnaíba é um empreendimento reservoir-to-wire, ou seja, 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.

Determinadas usinas de propriedade das subsidiárias da Eneva PGC e Parnaíba II 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 por PGC e Parnaíba II estão 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.

Por sua vez, a UTE Parnaíba IV está no mercado livre recebendo os valores referentes à liquidação da energia no mercado de curto prazo, de acordo com a ordem de despacho do ONS.

O ONS, semanalmente, analisa as condições do SIN, tais como (i) demanda de energia, (ii) vazões hidrológicas e níveis dos reservatórios das hidrelétricas, (iii)

4.1 Descrição dos fatores de risco

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 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 UTEs Parnaíba 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 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 Termelétricas, 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 brasileiro".

4.1 Descrição dos fatores de risco

Todos os fatores expostos acima podem afetar de forma significativa e adversa a situação financeira e patrimonial das UTEs Parnaíba 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;

• 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;

4.1 Descrição dos fatores de risco

• acidentes de trabalho e operacionais; e/ou

• indisponibilidade de financiamentos adequados.

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 de a 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

4.1 Descrição dos fatores de risco

(cross acceleration e cross default) de outras obrigações da Companhia e de suas subsidiárias (garantidas pela Companhia).

Além disso, a distribuição de dividendos e juros sobre o capital próprio pelas subsidiárias da Companhia é uma fonte de recebimento de recursos para a mesma, sendo inclusive utilizada pela Companhia para viabilizar a distribuição de dividendos aos seus acionistas. Determinados contratos financeiros de que a Companhia e 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 e do Regulamento do Novo Mercado, 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, 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 acima

4.1 Descrição dos fatores de risco

mencionadas. 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)., a respeito dos quais já foi concedido perdão temporário por parte dos debenturistas em razão de não atingimento de tais covenants. Não há garantia de que a Companhia observará, no futuro, referidos índices financeiros.

Caso a Companhia não os observe, será necessário solicitar novo perdão temporário aos respectivos debenturistas, não sendo possível garantir que tal perdão será concedido, o que poderá resultar no vencimento antecipado da emissão de debêntures correspondente.

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.

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

4.1 Descrição dos fatores de risco

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 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 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 com 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 extensão da descoberta e as características 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

4.1 Descrição dos fatores de risco

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 seu fluxo de caixa e resultados operacionais impactados adversamente e de forma relevante.

Na ocorrência dos eventos descritos no parágrafo acima, as UTEs poderão incorrer em diferentes custos, penalidades e consequências contratuais e regulatórias, tais como:

(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; (ii) a gás natural fornecido por terceiros, a UTE Porto de Sergipe I, UTE Viana I, UTE Povoação I, UTE Luiz Oscar Rodrigues de Melo; (ii) a carvão mineral, quais sejam, as UTEs Porto do Itaqui e

4.1 Descrição dos fatores de risco

Porto do Pecém II, detidas pelas sociedades Itaqui Geração de Energia S.A. ("**Itaqui**") e Pecém II Geração de Energia S.A. ("**Pecém II**"), respectivamente; e (iii) UTE Viana, UTE Geramar e UTE Geramar II, movidas a óleo combustível.

Para usinas integrantes 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. As multas e penalidade contratuais podem variar de acordo com cada contrato. No caso da UTE Jaguatirica II, usina movida a gás natural 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, 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,

4.1 Descrição dos fatores de risco

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 causaria um efeito adverso relevante nos resultados da Companhia e/ou de suas controladas.

O ativo Complexo Solar Fotovoltaico Futura I pode não ter o desempenho esperado.

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 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

4.1 Descrição dos fatores de risco

da Companhia e à descoberta de eventuais contingências não identificadas anteriormente, 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 pode vir a 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, devido às complexidades de aquisições, os ativos ou entidades adquiridas 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 adquiridos ou a serem adquiridos 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 com relação a tais ativos ou entidades já adquiridos ou que venham a ser adquiridos, incluindo eventuais contingências que não sejam atualmente do conhecimento da Companhia e que venham a ser identificadas no futuro. Os tribunais brasileiros têm entendido que o acionista controlador, a entidade sucessora de outra sociedade, a sociedade receptora de ativos de outra sociedade e sociedades de um mesmo grupo econômico 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 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.

4.1 Descrição dos fatores de risco

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.

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, 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.

4.1 Descrição dos fatores de risco

Para mais informações sobre os processos administrativos e judiciais relevantes em que a Companhia é parte, 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 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. As 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,

4.1 Descrição dos fatores de risco

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 tal 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 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

4.1 Descrição dos fatores de risco

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 conversíveis em ações, 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 refinanciar 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 na 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, confiram um direito de subscrever ou receber ações representativas do 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 é responsável por quaisquer perdas e danos causados a terceiros em decorrência de falhas na geração de energia oriunda de suas usinas ou interrupções ou distúrbios que não possam ser atribuídos a nenhum agente

4.1 Descrição dos fatores de risco

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.

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.

4.1 Descrição dos fatores de risco

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 adversamente a Companhia. Essas medidas incluem mudanças nas alíquotas, suspensão ou cancelamento de benefícios fiscais/regimes especiais e, ocasionalmente, a criação de impostos temporários e permanentes. Algumas dessas mudanças podem aumentar, direta ou indiretamente, a carga tributária aplicável à Companhia, o que pode refletir nas margens financeiras praticadas e/ou restringir a capacidade de desenvolver seu plano de negócios e, portanto, impactar de maneira material e adversa os resultados operacionais e financeiros. Ademais, certas leis tributárias podem estar sujeitas a interpretações restritivas pelas autoridades fiscais, que

4.1 Descrição dos fatores de risco

podem também eventualmente interpretar as leis tributárias de maneira divergente às interpretações da Companhia, sendo que, nesses casos, a Companhia pode ser adversamente afetada, inclusive pelo pagamento integral dos tributos devidos, acrescidos de encargos e penalidades.

Em 16 de janeiro de 2025, foi sancionada a Lei Complementar nº 214/25, que regulamenta a Reforma Tributária sobre consumo aprovada pela Emenda Constitucional nº 132/23 e institui o Imposto sobre Bens e Serviços (IBS), a Contribuição Social sobre Bens e Serviços (CBS), o Imposto Seletivo (IS) e cria o Comitê Gestor do IBS.

A Reforma Tributária sobre o consumo substitui cinco tributos (PIS, COFINS, IPI, ICMS e ISS) por um Imposto sobre Valor Agregado (IVA) Dual, dividido entre esfera federal (Contribuição sobre Bens e Serviços - CBS) e esfera de competência compartilhada entre Estados, Distrito Federal e Municípios (Imposto sobre Bens e Serviços - IBS). A Reforma também introduziu o Imposto Seletivo (IS), de competência federal, que incidirá sobre a produção, extração, comercialização ou importação de bens e serviços prejudiciais à saúde e ao meio ambiente.

Vários aspectos, inclusive as alíquotas dos novos tributos, deverão ser regulamentados por meio de legislação infraconstitucional, principalmente via Leis Complementares, que deverão ser apreciadas pelo Congresso Nacional. Os impactos finais somente serão plenamente conhecidos quando ocorrer a edição dessas normas.

Haverá um período de transição entre os anos de 2026 e 2032, em que os dois sistemas tributários (atual e novo) coexistirão e a Companhia fará as adequações necessárias para atender as novas regras ao longo de 2025.

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 existente, 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

4.1 Descrição dos fatores de risco

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, pode afetar negativamente a Companhia.

Na data deste Formulário de Referência, os resultados da Companhia são impactados por determinados benefícios fiscais, incluindo aqueles concedidos pela Superintendência do Desenvolvimento do Nordeste – SUDENE e Superintendência do Desenvolvimento da Amazônia - 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, a isenção de imposto de renda sobre a distribuição de dividendos e a tributação atualmente incidente sobre o pagamento de juros sobre capital próprio, prevista na legislação atual, poderão ser revistas, impactando negativamente o valor líquido a ser recebido a título de participação nos resultados de 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.

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

4.1 Descrição dos fatores de risco

inseridas pela Lei n° 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 com 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,

4.1 Descrição dos fatores de risco

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.

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 sobre 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

4.1 Descrição dos fatores de risco

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) Projeto 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, localizado no município de Barra dos Coqueiros/SE; (vii) Central Geradora Termelétrica Fortaleza, localizada no município de Caucaia/CE; (viii) UTE Viana e UTE Viana I, localizadas em Viana/ES; (ix) UTE Povoação Energia, localizada em Linhares/ES; e (x) UTE LORM, localizadas em Linhares/ES; (xi) UTE Geramar e UTE Geramar II, localizadas em Miranda do Norte, MA. Destes mencionados, o que está em fase de construção e ainda não está em condições operacionais 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 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, UTE Porto de Pecém, Projeto Eólico Santo Expedito e 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 etc., Sentenças,

4.1 Descrição dos fatores de risco

Formais de Partilha, Cartas de Arrematação, Escrituras Públicas de Compra e Venda, Declaração de Posse, Doação etc., 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 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 excutidos 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

4.1 Descrição dos fatores de risco

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 clientes, funcionários e fornecedores no curso normal do seu negócio. Divulgações não autorizadas, violações de segurança e violações às normas de proteção de dados e privacidade aplicáveis aos negócios da Companhia podem sujeitar a Companhia a ações judiciais, bem como a penalidades e sanções administrativas que podem afetar negativamente os seus resultados operacionais, a sua situação financeira e as suas perspectivas. Além disso, no âmbito de proteção de dados, as atividades da Companhia estão expostas a possíveis riscos de inobservância de políticas internas, conduta imprópria de funcionários ou negligência e fraude, o que poderá resultar em graves danos reputacionais ou financeiros.

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.

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

4.1 Descrição dos fatores de risco

afetem dados pessoais, direitos dos titulares de dados e a transferências de dados, bem como a criação da Autoridade Nacional de Proteção de Dados ("**ANPD**").

A Companhia não pode garantir que seus esforços para proteção dos dados pessoais sejam suficientes para atender a todas as regras estabelecidas na legislação vigente.

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

4.1 Descrição dos fatores de risco

ter um efeito adverso negativo na reputação e nos resultados da Companhia o que, consequentemente, pode afetar a cotação das ações no mercado.

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.

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.

O Judiciário brasileiro ou os próprios credores da Companhia e/ou de empresas de seu grupo econômico podem determinar a condução de eventual processo de recuperação judicial ou falência da Companhia e/ou de qualquer empresa de seu grupo econômico como se fossem uma única sociedade (Teoria da Consolidação Substancial). Caso isso aconteça, os acionistas da Companhia poderão ser negativamente impactados pela perda de valor da Companhia em caso de destinação de seu patrimônio para pagamento dos credores de outras empresas do grupo econômico da Companhia. Ainda, eventos ocorridos 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

4.1 Descrição dos fatores de risco

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.

Uma paralisação ou greve de parte significativa da força de trabalho da Companhia pode afetar suas operações.

Os empregados da Companhia 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. Greves e 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.

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

Em função das dificuldades e barreiras encontradas no Brasil para a regularização fundiária, especialmente na região de atuação da Companhia (Norte e Nordeste), podem incorrer perdas ou custos adicionais aos originalmente previstos.

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 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 em nossos fornecedores (incluindo provedores de data center e computação em nuvem) podem ter efeitos negativos semelhantes, na medida em que vulnerabilidades ou

4.1 Descrição dos fatores de risco

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 entre a Eneva e suas controladas indexados ao CDI ou IPCA, bem como operações comerciais compra e venda de energia 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.

4.1 Descrição dos fatores de risco

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 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 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 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

4.1 Descrição dos fatores de risco

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

A Companhia entende que não há riscos relevantes envolvendo os administradores da Companhia, exceto conforme indicado no item (a) acima.

(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.

4.1 Descrição dos fatores de risco

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 para utilização em sua usina termelétrica Porto do Sergipe I, em compromisso de longo prazo, estando exposta a riscos de entrega.

A Companhia importa GNL para utilização em sua usina termelétrica Porto do Sergipe I, em compromisso de longo prazo, estando exposta a riscos de entrega, 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 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, Porto de Itaqui e Porto do Pecém 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 compartilhados com outros usuários, além de contar com instalações logísticas complexas (como a esteira transportadora em Porto de Itaqui e Porto do Pecém). 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

4.1 Descrição dos fatores de risco

resultados financeiros e operacionais das usinas termelétricas de Porto de Itaqui e Porto do Pecém, e, por conseguinte, na Companhia.

Impactos em decorrência de eventos geopolíticos, tais como guerras e conflitos internacionais, como os conflitos militares que ocorrem atualmente entre Rússia e Ucrânia e entre Israel e o Hamas, 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 celebrou, no dia 2 de março de 2023, o Termo de Ajustamento de Conduta nº 214711, referente ao descumprimento das obrigações de Conteúdo Local previstas em alguns Contratos de Concessão dos campos de E&P detidos pela Companhia (o "**TAC**"), cujo valor de referência previsto, contemplando os investimentos necessários para o adimplemento do compromisso, é de R$ 33.706.547,07. A Eneva já endereçou à ANP documentos comprobatórios que respaldem o cumprimento do TAC pela Companhia. Atualmente, o processo está sob análise da ANP, com a finalidade da realização da fiscalização que ateste o cumprimento da obrigação por parte da ANP. Por possuir natureza de título executivo extrajudicial, caso seja verificado o descumprimento, total ou parcial, dos

4.1 Descrição dos fatores de risco

termos convencionados no TAC, a Companhia poderá ficar sujeita a riscos e penalidades, tais como o pagamento de multas, execução judicial do título extrajudicial e, ainda, judicialização de demandas perante o Poder Judiciário o que pode gerar impactos financeiros e reputacionais relevantes.

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 de 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**”). 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.

A eventual inadimplência de clientes da Companhia e/ou de suas controladas no âmbito dos contratos celebrados no ACL 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 2024, os valores contabilizados como saldo de contas a receber circulantes da Companhia eram de R$ 2.330,7 milhões. A título comparativo, em 31 de dezembro de 2023, os valores contabilizados como saldo de contas a receber circulantes da Companhia eram de R$ 1.431,3 milhões. Dos valores apurados em 2024 e 2023, respectivamente, R$ 638,6 milhões e R$ 317,1

4.1 Descrição dos fatores de risco

milhões correspondem a contratos de comercialização de energia elétrica no ambiente livre.

No segundo semestre de 2024, a empresa também entrou na comercialização de GNL e Gás Natural. A Companhia e/ou suas controladas também celebram contratos de compra e venda de condensados, que também são plausíveis de default.

(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, sendo que estes podem não ocorrer ou ser consideravelmente desfavoráveis à realização de novos investimentos a retornos atrativos.

Além disso, a projeção de cenários futuros desfavoráveis pode resultar na interrupção temporária do desenvolvimento de novos projetos.

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.

4.1 Descrição dos fatores de risco

Uma das atividades exercidas pela Companhia consiste na negociação, aquisição e comercialização de energia elétrica no ACL.

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 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

4.1 Descrição dos fatores de risco

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 (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.

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

4.1 Descrição dos fatores de risco

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 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

4.1 Descrição dos fatores de risco

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.

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

4.1 Descrição dos fatores de risco

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.

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.

4.1 Descrição dos fatores de risco

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

4.1 Descrição dos fatores de risco

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.

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, de 31 de julho de 2019, e da Resolução Normativa ANEEL nº 858, de 1 de outubro de 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.

4.1 Descrição dos fatores de risco

A Resolução Normativa ANEEL nº 858/2019 foi revogada pela Resolução Normativa ANEEL nº 1.032, de 26 de julho de 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, de 6 de agosto de 1997, conforme alterada ("**Lei do Petróleo**"), ou contratos sob o regime de partilha de produção, na forma estabelecida pela Lei nº 12.351, de 22 de dezembro de 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, 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

4.1 Descrição dos fatores de risco

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 n° 63, de 12 de maio de 2004 ("**REN n° 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

4.1 Descrição dos fatores de risco

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.

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

4.1 Descrição dos fatores de risco

(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 Agraria ("**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 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

4.1 Descrição dos fatores de risco

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

4.1 Descrição dos fatores de risco

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 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.

4.1 Descrição dos fatores de risco

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,

4.1 Descrição dos fatores de risco

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.

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 elétrico 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, consequentemente, para os negócios e resultados da Companhia e suas subsidiárias.

4.1 Descrição dos fatores 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.

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, consequentemente, prejuízos à reputação da Companhia e afetando adversamente os seus negócios e resultados financeiros.

(l) 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.

Dentre os riscos de transição citamos: (i) a possibilidade de regulamentações mais restritivas associadas ao consumo de combustíveis intensivos em carbono, incluindo eventual taxação 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.

4.1 Descrição dos fatores de risco

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 de nossos ativos.

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 n° 12.187/2009 (“**Política Nacional de Mudanças Climáticas**”) e pelo Decreto Federal n° 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 n° 9.073/2017 e, foi publicado o Decreto Federal n° 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

4.1 Descrição dos fatores de risco

que podem de 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 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, consequentemente, 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

4.1 Descrição dos fatores de risco

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.

4.1 Descrição dos fatores de risco

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.

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.

4.1 Descrição dos fatores de risco

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 o nosso acesso aos mercados de capitais internacionais, afetando as condições de financiamento necessárias às nossas operações 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 nossos clientes pode se tornar inadimplente, causando efeito relevante adverso em nossos negócios.

4.1 Descrição dos fatores de risco

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 nossos negócios. 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.

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, consequentemente, 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 nosso 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, como a pandemia de COVID - 19, 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.

4.1 Descrição dos fatores de risco

Surtos de doenças transmissíveis, como ocorreu no surto da COVID-19 em escala global iniciado em 2020, 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, consequentemente, 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

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, refinanciar 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

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, risco de taxa de inflação, de jutos flutuantes, de taxa de câmbio e de variação de preços de *commodities.*

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, consequentemente, 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, 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 2024, 99,1% 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 (i) corrigidos pela taxa DI teve saldo de R$ 2.670,10 milhões em 31 de dezembro de 2024; (ii) corrigidos pela TJLP, era de R$ 18,88 milhões em 31 de dezembro de 2024; (iii) corrigidos pela EURIBOR, era de R$ 124,33 milhões em 31 de dezembro de 2024; e (iv) indexados ao IPCA, era de R$ 14.842,24 milhões em 31 de dezembro de 2024. O saldo de depósitos vinculados a esses empréstimos, financiamentos e debêntures teve saldo de R$ 423,53 milhões em 31 de dezembro de 2024.

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 Libor fossem deslocadas em 25% e 50%, respeitando os prazos de pagamento de cada linha.

Em 31 de dezembro de 2024

4.3 Descrição dos principais riscos de mercado

(R$ milhões)	Cenário provável	Cenário I (alta 25%)	Cenário II (alta 50%)
Risco de fluxo de caixa:			
Passivo indexado a TJLP	1,4	1,7	1,9
Passivo indexado a CDI	431,2	543,8	638,2
Passivo indexado a IPCA	2.027,7	2.335,8	2.640,1
Passivo indexado a Euribor	4,2	5,1	5,9
Despesa de passivos indexados	2.464,5	2.886,3	3.286,2
Aumento da despesa financeira	-	421,8	821,7

Indicadores:

IPCA médio 12M: 9,3% (fonte: Curva Referencial B3)

TJLP 12M: 6,7% (fonte: Conselho Monetário Nacional)

CDI médio 12M: 15,4% (fonte: Curva Referencial B3)

Risco de taxas de câmbio

No contexto de exposições em moeda estrangeira, a Companhia realiza desembolsos em dólares americanos referentes ao contrato de arrendamento da Unidade Flutuante de Armazenamento e Regaseificação (FSRU), que fica atracada no Porto de Sergipe, dedicada à operação da Hub Sergipe.

O contrato estará vigente 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 significativo no resultado financeiro da Companhia, embora sem efeito no caixa em sua totalidade. O aumento do dólar em 2024 gerou uma variação cambial negativa no resultado financeiro de R$ 922,1 milhões, já os pagamentos realizados foram de R$ 301,4 milhões.

Com a finalidade de verificar a sensibilidade dessa exposição, foram definidos três diferentes cenários. Como cenário provável, a Companhia utilizou a taxa de câmbio à vista para estimar quais seriam as despesas financeiras para os próximos 12 meses. Como cenários alternativos, a Companhia calculou qual seria a perda

4.3 Descrição dos principais riscos de mercado

financeira para os próximos 12 meses caso a taxa de câmbio fosse deslocada em 25% e 50%, respeitando os prazos de pagamento do contrato.

Em 31 de dezembro de 2024			
(R$ milhões)	**Cenário provável**	**Cenário I (alta 25%)**	**Cenário II (alta 50%)**
Risco de fluxo de caixa:			
Passivo indexado ao dólar americano	241,1	301,4	361,7
Despesa financeira esperada	241,1	301,4	361,7
Aumento da despesa financeira esperada	-	60,3	120,6

A Companhia possui, ainda, exposição cambial decorrente de investimentos de capital (CAPEX), operações de compra e venda de energia elétrica denominadas em moedas estrangeiras ou indexadas a elas, troca de taxa de juros sobre passivos de antecipação de recebíveis futuros e empréstimos em moeda estrangeira.

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

4.3 Descrição dos principais riscos de mercado

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 foi determinado por meio de informações disponíveis no mercado e metodologias aplicáveis de avaliação. Entretanto, certo julgamento foi requerido 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 energia	2024	Sensibilidade dos inputs ao valor justo*
Ativos financeiros	Método de fluxo de caixa descontado	Preço projetado de energia	1.617.198	+10%	1.326.160
				-10%	1.747.119
Passivo financeiros			1.251.907	+10%	1.072.719
				-10%	1.268.290

**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.*

4.4 Processos não sigilosos relevantes

Na data base 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

Em 31 de dezembro de 2024, 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 2024) que poderão ser glosados caso mantido o entendimento da Receita Federal.

4.4 Processos não sigilosos relevantes

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 (hedge) 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.
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.
h. estágio do processo	Aguarda-se a inclusão do processo em pauta para julgamento do recurso interposto pela Companhia.
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

4.4 Processos não sigilosos relevantes

	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	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, 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.
g. resumo das decisões de mérito proferidas	Não foram proferidas decisões de mérito.

4.4 Processos não sigilosos relevantes

h. estágio do processo	O processo está em fase de instrução probatória.
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$ 109.165.447.13, atualizado até 31 de dezembro de 2024.

4.4 Processos não sigilosos relevantes

Embargos à Execução Fiscal nº 0805143-07.2020.4.05.8100	
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 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

4.4 Processos não sigilosos relevantes

Embargos à Execução Fiscal nº 0805143-07.2020.4.05.8100	
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

Em 31 de dezembro de 2024, a Companhia e suas controladas eram parte de processos judiciais de natureza cível, sendo os seguintes relevantes:

Ação Ordinária n° 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 (“Pecém II”); Parnaíba Geração e Comercialização de Energia S.A. (“Parnaíba I”); e Parnaíba II Geração de Energia S.A. (“Parnaíba II”) 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, 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), garantindolhes 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 cálculos das taxas de indisponibilidades operacionais com base na média de produção de energia dos últimos 60 meses, inclusive de forma retroativa.

4.4 Processos não sigilosos relevantes

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 n° 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”) Rés: ANEEL e CCEE
e. valores, bens ou direitos envolvidos	Ilíquido.

4.4 Processos não sigilosos relevantes

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), garantindolhes 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 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.

4.4 Processos não sigilosos relevantes

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 n° 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$183.488.244,36. atualizado até 31 de dezembro de 2024.

4.4 Processos não sigilosos relevantes

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, 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.

4.4 Processos não sigilosos relevantes

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

4.4 Processos não sigilosos relevantes

	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 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.
h. estágio do processo	Aguarda-se trânsito em julgado da ação cautelar no STJ, atualmente em fase de embargos de declaração.
i. chance de perda	Possível.
j. motivo pelo qual o processo é considerado relevante	A relevância do processo se justifica pelo valor envolvido.

4.4 Processos não sigilosos relevantes

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. Importante destacar que os valores de perda serão rateados entre Pecém II e Porto do Pecém (na proporção de 50% para cada uma dessas sociedades), uma vez que Eneva e a EDP são acionistas na MABE na proporção de 50% cada uma.

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
e. valores, bens ou direitos envolvidos	R$ **47.032.179,43**, atualizado até 31 de dezembro de 2024.

4.4 Processos não sigilosos relevantes

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 (“CCEARs”) em razão da criação de Encargo Hídrico Emergencial (“EHE”) 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.

4.4 Processos não sigilosos relevantes

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.
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 n° 0805670-25.2017.4.05.8500	
a. juízo	2ª Vara Federal de Sergipe
b. instância	1ª Instância
c. data de instauração	27/10/2017

4.4 Processos não sigilosos relevantes

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$ 214.863.374,96 (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 proferido acórdão que negou provimento ao recurso de apelação da autora. Em 12 de agosto de 2022, a Autora interpôs recurso especial.

4.4 Processos não sigilosos relevantes

h. estágio do processo	Aguarda-se o julgamento do recurso especial interposto pela Autora contra acórdão que negou provimento ao seu recurso de apelação.
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 n° 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 outros Réus: Eneva S.A. (“Eneva”) e Azulão Geração de Energia S.A. (“Azulão”)
e. valores, bens ou direitos envolvidos	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.

4.4 Processos não sigilosos relevantes

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 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
g. resumo das decisões de mérito proferidas	Ainda não foram proferidas decisões de mérito no processo.
h. estágio do processo	O processo está em fase inicial.
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.

4.4 Processos não sigilosos relevantes

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 n° 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.
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.

4.4 Processos não sigilosos relevantes

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

(iii) Ambiental

Em 31 de dezembro de 2024, a Companhia e suas controladas eram parte de processos administrativos e judiciais de natureza ambiental, sendo os seguintes relevantes:

Ação Civil Pública n° 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”) Rés: 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.

4.4 Processos não sigilosos relevantes

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 abstido de analisar adequadamente os referidos estudos e fazer exigências complementares. De acordo com o MPF, ainda assim, o IBAMA expediu a Licença Prévia n° 293/2008 e as Licenças de Instalação n° 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 abstivesse 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 (“EIA/PBA”); (iii) a obrigatoriedade de o IBAMA 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.
g. resumo das decisões de	Em 12/11/2010 a 8ª Vara indeferiu o pedido liminar formulado pelo MPF. Na

4.4 Processos não sigilosos relevantes

mérito proferidas	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.
h. estágio do processo	Os autos estão conclusos para julgamento desde 30/07/2024.
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 n° 002009.37.00.006877-1 (0006730-05.2009.4.01.3700)	
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	2ª instância
c. data de instauração	28/09/2009
d. partes no processo	Autor: Pedro Leonel Pinto de Carvalho Réus: 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.
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.

4.4 Processos não sigilosos relevantes

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

4.4 Processos não sigilosos relevantes

	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 n° 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.
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.

4.4 Processos não sigilosos relevantes

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 n° 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.

4.4 Processos não sigilosos relevantes

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 oi proferida 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.
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.
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.

4.4 Processos não sigilosos relevantes

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.

4.4 Processos não sigilosos relevantes

f. principais fatos	Trata-se de Ação Civil Pública, com pedido liminar, ajuizada por suposta retificação indevida da Licença de Operação n° 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, 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.

4.4 Processos não sigilosos relevantes

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.
h. estágio do processo	Encerrada a instrução probatória. Aguarda-se sentença.
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
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. (“Parnaíba I”)
e. valores, bens ou direitos envolvidos	R$ 22.903.526,73, atualizado até 31 de dezembro de 2024.

4.4 Processos não sigilosos relevantes

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 Companhia.
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 31 de dezembro de 2024).

Ação Civil Pública n° 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.

4.4 Processos não sigilosos relevantes

e. valores, bens ou direitos envolvidos	Processo de Licenciamento Ambiental da Usina Termoelétrica 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 Juízo deferiu parcialmente o pedido liminar, determinando a suspensão do Procedimento de Licenciamento Ambiental n° 0989/2008/SEMA, bem como os efeitos da Licença n° 043/2007 e dos demais atos do Procedimento n° 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 interpuseram 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.

4.4 Processos não sigilosos relevantes

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 n° 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 - 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.

4.4 Processos não sigilosos relevantes

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.
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.
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	O MPF apresentou réplica. Os autos estão conclusos para saneamento.
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.

4.4 Processos não sigilosos relevantes

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 n° 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.
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.

4.4 Processos não sigilosos relevantes

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 Rés: 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.

4.4 Processos não sigilosos relevantes

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 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.

4.4 Processos não sigilosos relevantes

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

Em 31 de dezembro de 2024, 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

Em 31 de dezembro de 2024, a Companhia e suas controladas eram parte de processos administrativos e judiciais de natureza regulatória, sendo os seguintes relevantes:

Processo Administrativo nº 48500.002008/2020-58	
a. juízo	Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL
b. instância	1ª instância administrativa
c. data de instauração	12/01/2022
d. partes no processo	Azulão Geração de Energia S.A.
e. valores, bens ou direitos envolvidos	A discussão não tem valor econômico determinado, pode ser apenas estimado e corresponde à redução da receita proveniente do Contrato de Comercialização de Energia Elétrica no Sistema Isolado – CCESI, proporcionalmente aos dias de atraso na entrada em operação comercial, a ser calculada conforme os parâmetros contratuais.

4.4 Processos não sigilosos relevantes

f. principais fatos	Em pedido realizado em 12 de janeiro de 2022, a Azulão solicitou o reconhecimento de excludente de responsabilidade por eventos alheios à esfera de gestão da Azulão durante a operação em testes da UTE Jaguatirica II, o que ocasionou o atraso na operação comercial da usina. Conjuntamente, foi solicitada medida cautelar para impedir a aplicação de penalidades. Em 01 de fevereiro de 2022, a Diretoria negou o pleito cautelar da Azulão e remeteu o processo para exame do mérito pela área técnica da Agência. Em 25 de abril de 2022, a SCG e a SFG elaboraram a Nota Técnica nº 324/2022, que negou o reconhecimento da excludente de responsabilidade. Após envio de cartas por Azulão e emissão de notas técnicas pelas Superintendências da ANEEL, em 03 de outubro de 2023, a Diretoria da ANEEL decidiu, por unanimidade, conhecer e, no mérito, dar parcial provimento ao pleito de Azulão para (i) reconhecer, como excludente de responsabilidade, o período de 38 dias relacionado ao momento final de testes da UTE Jaguatirica II; e (ii) negar provimento aos demais pleitos. Em 23 de outubro de 2023, Azulão apresentou pedido de reconsideração à Diretoria da ANEEL, o qual ainda está pendente de análise pela Agência.
g. resumo das decisões de mérito proferidas	Em 03 de outubro de 2023, a Diretoria da ANEEL decidiu, por unanimidade, conhecer e, no mérito, dar parcial provimento ao pleito de Azulão para (i) reconhecer, como excludente de responsabilidade, o período de 38 dias relacionado ao momento final de testes da UTE Jaguatirica II; e (ii) negar provimento aos demais pleitos. Em 03 de dezembro de 2024, a diretoria da ANEEL deu parcial provimento ao pedido de reconsideração de Azulão para reconhecer 9 dias adicionais de excludente de responsabilidade.
h. estágio do processo	O pedido de reconsideração de Azulão foi julgado na reunião da diretoria da ANEEL em 03 de dezembro de 2024. Foi dado parcial provimento para reconhecer 9 dias adicionais de excludente de responsabilidade.
i. chance de perda	N/A

4.4 Processos não sigilosos relevantes

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	Em caso de decisão final desfavorável, a Companhia deverá pagar as penalidades editalícias e do CCESI proporcionais ao período de atraso na entrada em operação comercial da UTE Jaguatirica II. O valor final das penalidades depende, ainda, da análise de mérito do pleito pela ANEEL.

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, foi impetrado Mandado de Segurança para impedir a cobrança do ressarcimento antes da definição no âmbito administrativo.

4.4 Processos não sigilosos relevantes

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.

4.4 Processos não sigilosos relevantes

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 2024)
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.
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

Não aplicável, tendo em vista que não havia valor provisionado em 31 de dezembro de 2024 para os processos descritos no item 4.4 deste Formulário de Referência.

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. ("Eneva Comercializadora"), 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$ 47.869.860,00 (atualizado até 31 de dezembro de 2024)

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 reconvencional, para que a Requerente seja condenada ao pagamento de multas por atraso, perdas e danos. O procedimento está em fase de instrução probatória.
b. valores envolvidos	A Requerente atribuiu aos seus pleitos o valor total de R$ 73.026.697,32. O pedido reconvencional da Companhia foi estimado em R$ 113.678.285,1 (atualizados até 31 de dezembro de 2024).

Procedimento Arbitral

4.6 Processos sigilosos relevantes

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 reconvencional 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.
b. valores envolvidos	A Requerente atribuiu aos seus pleitos o valor total de R$ 455.075.033,48. O pedido reconvencional da subsidiária da Companhia foi estimado em R$ 850.131.420,10 (atualizados até 31 de dezembro de 2024).

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. O procedimento está em fase de produção probatória.
b. valores envolvidos	A Requerente atribuiu aos seus pleitos o valor total de R$ 451.985.33,79 . O pedido reconvencional da subsidiária da Companhia foi estimado em R$ 3.102.881.774,11 (atualizados até 31 de dezembro de 2024).

Procedimento Arbitral

4.6 Processos sigilosos relevantes

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. Foi encerrada a fase de instrução probatória. Aguarda-se prolação da sentença arbitral.
b. valores envolvidos	Os pleitos da Requerente somam R$ 439.313.201,42. Os pedidos reconvencionais da Companhia foram estimados em R$ 532.139.288,34 (atualizados até 31 de dezembro de 2024).Os direitos e deveres envolvidos nessa disputa foram cedidos aos ex-acionistas da subsidiária da Companhia parte na arbitragem.

Procedimento arbitral	
a. análise do possível impacto para a Companhia e suas controladas	Trata-se de procedimento arbitral instaurado pela Companhia contra ex-acionistas de subsidiária em razão de discussões decorrentes do contrato de compra e venda de participação societária
b. valores envolvidos	Os pleitos da Companhia somam R$ 90.343.065,72. Os pedidos reconvencionais das Requeridas somam R$ 66.292.638,65.

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 57 ações foram ajuizadas por 1.428 autores Ré: CELSE - Centrais Elétricas de Sergipe S.A. (“CELSE”).
e. valores, bens ou direitos envolvidos	R$ 271.107.764,70 (somatório do valor envolvido em todas as 59 ações indenizatórias, atualizado em 31 de dezembro de 2024)
f. principais fatos	Tratam-se de 59 ações indenizatórias ajuizadas contra CELSE e suas exacionistas (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

(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 e aprovada 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 Eneva está exposta, incluindo: riscos financeiros, estratégicos, operacionais, regulatórios, dentre outros.

A Política de Gerenciamento de Riscos aplica-se à Eneva 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, os quais 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;

5.1 Descrição do gerenciamento de riscos e riscos de mercado

- 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 juros, taxas de câmbio e preços de commodities – que podem impactar seu fluxo de caixa e o balanço patrimonial.

(ii) instrumentos utilizados para proteção

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-se 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:

- desenvolve soluções tecnológicas para a otimização e a mitigação de riscos de seus processos;
- realiza o monitoramento constante dos seus níveis de endividamento por meio de indicadores, bem como realiza a gestão da captação de recursos de forma a obter perfil de amortizações adequado;
- realiza 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;
- promove a capacitação e treinamento de seus colaboradores, inclusive nas políticas e normativos internos;
- realiza 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;
- revisita 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;

5.1 Descrição do gerenciamento de riscos e riscos de mercado

- avalia e monitora 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;
- adota ações para aprimorar a eficiência, transparência e efetividade nos processos de licenciamento regulatório, inclusive licenciamento ambiental;
- aperfeiçoa 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 e segurança dos colaboradores;
- aperfeiçoa 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

(a) **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;

(b) **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

5.1 Descrição do gerenciamento de riscos e riscos de mercado

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;

(c) **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;

(d) **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;

(e) **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;

(f) **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;

(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;

5.1 Descrição do gerenciamento de riscos e riscos de mercado

(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;

(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 2024, com o objetivo de disseminar os Pilares do Programa de Integridade, foram realizados treinamentos presenciais sobre as principais políticas do Programa, os temas de assédio moral e sexual, bem como divulgação do Canal de Denúncia em Parnaíba, em Azulão e nos ativos do Espírito Santo. Adicionalmente, foram conduzidos treinamentos voltados aos nossos fornecedores e terceiros com maior exposição a riscos de Compliance e para áreas estratégicas da Companhia.

(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

5.1 Descrição do gerenciamento de riscos e riscos de mercado

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 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 2024 a Companhia possui NDFs com a finalidade de mitigar a exposição cambial decorrente de investimentos e operações de venda de energia em moeda estrangeira previstos nas seguintes entidades: *(i) na holding*, para a construção das instalações previstas no contrato de suprimento de GNL a Suzano e a Vale; (ii) na Sparta 300, para construção do projeto Azulão 950; e (iii) na Eneva Comercializadora, para as receitas denominadas ou indexadas ao dólar. Os programas da holding e da Sparta 300 foram designados para contabilidade de hedge e são classificados como hedge de fluxo de caixa, portanto, mensurados ao valor justo por meio de outros resultados abrangentes.

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, buscando assegurar o cumprimento das diretrizes definidas:

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.

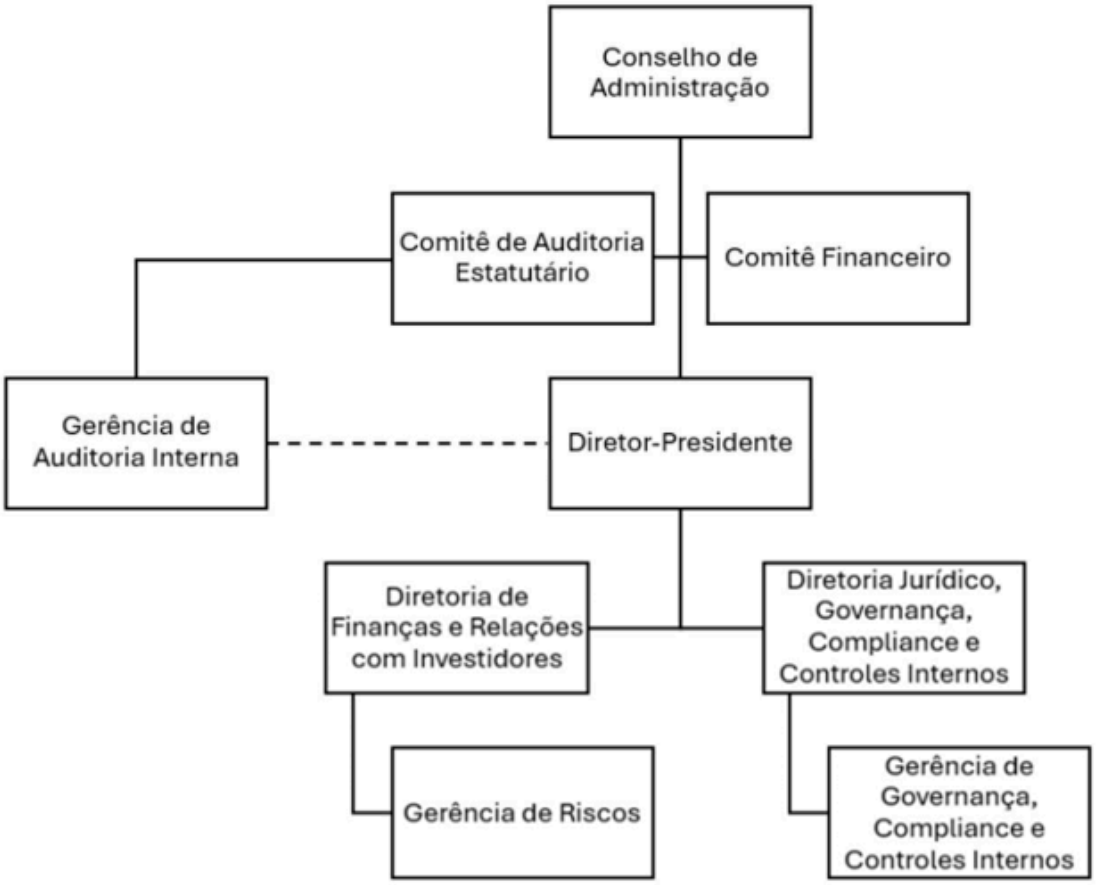
5.1 Descrição do gerenciamento de riscos e riscos de mercado

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.

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:



Conselho de Administração

5.1 Descrição do gerenciamento de riscos e riscos de mercado

Cabe ao Conselho de Administração aprovar as alterações da Política de Gerenciamento de Riscos e autorizar, se necessário, quaisquer exceções a essa Política, 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; 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;

5.1 Descrição do gerenciamento de riscos e riscos de mercado

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 Comitê de Auditoria Estatutário 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 Comitê de Auditoria Estatutário 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 Comitê de Auditoria Estatutário 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);

5.1 Descrição do gerenciamento de riscos e riscos de mercado

(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;

(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

5.1 Descrição do gerenciamento de riscos e riscos de mercado

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 Comitê de Auditoria Estatutário em relação às demonstrações financeiras da Companhia;

5.1 Descrição do gerenciamento de riscos e riscos de mercado

(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

(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 Comitê de Auditoria Estatutário 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;

5.1 Descrição do gerenciamento de riscos e riscos 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

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 Comitê de Auditoria Estatutário.

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

5.1 Descrição do gerenciamento de riscos e riscos de mercado

fim de identificar oportunidades de melhoria e reduzir a exposição a riscos indesejáveis.

Além 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 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 Comitê de Auditoria Estatutário, 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 Comitê de Auditoria Estatutário, 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 Comitê de Auditoria Estatutário, 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

(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;

5.2 Descrição dos controles internos

- 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;
- 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.

Além do mencionado acima, no subitem 5.1(b) “iii” também são detalhadas informações adicionais.

(c) forma de supervisão da eficiência dos controles internas pela administração da Companhia, indicando o cargo das pessoas responsáveis pelo referido acompanhamento

As principais práticas de controles internos e o grau de eficiência de tais controles estão descritos no item 5.2(a) e a responsabilidade do referido acompanhamento reside na Diretoria Jurídica e Governança, *Compliance* e Controles Internos da empresa, bem como por parte do Comitê de Auditoria.

(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 2024, 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 2024 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

5.2 Descrição dos controles internos

com relação às demonstrações financeiras referentes ao exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2024.

5.3 Programa de integridade

(a) regras, políticas, procedimentos ou práticas voltadas para a prevenção, detecção e remediação de fraudes e ilícitos praticados contra a administração pública

(i) principais mecanismos e procedimentos de integridade adotados e sua adequação ao perfil e riscos identificados pela Companhia

A Companhia possui ferramentas e mecanismos voltados à prevenção, detecção e remediação de violações éticas e legais praticadas contra a administração pública, os quais se encontram descritos no código de conduta, aprovado em reunião do Conselho de Administração realizada em 14 de maio de 2023 ("**Código de Conduta**"), disponível no website da Companhia (ri.eneva.com.br).

A Companhia possui um programa de integridade ("**Programa de Integridade**"), o qual está pautado na capacitação e 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 as demandas específicas, além de treinamentos voltados aos terceiros visando a manutenção e a propagação desses valores na cadeia de valor.

A fim de mitigar riscos relativos à contratação de terceiros fornecedores e prestadores de serviço, a Companhia realiza análises reputacionais utilizando as ferramentas *Aliant* (ICTS) e *D-tracker* (Deloitte) os quais permitem acesso à base de dados robustas de consultas com obtenção de informações detalhadas sobre as pessoas jurídicas e físicas analisadas.

Por fim, a Companhia possui um canal de denúncias 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, 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, procedimentos e práticas da Companhia para buscar adequação, aperfeiçoamento e atualização do Código de Conduta e do Programa de Integridade.

(ii) a estrutura organizacional envolvida no monitoramento do funcionamento e da eficiência dos mecanismos e procedimentos internos de integridade

5.3 Programa de integridade

A Companhia conta com uma área de *Compliance*, que tem como responsáveis os diretores jurídicos, que compõe a gerência de Riscos, *Compliance* e Controles Internos, 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 a 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.

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 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

5.3 Programa de integridade

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.

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 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.

Desde o ano de 2018, foram conduzidos, pela área de Governança, Riscos e *Compliance*, 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.

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.

Após a aprovação da revisão do Código de Conduta e Política Anticorrupção em setembro de 2020, foi conduzido treinamento online sobre o Código de Conduta e Política Anticorrupção.

Ao longo dos 3 (três) últimos exercícios sociais, outros treinamentos foram realizados pela Companhia, conforme especificados no item 5.1(ii), letra “l”, 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 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.

5.3 Programa de integridade

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: ; e/ou
- pelo telefone 0800 601 8679; e/ou pelo aplicativo da Contato Seguro.

(iii) mecanismos de anonimato e de proteção a denunciantes 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 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

Não houve, no exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2024, alterações significativas nos principais riscos aos quais a Companhia está sujeita.

5.5 Outras informações relevantes

A Companhia implementou um Programa de Governança em Proteção de Dados, seguindo as melhores práticas do mercado e adotando medidas para o cumprimento da legislação vigente, especialmente a LGPD. Como parte dessa iniciativa, desenvolveu um mapeamento dos dados tratados e riscos envolvidos em suas atividades e nomeou um Encarregado de Proteção de Dados.

Além disso, a Companhia estabeleceu diversos normativos internos de privacidade, proteção de dados e segurança da informação, assim como procedimentos que garantem a efetividade do Programa de Governança em Proteção de Dados. A Companhia também oferece workshops e treinamentos aos seus colaboradores para familiarizá-los com as normas vigentes.

Em seus sites, a Companhia disponibiliza avisos de privacidade com informações claras, precisas e facilmente acessíveis sobre o tratamento de dados pessoais de cada categoria de titular aplicável, além de mecanismos que permitem aos titulares o exercício de seus direitos previstos na LGPD.

A Companhia revisa e atualiza periodicamente as práticas implementadas no contexto do Programa de Governança em Proteção de Dados para melhoria contínua.

6.1/2 Posição acionária

CONTROLADORA / INVESTIDORA					
ACIONISTA					
CPF/CNPJ acionista	**Nacionalidade-UF**	**Participa de acordo de acionistas**	**Acionista controlador**	**Última alteração**	
Acionista Residente no Exterior	**Nome do Representante Legal ou Mandatório**		**Tipo de pessoa**	**CPF/CNPJ**	
Detalhamento de ações Unidade					
Qtde. ações ordinárias Unidade	**Ações ordinárias %**	**Qtde. ações preferenciais Unidade**	**Ações preferenciais %**	**Qtde. total de ações Unidade**	**Total ações %**

CONTROLADORA / INVESTIDORA	CPF/CNPJ acionista	Composição capital social

The Goldman Sachs Group, Inc

	Estados Unidos	Não	Não	30/01/2026	
Sim	Goldman Sachs International		Juridica		05.479.103/0001-08
98.046.600	5,062	0	0,000	98.046.600	5,062

Classe Ação	Qtde. de ações Unidade	Ações %	Ações (%) da espécie	Ações (%) do capital social
TOTAL	0	0.000		

BANCO BTG PACTUAL S.A.

30.306.294/0001-45	Brasil	Não	Não	21/07/2025	
Não	BANCO BTG PACTUAL S.A.		Juridica		30.306.294/0001-45
493.439.011	25,475	0	0,000	493.439.011	25,475

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	16/05/2025	
Não	DYNAMO ADMINISTRAÇÃO DE RECURSOS LTDA.		Juridica		72.116.353/0001-62
183.998.960	9,499	0	0,000	183.998.960	9,499

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 Mandatório**		**Tipo de pessoa**	**CPF/CNPJ**	
Detalhamento de ações Unidade					
Qtde. ações ordinárias Unidade	**Ações ordinárias %**	**Qtde. ações preferenciais Unidade**	**Ações preferenciais %**	**Qtde. total de ações Unidade**	**Total ações %**

CONTROLADORA / INVESTIDORA	CPF/CNPJ acionista	Composição capital social

GQG Partners LLC

	Estados Unidos	Não	Não	18/09/2025	
Sim	Citibank Distribuidora de Títulos e Valores Mobiliários SA		Juridica	33.868.597/0001-40	
100.076.800	5,167	0	0,000	100.076.800	5,167

Classe Ação	Qtde. de ações Unidade	Ações %	Ações (%) da espécie	Ações (%) do capital social
TOTAL	0	0.000		

PARTNERS ALPHA INVESTMENTS LLC

00.000.000/0000-00	Estados Unidos	Não	Não	16/05/2025	
Sim	Banco BTG Pactual S.A.		Juridica	30.306.294/0002-26	
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		

AÇÕES EM TESOURARIA

21.169.290	1,093	0	0,000	21.169.290	1,093

OUTROS

602.750.134	31,118	0	0,000	602.750.134	31,118

TOTAL

6.1/2 Posição acionária

CONTROLADORA / INVESTIDORA					
ACIONISTA					
CPF/CNPJ acionista	**Nacionalidade-UF**	**Participa de acordo de acionistas**	**Acionista controlador**	**Última alteração**	
Acionista Residente no Exterior	**Nome do Representante Legal ou Mandatório**		**Tipo de pessoa**	**CPF/CNPJ**	
Detalhamento de ações Unidade					
Qtde. ações ordinárias Unidade	**Ações ordinárias %**	**Qtde. ações preferenciais Unidade**	**Ações preferenciais %**	**Qtde. total de ações Unidade**	**Total ações %**
CONTROLADORA / INVESTIDORA				**CPF/CNPJ acionista**	**Composição capital social**
1.936.973.658	100,000	0	100,000	1.936.973.658	100,000

6.3 Distribuição de capital

Data da última assembleia / Data da última alteração	30/04/2025
Quantidade acionistas pessoa física	28.205
Quantidade acionistas pessoa jurídica	170
Quantidade investidores institucionais	874

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	1.913.347.380	98,780%
Quantidade preferenciais	0	0,000%
Total	1.913.347.380	98,780%

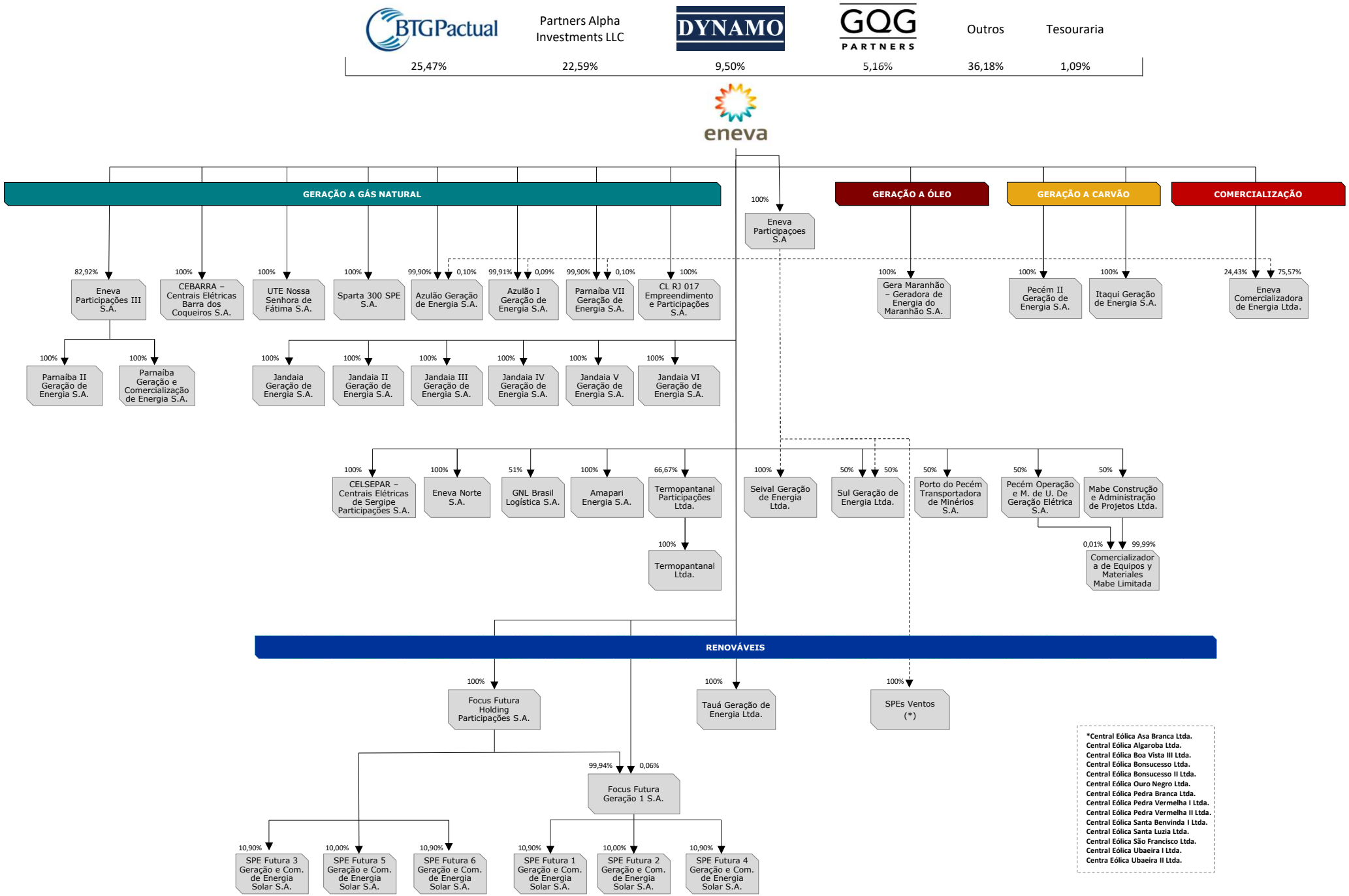
6.4 Participação em sociedades

Denominação Social	CNPJ	Participação do emisor (%)
AZULÃO GERAÇÃO DE ENERGIA S.A.	30.185.130/0001-07	100
GERA MARANHÃO – GERADORA DE ENERGIA DO MARANHÃO S.A.	09.110.880/0001-23	100
FOCUS INTELIGÊNCIA EM ENERGIA LTDA.	22.418.102/0001-64	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	85,09
SPE FUTURA 2 GERAÇÃO E COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA SOLAR S.A.	37.349.892/0001-40	10
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	85,09
ENEVA COMERCIALIZADORA DE ENERGIA LTDA	09.185.485/0001-00	100

6.4 Participação em sociedades

Denominação Social	CNPJ	Participação do emisor (%)
PARNAÍBA GERAÇÃO DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA S.A.	15.743.303/0001-71	85,09
ITAQUI GERAÇÃO DE ENERGIA S.A.	08.219.477/0001-74	100
SPE FUTURA 1 GERAÇÃO E COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA SOLAR S.A.	37.349.957/0001-58	10,9
USINA TERMOELÉTRICA NOSSA SENHORA DE FÁTIMA S.A.	24.488.267/0001-38	100
AMAPARI ENERGIA S.A.	08.815.601/0001-64	100
AZULÃO I GERAÇÃO DE ENERGIA S.A.	45.655.695/0001-88	100
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	19

6.5 Organograma dos acionistas e do grupo econômico



Notas: (1) Nesta data, a companhia não possui acionista(s) controlador(es).

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, as participações indicadas para a Dynamo Administração de Recursos Ltda. e para o *Partners Alpha Investments LLC* correspondem ao somatório de participações de diferentes fundos de investimentos ou carteiras geridos pelas respectivas gestoras.

Adicionalmente, no item 6.1/2 deste Formulário de Referência, foi informado em correspondência encaminhada pelo acionista *Partners Alpha Investments LLC*. 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.

Além disso, no item 6.1/2 deste formulário de Referência, a quantidade de ações em Tesouraria informada não considera o saldo mantido em instrumentos financeiros derivativos, conforme celebrados no âmbito do Programa de Recompra da Companhia, aprovado em 05 de janeiro de 2025. Desde sua aprovação, até 30 de maio de 2025, foram realizadas operações de swap de ações, abrangendo a totalidade de 6.244.412 (seis milhões, duzentos e quarenta e quatro mil e quatrocentas e doze) ações ordinárias de emissão da Companhia (“ENEV3”) na modalidade de liquidação exclusivamente financeira.

Informações adicionais ao item 6.4 deste Formulário de Referência

Nos termos da Resolução CVM 80 e do Ofício Circular/Anual-2025-CVM/SEP, a Companhia informa que o item 6.4 deste Formulário de Referência considera as subsidiárias que a Companhia considera relevantes para o desenvolvimento de suas atividades. Não obstante, para mais informações a respeito das demais sociedades em que a Companhia detém participação veja o organograma contido no item 6.5 deste Formulário de Referência.

7.1 Principais características dos órgãos de administração e do conselho fiscal

(a) principais características da política de indicação e de preenchimento de cargos do conselho de administração

O objetivo da 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), 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, de 29 de março de 2022. 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 informa que a Política de Indicação em vigor na data deste Formulário de Referência prevê que as indicações aos cargos da sua administração

7.1 Principais características dos órgãos de administração e do conselho fiscal

considerarão a diversidade de gênero, faixa etária e experiências, dentre outros critérios acima mencionados.

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 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 da Companhia 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 serão eleitos anualmente pelo Conselho de Administração da Companhia. A reeleição dos membros dos comitês 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 do Conselho de Administração da Política de Indicação será verificado pelo próprio Conselho de Administração. O Conselho de Administração elege e destitui o Diretor Presidente

7.1 Principais características dos órgãos de administração e do conselho fiscal

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.

(b) mecanismos de avaliação de desempenho do conselho de administração e de cada órgão ou comitê que a ele se reporta

(i) periodicidade da avaliação e sua abrangência

(ii) metodologia adotada e principais critérios utilizados na avaliação

(iii) contratação de serviços de consultoria ou assessoria externos

A avaliação do Conselho 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; 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 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.

7.1 Principais características dos órgãos de administração e do conselho fiscal

As avaliações referentes ao desempenho do Diretor-Presidente e demais diretores em 2024 foram finalizadas no segundo semestre de 2024 durante o Ciclo de Avaliação de Desempenho Eneva. As metas do Diretor Presidente e demais diretores, referentes ao exercício de 2024, foram aprovadas pelo Conselho de Administração na reunião realizada em 12 de dezembro de 2023.

(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 14 de maio de 2025 (“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

7.1 Principais características dos órgãos de administração e do conselho fiscal

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).

(iii) número total de pessoas com deficiência

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.

Informações Adicionais

Em atendimento ao Anexo B – Medidas ASG do Regulamento de Emissores da B3, a Companhia informa que, na data deste Formulário de Referência, não possui um membro titular no conselho de administração ou na diretoria estatutária que se identifique como mulher ou membro de comunidade sub-representada.

A Companhia reconhece a importância de promover a diversidade de gênero, raça, etnia e demais dimensões em sua administração, como forma de ampliar a pluralidade de perspectivas, a inovação e a criação de valor sustentável no longo prazo. Como demonstração disso, a Política de Indicação da Companhia considera a diversidade de conhecimentos, experiências, comportamentos, aspectos culturais, de gênero, faixa etária, dentre outros. Para mais informações, vide item 7.1 (a) deste Formulário.

(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 não formalizou objetivos específicos com relação a tais atributos de diversidade.

(f) papel dos órgãos de administração na avaliação, gerenciamento e supervisão dos riscos e oportunidades relacionados ao clima.

7.1 Principais características dos órgãos de administração e do conselho fiscal

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 e da estratégia de sustentabilidade através do pilar de "Transição e segurança energética". Para mais informações, vide item 2.10 (d) deste relatório.

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

(a) órgãos e comitês permanentes que a ele se reportam

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 websites da Companhia (https://ri.eneva.com.br/governanca-corporativa/estatuto-politicas-e-regimentos/), da CVM (https://www.gov.br/cvm/pt-br) e da B3 (https://b3.com.br/pt_br/para-voce).
- **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 websites da Companhia (https://ri.eneva.com.br/governanca-corporativa/estatuto-politicas-e-regimentos/), da CVM (https://www.gov.br/cvm/pt-br) e da B3 (https://b3.com.br/pt_br/para-voce).
- **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 websites da Companhia (https://ri.eneva.com.br/governanca-corporativa/estatuto-politicas-eregimentos/), da CVM (https://www.gov.br/cvm/pt-br) e da B3 (https://b3.com.br/pt_br/para-voce).
- **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 websites da Companhia (https://ri.eneva.com.br/governanca-corporativa/estatutopoliticase-regimentos/), da CVM (https://www.gov.br/cvm/pt-br) e da B3 (https://b3.com.br/pt_br/para-voce).

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) avaliação do trabalho da auditoria independente pelo conselho de administração

O Conselho de Administração avalia o trabalho da auditoria independente por meio do Comitê de Auditoria Estatutário, conforme suas atribuições listadas no Regimento Interno do órgão disponível nos websites da Companhia (https://ri.eneva.com.br/governanca-corporativa/estatutos-e-politicas/), da CVM (https://www.gov.br/cvm/pt-br) e da B3 (https://b3.com.br/pt_br/paravoce).

Adicionalmente, a Companhia não possui uma política de contratação de serviços de extra-auditoria.

7.2 Informações relacionadas ao conselho de administração

(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 Eneva. 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 Eneva 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

7.2 Informações relacionadas ao conselho de administração

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 da Eneva e no website da Companhia. O canal está disponível 24h, 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 **Profissão:** 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. 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 suspendido 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 **Profissão:** Engenheiro **Data de Nascimento:** 11/07/1955

Experiência Profissional: 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 outras. 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. 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 suspendido 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 **Profissão:** 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, Presidente do Conselho de Administração da Eneva, (desde: 05-2023) 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.. 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 suspendido 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		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 **Profissão:** Engenheiro **Data de Nascimento:** 29/12/1946

Experiência Profissional: 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 BEFIEX – 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. É membro independente nos termos do Regulamento do Novo Mercado. 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 suspendido 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 **Profissão:** 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 Direitor 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 suspendido 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 **Profissão:** 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 suspendido 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 **Profissão:** 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 suspendido 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 **Profissão:** Economista **Data de Nascimento:** 06/06/1976

Experiência Profissional: 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 Continetales S.A. (setor de serviços), Sociedade Concessionaria Autopista S.A. (setor de construção), Sociedade Concessionaria Melipilla S.A. (setor industrial), Ruta de los Ríos Sociedade Concessariona S.A. (setor de infraestrutura) e Sociedaded 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 sociedades mencionadas não 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 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 suspendido 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 **Profissão:** 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 portfolios 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 Petrolem 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. 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 suspendido 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 2026	Conselho de Adm. Independente (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 **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 sociedades mencionadas não 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 suspendido 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: BARNE SECCARELLI LAUREANO **CPF:** 461.598.007-87 **Passaporte:** **Nacionalidade:** Brasil **Profissão:** Engenheiro **Data de Nascimento:** 11/07/1955

Experiência Profissional:

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 outras. 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. 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 suspendido 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 Teixer 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. O Sr. Edson Teixer 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 suspendido 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	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: 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. 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 suspendido 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	12/05/2021

Condenações:

Tipo de Condenação	Descrição da Condenação
N/A	

Nome: HENRI PHILIPPE REICHSTUL **CPF:** 001.072.248-36 **Passaporte:** **Nacionalidade:** Brasil **Profissão:** 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, Presidente do Conselho de Administração da Eneva, (desde: 05-2023) 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.. 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 suspendido 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
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:**	Economista

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 suspendido 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:

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 BEFIEX – 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. É membro independente nos termos do Regulamento do Novo Mercado. 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 suspendido 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 sociedades mencionadas não 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 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 suspendido 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:** Economista **Data de Nascimento:** 06/06/1976

Experiência Profissional:

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 Continetales S.A. (setor de serviços), Sociedade Concessionaria Autopista S.A. (setor de construção), Sociedade Concessionaria Melipilla S.A. (setor industrial), Ruta de los Ríos Sociedade Concessariona S.A. (setor de infraestrutura) e Sociedaded 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 sociedades mencionadas não 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 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 suspendido 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 sociedades mencionadas não 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 suspendido 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
Outros Comitês		Membro do Comitê (Efetivo)	14/01/2026	Até a 1ª RCA após a AGO de 2027	Comitê de Pessoas		14/01/2026	14/01/2026

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: (a) administradores da Companhia; (b) (i) administradores da Companhia; e (ii) administradores de controladas, diretas ou indiretas, da Companhia; (c) (i) administradores da Companhia ou de suas controladas, diretas ou indiretas; e (ii) controladores diretos ou indiretos da Companhia; e (d) (i) administradores da Companhia; e (ii) administradores das sociedades controladoras diretas e indiretas da Companhia.
Ressalta-se 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, a totalidade 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 que a Companhia não possui acionista controlador.

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$ 569.917,20, 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: 28/08/2024 a 01/03/2026
- Seguradoras: Kovr e 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$ 569.917,20 (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 indenes 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

7.7 Acordos/seguros de administradores

(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

A Companhia segue as práticas de governança do segmento especial de governança corporativa denominado Novo Mercado da B3 S.A. – Brasil, Bolsa, Balcão, o qual possui um padrão de governança corporativa diferenciado, sendo as principais práticas, como emissão exclusivamente de ações ordinárias, previsão de conselheiros independentes e *tag along* de 100%.

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, de 29 de março de 2022, conforme alterada, o qual está disponível no site da Companhia e da CVM.

Exceto pelos treinamentos descritos nos itens 5.1 e 5.3 deste Formulário de Referência, os quais também foram dirigidos à Diretoria, a Companhia não adota nenhum outro programa de treinamento específico voltado a membros do Conselho de Administração, dos Comitês, da Diretoria e do Conselho Fiscal.

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
04/02/2022	Assembleia Geral Extraordinária	Em 1ª convocação	78,39%
29/04/2022	Assembleia Geral Ordinária e Extraordinária	Em 1ª convocação	78,12% (AGO) e 77,53% (AGE)
31/08/2022	Assembleia Geral Extraordinária	Em 1ª convocação	71,66%
21/12/2022	Assembleia Geral Extraordinária	Em 1ª convocação	70,05%
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)

7.8 Outras informações relevantes

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)

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 política de remuneração de administradores e empregados adotada pela Companhia está expressa na Política de Remuneração aprovada pelo Conselho de Administração em 31 de janeiro de 2019 e revisada em 21 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 retendo 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; (ii) remuneração variável; (iii) benefícios; e (iv) incentivos baseados em ações de emissão da Companhia, cujos objetivos são explicados a seguir. 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

8.1 Política ou prática de remuneração

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 Diretores Estatutários, membros do Conselho de Administração 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.

Para o Conselho de Administração, Fiscal e Comitês utiliza-se pesquisa voltada para este público, 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 dos Comitês da Companhia

8.1 Política ou prática de remuneração

pode vir a ser composta, conforme o caso, por (i) uma remuneração fixa; (ii) benefícios diretos ou indiretos; e (iii) uma parcela variável atrelada ao cumprimento de metas e/ou prazo de carência. 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, em alguns casos, desde que aprovados pelo Conselho de Administração, os Administradores e empregados chave da Companhia podem ser elegíveis ao recebimento de incentivos baseados em ações, que englobam, atualmente:

- unidades de performance restritas (**"Units"**) no âmbito dos seguintes planos aprovados pela Assembleia Geral: (i) Plano de Incentivo, aprovado em 12 de julho de 2018; (ii) Plano de Incentivo de Remuneração de Longo Prazo Baseado em Ações da Companhia, aprovado em 11 de março de 2021; (iii) Plano de 2023 de Incentivo de Remuneração de Longo Prazo Baseado em Ações da Companhia, aprovado em 28 de abril de 2023; e (iv) Plano de 2024 de Incentivo de Remuneração de Longo Prazo Baseado em Ações da Companhia, aprovado em 29 de abril de 2024, que podem, mediante o cumprimento de determinadas condições, resultar na entrega de ações de emissão da Companhia aos beneficiários, visando assegurar competitividade da remuneração praticada pela Companhia, garantir alinhamento de interesses dos Administradores com os dos acionistas, maximizar o nível de comprometimento e geração de resultados sustentáveis e atrair e reter seus Administradores; e
- opções de compra ou subscrição de ações de emissão da Companhia (**"Opções"**) no âmbito do Programa de Outorga de Opção de Compra ou Subscrição de Ações e do Plano de Outorga de Opção de Compra ou Subscrição de Ações, ambos aprovados em Assembleia Geral, em 2016 e 2020, respectivamente, as quais conferem ao seu detentor o direito, e não a obrigação, de subscrever ações de emissão da Companhia a um preço fixado num determinado período. Na visão da Companhia, trata-se de instrumento que, de um lado, envolve risco, mas de outro, permite o alinhamento de interesses da administração aos de seus acionistas no médio e longo prazo, tendo em vista que tem como objetivo incentivar seus profissionais-chave a conduzir e executar com êxito os negócios da Companhia, estimulando a cultura empreendedora e orientada para resultados. Cabe frisar que não são mais outorgadas Opções, sendo apenas administradas as Opções ainda em carência.

8.1 Política ou prática de remuneração

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 administradores e empregados da Companhia a oportunidade de comprar ações de emissão da Eneva 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 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,

8.1 Política ou prática de remuneração

licença maternidade, paternidade e casamento estendidas, 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 Estatutário.

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

8.1 Política ou prática de remuneração

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.

Remuneração Fixa e Benefícios

- *Pró-labore ou Salário.* Os membros da Diretoria Estatutária e Não Estatutária fazem jus a uma remuneração fixa mensal (honorários), 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.

8.1 Política ou prática de remuneração

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 2 de agosto de 2016, conforme aditado em Assembleia Geral Extraordinária realizada em 11 de março de 2021 (**"Plano de Outorga de Opção de 2016"**), sendo que a última outorga com relação a esse Plano ocorreu em 2021 e não serão mais realizadas outorgas com base nele;
- Plano de Incentivo de Remuneração de Longo Prazo Baseado em Ações (**"Plano de Incentivo"**), o qual foi aprovado na Assembleia Geral Extraordinária da Companhia realizada em 27 de março de 2018 e rerratificado na Assembleia Geral da Companhia realizada em 12 de julho de 2018, sendo que a última outorga com relação a esse Plano de Incentivo ocorreu nos termos do programa aprovado em 2021 e não serão mais realizadas outorgas com base nele;
- Plano de Outorga de Opção de Compra ou Subscrição de Ações (**"Plano de Outorga de Opção de 2020"**), o qual foi aprovado na Assembleia Geral de Acionistas da Companhia realizada em 29 de abril de 2020 e rerratificado na Assembleia Geral de Acionistas realizada em 11 de março de 2021, 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 (**"Plano *Restricted Units*"**), o qual foi aprovado na Assembleia Geral de Acionistas realizada em 11 de março de 2021, sendo que as outorgas relativas a este plano ocorreram em 2022 e 2023, como continuidade do Plano de Incentivo. Não serão mais realizadas outorgas com base nele;
- Plano de 2023 de Incentivo de Remuneração de Longo Prazo Baseado em Ações da Companhia (**"Plano 2023"**), aprovado na Assembleia Geral Ordinária e Extraordinária do dia 28 de abril de 2023. 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 Pazo Baseado em Ações da Companhia (**"Plano 2024"**), aprovado na Assembleia Geral Ordinária e Extraordinária do dia 29 de abril de 2024, sendo que as outorgas relativas a este plano estão previstas para ocorrer entre 2024 e 2027.

8.1 Política ou prática de remuneração

Como já mencionado, a Companhia ressalta que não serão realizadas mais outorgas para o Plano de Outorga de Opção de 2016, o Plano de Incentivo, Plano de Outorga de Opção de 2020, o Plano *Restricted Units* e o Plano 2023.

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

8.1 Política ou prática de remuneração

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 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 visam estimular, em conjunto com a remuneração baseada em ações, 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

8.1 Política ou prática de remuneração

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 31/12/2024 - Valores Anuais					
Composição da Remuneração	**Conselho de Administração**	**Diretoria Estatutária**	**Conselho Fiscal**	**Diretoria Não Estatutária**	**Comitês**
Remuneração Fixa Mensal					
Salário ou *pró-labore*	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.

8.1 Política ou prática de remuneração

(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 pró-labore	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	-	-	-	-	-
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

Proporção de cada elemento na remuneração total do Exercício Social encerrado em 31/12/2022 - Valores Anuais

8.1 Política ou prática de remuneração

Composição da Remuneração	Conselho de Administração	Diretoria Estatutária	Conselho Fiscal	Diretoria Não Estatutária	Comitês
Remuneração fixa Mensal					
Salário ou pró-labore	100%	6%	-	17%	100%
Benefícios Diretos ou Indiretos	-	1%	-	3%	-
Participação em comitês	-	-	-	-	-
Outros	-	-	-	-	-
Remuneração Variável					
Bônus (1)	-	1%	-	2%	-
Participação nos Resultados	-	10%	-	22%	-
Participações em Reuniões	-	-	-	-	-
Comissões	-	-	-	-	-
Outros (2)	-	1%	-	2%	-
Benefícios Pós - Emprego (3)	-	0%	-	1%	-
Cessação do Exercício do Cargo	-	-	-	-	-
Remuneração Baseada em Ações	-	81%	-	53%	-
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

8.1 Política ou prática de remuneração

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 2024 foram (i) indicadores financeiros, tais como EBITDA e *Free Cash Flow*, e (ii) indicadores operacionais de produtividade e de sustentabilidade, como as metas definidas para 2024 de “Limitar as taxas de acidentes (TFA – Taxa de Frequência de Acidentes - e TFCA – Taxa de Frequência de Acidentes com Afastamento) de colaboradores próprios e contratados por setor” e de “Expandir os negócios de SSLNG” com potencial de descarbonização de clientes industriais em locais onde não há acesso a malha de gás natural. Já para o ciclo da remuneração variável de 2025 as principais métricas adotadas são os (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)”. 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.

8.1 Política ou prática de remuneração

(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 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 2024, 2023 e 2022 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

8.1 Política ou prática de remuneração

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 Incentivo de 2018:** 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 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 de *Restricted Units* de 2021:** 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:** 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

8.1 Política ou prática de remuneração

- **Plano 2024:** 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 *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 da totalidade das *Units* que o beneficiário faz jus, mediante a antecipação dos seus respectivos prazos de carência, sendo liquidadas em moeda nacional corrente.

8.2 Remuneração total por órgão

Remuneração total prevista para o Exercício Social corrente 31/12/2025 - Valores Anuais

	Conselho de Administração	Diretoria Estatutária	Conselho Fiscal	Total
Nº total de membros	7	3	0	10,00
Nº de membros remunerados	7	3	0	10,00
Esclarecimento			N/A	
Remuneração fixa anual				
Salário ou pró-labore	5.410.980	6.425.574,56	0,00	11.836.554,56
Benefícios direto e indireto	0	288.635,29	0,00	288.635,29
Participações em comitês	198.784	0	0,00	198.784,00
Outros	0	0	0,00	0,00
Descrição de outras remunerações fixas	N/A	N/A	N/A	
Remuneração variável				
Bônus	0	10.654.328,74	0,00	10.654.328,74
Participação de resultados	0	0	0,00	0,00
Participação em reuniões	0	0	0,00	0,00
Comissões	0	0	0,00	0,00
Outros	0	0	0,00	0,00
Descrição de outras remunerações variáveis	N/A	N/A	N/A	
Pós-emprego	0	321.278,73	0,00	321.278,73
Cessação do cargo	0	0	0,00	0,00
Baseada em ações (incluindo opções)	0	34.552.402,22	0,00	34.552.402,22

Observação	1. Conforme Ofício Circular/Anual-2025- CVM/SEP, os valores de remuneração informados são líquidos de encargos sociais que sejam ônus do empregador. 2. Conforme disposto no Ofício Circular SEP 2025, 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 estes que correspondem ao período de abril de 2025 a abril de 2026 (exclusive).	1. Conforme Ofício Circular/Anual-2025- CVM/SEP, os valores de remuneração informados são líquidos de encargos sociais que sejam ônus do empregador. 2. Conforme disposto no Ofício Circular SEP 2025, 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 estes que correspondem ao período de abril de 2025 a abril de 2026 (exclusive). 5. Para o cálculo do valor previsto da Remuneração Variável Anual (PLR e Bônus) foi considerado um atingimento de 110%.		
Total da remuneração	5.609.764,00	52.242.219,54	0,00	57.851.983,54

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	
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-2025- CVM/SEP, os valores de remuneração informados são líquidos de encargos sociais que sejam ônus do empregador. 2. Conforme disposto no Ofício Circular SEP 2025, 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 encerrado em 31.12.2024, e, dessa forma, não são iguais aos valores aprovados em Assembleia Geral, visto que estes que correspondem ao período de abril de 2024 a abril de 2025 (exclusive).	1. Conforme Ofício Circular/Anual-2025- CVM/SEP, os valores de remuneração informados são líquidos de encargos sociais que sejam ônus do empregador. 2. Conforme disposto no Ofício Circular SEP 2025, 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 encerrados em 31.12.2024, e, dessa forma, não são iguais aos valores aprovados em Assembleia Geral, visto que estes que 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	0,00	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	
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-2025- CVM/SEP, os valores de remuneração informados são líquidos de encargos sociais que sejam ônus do empregador. 2. Conforme disposto no Ofício Circular SEP 2025, 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-2025-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	0,00	27.713.223,24

Remuneração total do Exercício Social em 31/12/2022 - Valores Anuais

	Conselho de Administração	Diretoria Estatutária	Conselho Fiscal	Total
Nº total de membros	7	4	0	11,00
Nº de membros remunerados	7	4	0	11,00
Esclarecimento			N/A	
Remuneração fixa anual				
Salário ou pró-labore	3.860.000	6.326.750	0	10.186.750,00
Benefícios direto e indireto	0	876.030,72	0	876.030,72
Participações em comitês	0	0	0	0,00
Outros	0	0	0	0,00
Descrição de outras remunerações fixas	N/A	NA	NA	
Remuneração variável				
Bônus	0	861.187,85	0	861.187,85
Participação de resultados	0	10.240.561,74	0	10.240.561,74
Participação em reuniões	0	0	0	0,00
Comissões	0	0	0	0,00
Outros	0	1.125.000	0	1.125.000,00
Descrição de outras remunerações variáveis	N/A	Indenização corresponde à saída de um Diretor Estatutário.	N/A	
Pós-emprego	0	315.450	0	315.450,00
Cessação do cargo	0	0	0	0,00
Baseada em ações (incluindo opções)	0	84.041.384,18	0	84.041.384,18
Observação	1. Conforme Ofício Circular/Anual-2025-CVM/SEP, os valores de remuneração informados são líquidos de encargos sociais que sejam ônus do empregador. 2. Conforme disposto no Ofício Circular SEP 2025, 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 31.12.2022, e, dessa forma, não são iguais aos valores aprovados e posteriormente rerratificados em Assembleia Geral, visto que estes correspondem ao período de abril de 2022 a abril de 2023 (exclusive)	1. Conforme Ofício Circular/Anual-2024-CVM/SEP, os valores de remuneração informados são líquidos de encargos sociais que sejam ônus do empregador. 2. Conforme disposto no Ofício Circular SEP 2025, 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 dos campos "bônus" e "participação em resultados" são referentes ao exercício social de 2022, com o pagamento realizado em fevereiro de 2023. 4. Os valores indicados correspondem ao exercício social encerrado em 31.12.2022, e, dessa forma, não são iguais aos valores aprovados e posteriormente rerratificados em Assembleia Geral, visto que estes correspondem ao período de abril de 2022 a abril de 2023 (exclusive).	N/A	
Total da remuneração	3.860.000,00	103.786.364,49	0,00	107.646.364,49

8.3 Remuneração Variável

Exercício Social: 31/12/2025

	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	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	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: 31/12/2024

	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**
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
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		A Companhia não possui Conselho Fiscal.	
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**

Exercício Social: 31/12/2022

	Conselho de Administração	Diretoria Estatutária	Conselho Fiscal	Total
N° total de membros	7	4	0	**11,00**
N° de membros remunerados	0	4	0	**4,00**
Esclarecimento	Este órgão não faz jus a remuneração variável		N/A	
EM RELAÇÃO AO BÔNUS				
Valor mínimo previsto no plano de remuneração	0,00	343.575,00	0,00	**343.575,00**
Valor máximo previsto no plano de remuneração	0,00	1.030.725,00	0,00	**1.030.725,00**
Valor previsto no plano de remuneração, caso as metas estabelecidas fossem atingidas	0,00	687.150,00	0,00	**687.150,00**
Valor efetivamente reconhecido no exercício social	0,00	861.187,85	0,00	**861.187,85**
EM RELAÇÃO À PARTICIPAÇÃO NO RESULTADO				
Valor mínimo previsto no plano de remuneração	0,00	3.092.175,00	0,00	**3.092.175,00**
Valor máximo previsto no plano de remuneração	0,00	9.276.525,00	0,00	**9.276.525,00**
Valor previsto no plano de remuneração, caso as metas estabelecidas fossem atingidas	0,00	6.184.350,00	0,00	**6.184.350,00**
Valor efetivamente reconhecido no exercício social	0,00	10.240.561,74	0,00	**10.240.561,74**

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 da Companhia (Opções)

Na Assembleia Geral Extraordinária, realizada em 2 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 mesma Assembleia.

O Programa da Companhia determina 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;

8.4 Plano de remuneração baseado em ações

- 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:

- 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;

8.4 Plano de remuneração baseado em ações

- 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 contatos 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 Incentivo (*Units*)

O Plano de Incentivo foi aprovado na Assembleia Geral Extraordinária da Companhia realizada em 27 de março de 2018 e rerratificado em 12 de julho de 2018. Tal plano estabelece as condições gerais para a concessão anual aos beneficiários, pela Companhia, de unidades de performance restritas (***“Units[1]”***) que poderão, ao fim do prazo de carência e observadas as condições do Plano de

8.4 Plano de remuneração baseado em ações

Incentivo, resultar na entrega gratuita de ações ordinárias, nominativas, escriturais e sem valor nominal de emissão da Companhia aos beneficiários.

1- Para fins de esclarecimento, reforça-se que o conceito de *Units* está relacionado a unidades de performance restritas, conforme definido no Plano de Incentivo

O Plano de Incentivo é dividido em Programas de Incentivo Baseados em Ações (**"Programas"**), emitidos anualmente por determinação do Conselho de Administração, nos quais são determinados, dentre outras condições, os beneficiários, a quantidade de Units objeto do respectivo Programa, a faixa de número de salários mensais por nível de cargo a ser considerada para o múltiplo de salários mensais dos beneficiários, e o número de salários mensais a ser considerado para o múltiplo de salários mensais dos empregados, e eventuais disposições sobre penalidades.

A cada Programa anual, o beneficiário recebe 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 que compõe o múltiplo de salários mensais é um número fixo calculado de forma meritocrática com base em uma faixa de número de salários mensais por nível de cargo, determinada a cada Programa anual.

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 (TSR - ***"Total Shareholder Return"***) incremental versus o IPCA (Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo) obtido no triênio da carência. Para os fins do Plano de Incentivo, a Companhia utilizará ações mantidas em tesouraria, observadas as regras da CVM.

No ano de 2018, no 1º programa anual, foram concedidas aos Diretores Estatutários e determinados colaboradores o total de 1.712.012 *Units* no âmbito do Plano de Incentivo da Companhia.

No ano de 2019, no 2º programa anual, foram concedidas a Diretores Estatutários e Diretores não estatutários e determinados colaboradores da Companhia, o total de 1.508.030 *Units* no âmbito do Plano de Incentivo da Companhia.

8.4 Plano de remuneração baseado em ações

No ano de 2020, no 3º programa anual, foram concedidas o total de 905.637 *Units* no âmbito do Plano de Incentivo da Companhia.

No ano de 2021, no 4° programa anual, foram concedidas o total de 632.951 *Units* no âmbito do Plano de Incentivo da Companhia.

Não haverá mais programas com base nesse Plano de Incentivo, sendo o último programa o 4º indicado acima.

Plano de Outorga de Opção de Compra ou Subscrição de Ações

O Plano de Outorga de Opção de Compra ou Subscrição de Ações (**"Plano de Outorga de Opções de 2020"**) 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, 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 Opções 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 Opções 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 Opções de 2020.

Com base no Plano de Outorga de Opções 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 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

8.4 Plano de remuneração baseado em ações

(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 Opções 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 nesse Plano de Incentivo, sendo o último programa o terceiro indicado acima.

Plano 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"*** e ***"Plano Restricted Units"***, respectivamente) que foi aprovado em Assembleia Geral de Acionistas no dia 11 de março de 2021 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 *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 Restricted Units. A cada programa, o beneficiário receberá a título gratuito uma

8.4 Plano de remuneração baseado em ações

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 (TSR - "***Total Shareholder Return"***) incremental versus o IPCA (Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo) obtido no triênio da carência. Para os fins do Plano 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.

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 de Incentivo de Remuneração de Longo Prazo Baseado em Ações da Companhia (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 de Incentivo, 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

8.4 Plano de remuneração baseado em ações

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 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 um ou dois novos programas, em quantidade e na periodicidade determinada no plano, que, se implementados, deverão ser estruturados com base nos critérios definidos no plano. 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 (média 40 pregões, ponderado pelo volume negociado). 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 e que observa, dentro outros critérios, o nível de comprometimento financeiro de cada beneficiário com outros incentivos eventualmente já concedidos.

As *Units* efetivamente concedidas a cada programa terão 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 utilizará 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 de Incentivo de Remuneração de Longo Prazo Baseado em Ações da Companhia (*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

8.4 Plano de remuneração baseado em ações

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 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, que será calculado de forma meritocrática, com o suporte da Diretoria de Recursos Humanos.

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 (TSR - "*Total Shareholder Return*") 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*.

(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.

8.4 Plano de remuneração baseado em ações

Plano de Incentivo (Units)

O Plano de Incentivo foi aprovado na Assembleia Geral Extraordinária da Companhia realizada em 27 de março de 2018 e rerratificado em 12 de julho de 2018.

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 *Restricted Units*

O Plano *Restricted Units* foi aprovado em Assembleia Geral Extraordinária realizada no dia 11 de março de 2021.

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.

(c) número máximo de ações abrangidas

Programa da Companhia

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 Incentivo

8.4 Plano de remuneração baseado em ações

O Plano de Incentivo está limitado a até 3% do total de ações do capital da Companhia na data de sua aprovação, ou seja, até 37.798.860 ações. A Companhia utilizará ações mantidas em tesouraria, observadas as regras da CVM.

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 *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.

(d) número máximo de opções a serem outorgadas

8.4 Plano de remuneração baseado em ações

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 Incentivo (*Units*)

O Plano de Incentivo 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 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 *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)

8.4 Plano de remuneração baseado em ações

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.

(e) condições de aquisição de ações

Programa da Companhia (Opções)

O Programa da Companhia prevê a competência do Conselho de Administração para aprovar planos de Opções periódicos (**"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 Incentivo (*Units*)

A cada Programa anual aprovado pelo Conselho de Administração, o beneficiário recebe 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 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 respectivos participantes, que deverão formalizar termo de adesão ao respectivo programa e ao plano.

8.4 Plano de remuneração baseado em ações

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 *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.

(f) critérios para fixação do preço de aquisição ou exercício

8.4 Plano de remuneração baseado em ações

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 Incentivo (*Units*)

Findo o prazo de carência das *Units*, haverá a transferência de ações pela Companhia ao beneficiário, sem qualquer contraprestação pelo beneficiário.

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 5° dia útil anterior à data de outorga. O preço será reajustado anualmente pela variação do IPCA, divulgado 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 *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.

8.4 Plano de remuneração baseado em ações

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.

(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 Incentivo (*Units*)

As *Units* concedidas a cada programa anual aprovado pelo Conselho de Administração terão prazo de carência de 3 anos a partir da data de concessão para darem direito ao recebimento de ações.

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 *Restricted Units*

8.4 Plano de remuneração baseado em ações

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.

(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 Incentivo (*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 (Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo) obtido no triênio da carência. A liquidação é feita com ações mantidas em tesouraria.

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

8.4 Plano de remuneração baseado em ações

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 *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.

8.4 Plano de remuneração baseado em ações

(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 Incentivo

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.

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 *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

8.4 Plano de remuneração baseado em ações

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 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)

8.4 Plano de remuneração baseado em ações

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 Incentivo (*Units*)

Caberá exclusivamente à Assembleia Geral da Companhia modificar ou extinguir o Plano de Incentivo. Extinguindo-se o Plano de Incentivo 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.

Se o número de ações existentes da Companhia for aumentado ou diminuído como resultado de bonificações em ações, grupamentos ou desdobramentos, serão feitos ajustamentos 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.

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,

8.4 Plano de remuneração baseado em ações

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 *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.

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.

8.4 Plano de remuneração baseado em ações

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.

(k) efeitos da saída do administrador dos órgãos da Companhia sobre seus direitos previstos no plano de remuneração baseado em ações

8.4 Plano de remuneração baseado em ações

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~~a~~ 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 Incentivo (*Units*)

8.4 Plano de remuneração baseado em ações

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 do programa 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 do programa 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, 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, observado o disposto no Plano de Incentivo sobre a apuração de número de Units a ser concedido.

Na hipótese de aposentadoria, se o beneficiário tiver ao menos 10 (dez) anos ininterruptos de vínculo com a Companhia e comunicar sua intenção de desligamento com pelo menos 6 (seis) meses de antecedência, haverá o vencimento antecipado da carência da totalidade das suas *Units*, resultando na transferência de Ações em observância às regras ordinárias de conversão das *Units* em Ações. Se o beneficiário não cumprir conjuntamente os dois requisitos acima e se desligar da Companhia, será aplicada a regra de desligamento por iniciativa da Companhia sem justa causa, conforme acima.

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 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. [Nota Demarest: favor esclarecer o trecho em destaque, pois, acima neste mesmo item, consta que o plano foi aprovado em AG de 29 de abril de 2020 e aditado em AGE de 11 de março de 2021.] [Nota RH: retirado o trecho dado que não faz sentido para este plano. Mantendo a redação acima citada conforme exposto no documento do Plano.] [Nota Demarest: ok]

Plano *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

8.4 Plano de remuneração baseado em ações

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 possuir simultaneamente vínculo estatutário e vínculo trabalhista com a Companhia, deverão ser observadas as regras que regem o vínculo trabalhista previstas neste plano; e

8.4 Plano de remuneração baseado em ações

- 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

8.4 Plano de remuneração baseado em ações

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.

8.5 Remuneração Baseada em Ações (Opções de Compra de Ações)

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	N/A		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	0,00	**22,41**
Perdidas e expiradas durante o exercício social	0	0	0,00	**0,00**
Exercidas durante o exercício social	0	11,49	0,00	**11,49**

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**
Diluição potencial em caso de exercício de todas as opções em aberto	0%	0.05%	0%	**0,00**
Esclarecimento	NA		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
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	0%	0.06%	0%	**0,00**
Esclarecimento	NA		NA	**----**
PREÇO MÉDIO PONDERADO DE EXERCÍCIO DE CADA UM DOS SEGUINTES 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**

Exercício Social: 31/12/2022

	Conselho de Administração	Diretoria Estatutária	Conselho Fiscal	Total
Nº total de membros	7	4	0	**11,00**
Nº de membros remunerados	0	4	0	**4,00**
Diluição potencial em caso de exercício de todas as opções em aberto	0%	0.14%	0%	**0,00**
Esclarecimento	NA		NA	**----**
PREÇO MÉDIO PONDERADO DE EXERCÍCIO DE CADA UM DOS SEGUINTES GRUPOS DE OPÇÕES				
Em aberto no início do exercício social	0	7,61	0	**7,61**
Perdidas e expiradas durante o exercício social	0	0	0	**0,00**
Exercidas durante o exercício social	0	6,01	0	**6,01**

8.6 Outorga de opções de compra de ações

Outorga de opções de compras de ações – exercício social corrente (2025)

Não aplicável, tendo em vista que o Programa da Companhia foi encerrado para novas outorgas e, 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 2024

Não aplicável, tendo em vista que o Programa da Companhia foi encerrado para novas outorgas e, portanto, não existiram novas outorgas no 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
N° total de membros	7,00	3,00
N° 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	-	-
Valor justo das opções na data de cada outorga	-	2,60
Multiplicação da quantidade de ações outorgadas pelo valor justo das opções na data da outorga	-	R$395.720,00

8.6 Outorga de opções de compra de ações

Outorga de opções de compras de ações – exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2022

Exercício social encerrado em 31/12/2022		
	Conselho de Administração	Diretoria Estatutária
N° total de membros	7,00	4,00
N° de membros remunerados	0,00	4,00
Data de outorga	-	01/04/2022
Quantidade de opções outorgadas	-	1.434.240
Prazo para que as opções se tornem exercíveis	-	286.848 em 2023; 286.848 em 2024; 286.848 em 2025; 286.848 em 2026; 286.848 em 2027
Prazo máximo para exercício das opções	-	30/07/2027
Prazo de restrição à transferência das ações	-	-
Valor justo das opções na data de cada outorga	-	R$3,65
Multiplicação da quantidade de ações outorgadas pelo valor justo das opções na data da outorga	-	R$5.227.804,80

8.7 Opções em aberto

Exercício social encerrado em 31/12/2024		
	Conselho de Administração	**Diretoria Estatutária**
N° total de membros	**7,00**	**3,00**
N° de membros remunerados	**0,00**	**3,00**
Em relação às opções ainda não exercíveis		
Quantidade	-	1.964.376
Data em que se tornarão exercíveis	-	**1.012.228** em 2025
		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$ 20,85
Valor justo das opções no último dia do exercício social	-	R$ 8.903.996,39
Em relação às opções exercíveis		
Quantidade	-	1.976.764
Prazo máximo para exercício das opções	-	30/07/2028
Prazo de restrição à transferência das ações	-	-
Preço médio ponderado de exercício (1)	-	R$ 23,95
Valor justo das opções no último dia do exercício social	-	R$ 9.465.110,69

8.7 Opções em aberto

Valor justo do total das opções no último dia do exercício social	-	R$ 18.369.107,08

(1) Preço médio ponderado das opções outorgadas (*strike*).

8.8 Opções exercidas e ações entregues

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)	-	7,89
Preço médio ponderado de mercado das ações relativas às opções exercidas(c)	-	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$ 989.439,23

(1) O número total de membros corresponde à média anual do número de membros do referido órgão da administração apurado mensalmente apurado 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 31/12/2023		
	Conselho de Administração	Diretoria Estatutária
Nº total de membros(1)	7,00	3,0
Nº de membros remunerados(2)	0,00	3,0
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

8.8 Opções exercidas e ações entregues

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$ 1.133.527,73**

(1) O número total de membros corresponde à média anual do número de membros do referido órgão da administração apurado mensalmente apurado 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 31/12/2022		
	Conselho de Administração	**Diretoria Estatutária**
Nº total de membros(1)	**7,00**	**4,00**
Nº de membros remunerados(2)	**0,00**	**4,00**
Número de ações(3)(a)	**-**	**1.357.009**
Preço médio ponderado de exercício(b)	**-**	**R$ 6,46**
Preço médio ponderado de mercado das ações relativas às opções exercidas(c)	**-**	**R$ 13,89**
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$ 10.088.347,27**

(1) O número total de membros corresponde à média anual do número de membros do referido órgão da administração apurado mensalmente apurado 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

A Companhia não possui planos de ações restritas com execução baseada em aumento de capital, e, por esse motivo, entende não haver diluição potencial em caso de outorga de todas as ações aos beneficiários.

Previsão para o exercício social corrente 31/12/2025		
	Conselho de Administração	**Diretoria Estatutária**
N° total de membros	**7,00**	**3,00**
N° 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**
N° total de membros	**7,00**	**3,00**
N° 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 31/12/2023		
	Conselho de Administração	**Diretoria Estatutária**
N° total de membros	**7,00**	**3,00**
N° de membros remunerados	**0,00**	**3,00**
Diluição potencial em caso de outorga de todas as ações aos beneficiários	**-**	**0,00% (1)**

8.9 Diluição potencial por outorga de ações

(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 31/12/2022		
	Conselho de Administração	**Diretoria Estatutária**
N° total de membros	**7,00**	**4,00**
N° de membros remunerados	**0,00**	**4,00**
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

Previsto para o exercício social corrente 31/12/2025		
	Conselho de Administração	Diretoria Estatutária
N° total de membros	7,00	3,00
N° de membros remunerados	0,00	3,00
Data de outorga	-	01/04/2025
Quantidade de ações outorgadas	-	828.300
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$ 9.956.166,00

(1) Considera o preço inicial calculado com base no Plano.

Exercício social corrente 31/12/2024		
	Conselho de Administração	Diretoria Estatutária
N° total de membros	7,00	3,00
N° 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.

8.10 Outorga de ações

Exercício social corrente 31/12/2023		
	Conselho de Administração	Diretoria Estatutária
N° total de membros	7,00	3,00
N° 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.

Exercício social corrente 31/12/2022		
	Conselho de Administração	Diretoria Estatutária
N° total de membros	7,00	4,00
N° de membros remunerados	0,00	4,00
Data de outorga	-	01/04/2022
Quantidade de ações outorgadas	-	326.675
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$ 13,36
Multiplicação da quantidade de ações outorgadas pelo valor justo das ações na data da outorga	-	R$ 4.364.378,00

(1) Considera o preço inicial calculado com base no Plano.

8.11 Ações Entregues

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

Exercício Social: 31/12/2022

	Conselho de Administração	Diretoria Estatutária	Conselho Fiscal
N° total de membros	7,00	4,00	0,00
N° de membros remunerados	0,00	4,00	0,00
N° de ações	0	1.350.150	0
Preço médio ponderado de aquisição	0,00	7,47	0,00
Preço médio ponderado de mercado das ações adquiridas	0,00	13,36	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	-7.952.383,50	0,00
Esclarecimento	Membros do Conselho de Administração não possuem remuneração baseada em ações.		N/A

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 Incentivo (*Units*)

Para o cálculo do número de *Units* que serão concedidas, é considerado o preço de fechamento da ação ponderado pelo volume de ações compradas/vendidas nos últimos 40 pregões até o 5º dia útil que antecede a data de concessão. Para a premiação após o prazo de carência de 3 anos, 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 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 5° (quinto) dia útil anterior à data de outorga.

Plano *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

8.12 Precificação das ações/opções

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.

(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

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.

8.12 Precificação das ações/opções

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**"), calculado pela B3, foi adotada como entrada para o modelo de volatilidade implícita. O índice é composto pelas 15 empresas mais representativas do setor e que têm ações e units negociadas 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 Incentivo (*Units*)

Conforme o modelo de cálculo referido 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. O número de *Units* final a ser concedido será apurado quando atingido o prazo de maturação do plano, sendo que o primeiro exercício ocorreu em 2021.

O preço de exercício, volatilidade esperada, prazo de vida da opção, dividendos esperados e a taxa de juros livre de risco não são aplicáveis ao Plano de Incentivo.

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 5° 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. 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 *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

8.12 Precificação das ações/opções

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.

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.

(c) método utilizado e as premissas assumidas para incorporar os efeitos esperados de exercício antecipado

Programa da Companhia

O Programa da Companhia prevê que as opções outorgadas nos termos dos Planos de Opção 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 Incentivo (*Units*)

Em determinadas hipóteses específicas descritas no Plano de Incentivo 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 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

8.12 Precificação das ações/opções

carência transcorrido ou conforme determinado oportunamente pelo Conselho de Administração.

Plano *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 *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 2024 *Restricted Units*

Em determinadas hipóteses específicas descritas no Plano 2024 *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.

(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 Incentivo (*Units*)

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.

8.12 Precificação das ações/opções

Plano *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.

(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 Incentivo

Todas as características das *Units* 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 *Restricted Units*

Todas as características das opções foram mencionadas nos itens anteriores.

Plano 2023 *Restricted Units*

Todas as características das opções foram mencionadas nos itens anteriores.

Plano 2024 *Restricted Units*

Todas as características das opções foram mencionadas nos itens anteriores.

8.13 Participações detidas por órgão

Ações emitidas pela Companhia

O quadro abaixo indica as ações de emissão da Companhia de titularidade de membros do Conselho de Administração, Diretoria Estatutária e Conselho Fiscal em 31 de dezembro de 2024:

Exercício Social encerrado em 31/12/2024	Ações
Conselho de Administração	-
Diretoria Estatutária	3.035.151
Conselho Fiscal	N/A

Na data de encerramento do último exercício social, os membros do Conselho de Administração e Diretoria Estatutária não detinham ações ou cotas direta ou indiretamente detidas, no Brasil ou no exterior, emitidas pelas sociedades controladas ou sob controle comum da Companhia.

Adicionalmente, na data de encerramento do último exercício social, os membros do Conselho de Administração e Diretoria Estatutária não detinham 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

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 **(1)**	-	R$1.259.091,63
Valor total acumulado das contribuições realizadas durante o último exercício social, descontada a parcela relativa a contribuições feitas diretamente pelos administradores	-	R$294.572,00

8.14 Planos de previdência

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.

(1) Valor acumulado reavaliado para o exercício social de 2024, sendo inferior ao reportado no exercício social de 2023, que estava considerando rubricas não aplicáveis a este item, por não se tratar da contribuição feita diretamente pela empresa.

8.15 Remuneração mínima, média e máxima

Valores anuais

	Diretoria Estatutária			Conselho de Administração			Conselho Fiscal		
	31/12/2024	31/12/2023	31/12/2022	31/12/2024	31/12/2023	31/12/2022	31/12/2024	31/12/2023	31/12/2022
Nº de membros	3	3	4	7	7	7	0	0	0
Nº de membros remunerados	3	3	4	7	7	7	0	0	0
Valor da maior remuneraçãoReal	9.228.395,01	9.244.440,48	55.347.020,95	1.504.132,41	1.125.250	860.000	0	0	0
Valor da menor remuneraçãoReal	4.439.687,25	3.340.396,13	3.462.313,24	612.924,38	580.000	500.000	0	0	0
Valor médio da remuneraçãoReal	7.352.807,53	7.661.849,97	25.946.591,12	740.243,25	699.050	551.428,57	0	0	0

Observações e esclarecimentos

	Diretoria Estatutária	
	Observação	Esclarecimento
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-2025-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-2025-CVM/SEP, os valores de remuneração informados não consideram encargos sociais que sejam ônus do empregador.	
31/12/2022	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-2025-CVM/SEP, os valores de remuneração informados não consideram encargos sociais que sejam ônus do empregador	

	Conselho de Administração	
	Observação	**Esclarecimento**
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.	
31/12/2022	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, esclarecemos que consideramos todos os membros do órgão, visto que todos os membros exerceram o seu cargo durante todo o exercício social.	

	Conselho Fiscal	
	Observação	**Esclarecimento**
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-2025-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-2025-CVM/SEP.
31/12/2022	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-2025-CVM/SEP.

8.16 Mecanismos de remuneração/indenização

Não firmamos com os membros do Conselho de Administração quaisquer arranjos contratuais, apólices de seguros ou outros instrumentos que estruturem 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

Não aplicável, tendo em vista a inexistência de acionistas controladores da Companhia.

8.18 Remuneração - Outras funções

Não houve, em relação aos 3 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, agrupados por órgão, 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, agrupados por órgão, por qualquer razão que não a função que ocupam.

8.18 Remuneração - Outras funções (Estruturado)

Documento não preenchido.

8.19 Remuneração reconhecida do controlador/controlada

Não houve, em relação aos 3 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.

8.19 Remuneração reconhecida do controlador/controlada (Estruturado)

Documento não preenchido.

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 Estatuários da Companhia de Controladas	Total Demonstrações Financeiras
	(A)	(B)	(C)	(A) + (B) + (C)	(D)	(E)	(A) + (B) + (C) + (D) + (E)
2022	3.860.000	103.786.364	-	107.646.364	5.269.988	55.403.295	168.319.648
2023	4.727.673	22.985.550	-	27.713.223	2.453.359	29.987.790	60.151.949
2024	5.181.703	22.058.423	-	27.240.125	-	38.361.362	65.601.487

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 2024

MÊS	DIRETORIA ESTATUTÁRIA	CONSELHO DE ADMINISTRAÇÃO	CONSELHO FISCAL
Janeiro de 2024	3	7	-
Fevereiro de 2024	3	7	-

8.20 Outras informações relevantes

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	-

8.20 Outras informações relevantes

Dezembro de 2023	3	7	-
Média	**3**	**7**	**0**

Exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2022

MÊS	DIRETORIA ESTATUTÁRIA	CONSELHO DE ADMINISTRAÇÃO	CONSELHO FISCAL
Janeiro de 2022	4	7	-
Fevereiro de 2022	4	7	-
Março de 2022	4	7	-
Abril de 2022	4	7	-
Maio de 2022	4	7	-
Junho de 2022	4	7	-
Julho de 2022	4	7	-
Agosto de 2022	4	7	-
Setembro de 2022	4	7	-
Outubro de 2022	4	7	-
Novembro de 2022	4	7	-
Dezembro de 2022	4	7	-
Média	**4**	**7**	**0**

NÚMERO DE MEMBROS REMUNERADOS

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	-

8.20 Outras informações relevantes

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	-

8.20 Outras informações relevantes

Média	**3**	**7**	**0**

Exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2022

MÊS	DIRETORIA ESTATUTÁRIA	CONSELHO DE ADMINISTRAÇÃO	CONSELHO FISCAL
Janeiro de 2022	4	7	-
Fevereiro de 2022	4	7	-
Março de 2022	4	7	-
Abril de 2022	4	7	-
Maio de 2022	4	7	-
Junho de 2022	4	7	-
Julho de 2022	4	7	-
Agosto de 2022	4	7	-
Setembro de 2022	4	7	-
Outubro de 2022	4	7	-
Novembro de 2022	4	7	-
Dezembro de 2022	4	7	-
Média	**4**	**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 2025:

Encargos sociais previstos para o Exercício Social corrente 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]

8.20 Outras informações relevantes

Remuneração fixa anual				
Encargos sociais	1.082.196,00	10.326.461,10	-	11.408.657,10

*O valor dos encargos sociais se refere ao INSS sobre pró-labore e ILP, com alíquota de 20% correspondente à parte da Companhia.

Encargos sociais previstos para o Exercício Social corrente 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 previstos para o Exercício Social corrente 31/12/2023 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	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.

8.20 Outras informações relevantes

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 2022:

Encargos sociais previstos para o Exercício Social corrente 31/12/2022 Valores Anuais				
	Conselho de Administração	Diretoria Estatutária	Conselho Fiscal	Total
Nº de total membros	7	4	-	11
Número de membros remunerados	7	4	-	11
Remuneração fixa anual				
Encargos sociais	772.000,00	17.806.572,13	-	18.578.572,13

* 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

A Companhia não possui uma política formalizada de contratação de serviços de extra-auditoria, contudo, adota 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 podem ameaçar a independência dos auditores independentes durante a vigência do contrato de auditoria.

Ainda, a Companhia não tem nenhuma situação de desacordo com as regras de independência para os auditores independentes, conforme NBC PA 02 - Independência, aprovada pela Resolução do Conselho Federal de Contabilidade nº 1.267/2009.

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

A Companhia reitera 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 revogou a Deliberação CVM nº 642/10 e 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	68	300	0	0	0
Não-liderança	350	1128	0	0	0
TOTAL = 1.846	**418**	**1428**	**0**	**0**	**0**

Quantidade de empregados por declaração de cor ou raça

	Amarelo	Branco	Preto	Pardo	Indígena	Outros	Prefere não responder
Liderança	3	210	9	125	0	0	21
Não-liderança	31	627	113	664	5	0	38
TOTAL = 1.846	**34**	**837**	**122**	**789**	**5**	**0**	**59**

Quantidade de empregados por posição e faixa etária

	Abaixo de 30 anos	De 30 a 50 anos	Acima de 50 anos
Liderança	7	307	54
Não-liderança	220	1106	152
TOTAL = 1.846	**227**	**1413**	**206**

Quantidade de empregados - Pessoas com Deficiência

	Pessoa com Deficiência	Pessoa sem Deficiência	Prefere não responder
Liderança	4	364	0
Não-liderança	23	1455	0
TOTAL = 1.846	**27**	**1819**	**0**

Quantidade de empregados por posição e localização geográfica

	Norte	Nordeste	Centro-Oeste	Sudeste	Sul	Exterior
Liderança	48	128	0	192	0	0
Não-liderança	230	722	0	526	0	0
TOTAL = 1.846	**278**	**850**	**0**	**718**	**0**	**0**

Quantidade de empregados por localização geográfica e declaração de gênero

	Feminino	Masculino	Não binário	Outros	Prefere não responder
Norte	36	242	0	0	0
Nordeste	117	733	0	0	0
Centro-Oeste	0	0	0	0	0
Sudeste	265	453	0	0	0
Sul	0	0	0	0	0
Exterior	0	0	0	0	0
TOTAL = 1.846	**418**	**1428**	**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	4	80	24	161	2	0	7
Nordeste	21	281	56	455	0	0	37
Centro-Oeste	0	0	0	0	0	0	0
Sudeste	9	476	42	173	3	0	15
Sul	0	0	0	0	0	0	0
Exterior	0	0	0	0	0	0	0
TOTAL = 1.846	**34**	**837**	**122**	**789**	**5**	**0**	**59**

Quantidade de empregados por localização geográfica e faixa etária

	Abaixo de 30 anos	De 30 a 50 anos	Acima de 50 anos
Norte	35	211	32
Nordeste	103	657	90
Centro-Oeste	0	0	0
Sudeste	89	545	84
Sul	0	0	0
Exterior	0	0	0
TOTAL = 1.846	**227**	**1413**	**206**

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 2024:

Quantidade de empregados por declaração de gênero

	Feminino	Masculino	Não binário	Outros	Prefere não responder
Liderança	68	300	0	0	0
Não-liderança	350	1128	0	0	0
TOTAL = 1846	418	1428	0	0	0

Quantidade de empregados por declaração de raça

	Amarelo	Branco	Preto	Pardo	Indígena	Outros	Prefere não responder
Liderança	3	210	9	125	0	0	21
Não-liderança	31	627	113	664	5	0	38
TOTAL = 1846	34	837	122	789	5	0	59

Quantidade de empregados por posição e faixa etária

	Abaixo de 30 anos	De 30 a 50 anos	Acima de 50 anos
Liderança	7	307	54
Não-liderança	220	1106	152
TOTAL = 1846	227	1413	206

Quantidade de empregados - Pessoas com Deficiência

	Pessoa com Deficiência	Pessoa sem Deficiência	Prefere não responder
Liderança	4	364	0
Não-liderança	23	1455	0
TOTAL = 1846	27	1819	0

10.1 Descrição dos recursos humanos

Quantidade de empregados por posição e localização geográfica

	Norte	Nordeste	Centro Oeste	Sudeste	Sul	Exterior
Liderança	48	128	0	192	0	0
Não-liderança	230	722	0	526	0	0
TOTAL = 1846	278	850	0	718	0	0

Quantidade de empregados por localização geográfica e declaração de gênero

	Feminino	Masculino	Não binário	Outros	Prefere não responder
Norte	36	242	0	0	0
Nordeste	117	733	0	0	0
Centro-Oeste	0	0	0	0	0
Sudeste	265	453	0	0	0
Sul	0	0	0	0	0
Exterior	0	0	0	0	0
TOTAL = 1846	418	1428	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	4	80	24	161	2	0	7
Nordeste	21	281	56	455	0	0	37
Centro-Oeste	0	0	0	0	0	0	0
Sudeste	9	476	42	173	3	0	15
Sul	0	0	0	0	0	0	0
Exterior	0	0	0	0	0	0	0
TOTAL = 1846	34	837	122	789	5	0	59

10.1 Descrição dos recursos humanos

Quantidade de empregados por localização geográfica e faixa etária

	Abaixo de 30 anos	De 30 a 50 anos	Acima de 50 anos
Norte	35	211	32
Nordeste	103	657	90
Centro-Oeste	0	0	0
Sudeste	89	545	84
Sul	0	0	0
Exterior	0	0	0
TOTAL = 1.846	227	1413	206

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 2024:

	Administrativo	Operacional
Nordeste(1)	0	3.036
Norte(1)	0	3.125
Sudeste(1)	213	0
Total	213	6.161

(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 2024, seu índice de rotatividade foi de 16,33%.

10.2 Alterações relevantes

No ano de 2024, demos continuidade à mobilização dos times de implantação do Projeto Azulão 950MW, novo complexo térmico do Amazonas, tanto para os profissionais com atividades in loco, estado do Amazonas, e para os times alocados no escritório do Rio de Janeiro. Já no último trimestre do ano de 2024, tivemos a aquisição de ativos termelétricos de Linhares Geração S.A. (“Linhares”), Termelétrica Viana S.A. ("Tevisa"), Povoação Energia S.A. ("Povoação"), e da Geradora de Energia do Maranhão S.A. (“Gera Maranhão”), são eles: LORM e LORM 1 (ES), Viana (ES), Viana 1 (ES), Povoação 1 (ES) e Gera Maranhão (MA). Tais movimentos representaram um aumento de 19% da quantidade de colaboradores próprios se comparado a 2023.

10.3 Políticas e práticas de remuneração dos empregados

(a) política de salários e remuneração variável

A Política de Remuneração da Companhia 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 o mercado como referência, considerando seus principais competidores e empresas relevantes do Brasil, garantindo assim sua competitividade, e está de acordo com as melhores práticas de governança corporativa, visando atrair e reter profissionais, sendo composta por salário base e remuneração variável de curto prazo. A Companhia oferece ainda, para parte dos colaboradores, remuneração variável de longo prazo, que pode resultar na entrega de ações ordinárias de emissão da Companhia.

O salário ou pró-labore é definido de acordo com a responsabilidade de cada cargo e em linha com as melhores práticas do mercado e 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.

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.

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.

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

10.3 Políticas e práticas de remuneração dos empregados

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, Gympass e 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.

Para mais informações sobre os grupos de beneficiários, vide o item 8.4 deste Formulário de Referência.

(ii) condições para o exercício

Para informações sobre condições para exercício vide o item 8.4 deste Formulário de Referência.

(iii) preços de exercício

Para informações sobre condições para exercício vide o item 8.4 deste Formulário de Referência.

(iv) prazos de exercício

Para informações sobre condições para exercício vide o item 8.4 deste Formulário de Referência.

(v) quantidade de ações comprometidas pelo plano

Para informações sobre condições para exercício 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

10.3 Políticas e práticas de remuneração dos empregados

remuneração individual 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, considerando apenas colaboradores que permaneceram ativos durante os 12 meses do exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2024, 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
9.228.395,01	227.796,76	40,51
Esclarecimento		

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

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

A Companhia possui uma Política de Transações com Partes Relacionadas, aprovada pelo Conselho de Administração em 15 de junho de 2012, e atualizada 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-políticas-e-regimentos), clicando em “Política de Transações com Partes Relacionadas”; e

(ii) website da CVM (https://sistemas.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*.

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 15 (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

11.1 Regras, políticas e práticas

tenha conhecimento e que eventualmente possa se enquadrar como uma Transação com Parte Relacionada (conforme definido na Política 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 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 resilição, 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

11.1 Regras, políticas e práticas

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. Supletivamente, 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 resilição, pela Companhia, de qualquer Transação com Parte Relacionada que seja de trato sucessivo, em condições equivalentes àquelas disponíveis nos contratos com partes não 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 Política de Transações com Partes Relacionadas.

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 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.

11.1 Regras, políticas e práticas

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.

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.

Por fim, ressalta-se que as transações realizadas entre 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 suas demonstrações financeiras, nos termos da legislação aplicável.

11.2 Transações com partes relacionadas

Justificativa para o não preenchimento do quadro:

Item não aplicável, uma vez que referente ao exercício social findo em 31 de dezembro de 2024 e no exercício social corrente, as transações com partes relacionadas celebradas pela Companhia (i) se enquadram nas hipóteses excludentes do art. 3º, II, “a”, “b” e “c”, do anexo F da Resolução CVM nº 80/2022 ou (ii) não se enquadram no critério de materialidade, qual seja, transações ou conjunto de transações correlatas (i) cujo valor supere R$50,0 milhões ou 1% do ativo total da Companhia, o que for menor ou (ii) que, independentemente do valor referido sejam relevantes por outros aspectos.

11.2 Itens 'n.' e 'o.'

Justificativa para o não preenchimento do quadro:

Item não aplicável, uma vez que referente ao exercício social findo em 31 de dezembro de 2024 e no exercício social corrente, as transações com partes relacionadas celebradas pela Companhia (i) se enquadram nas hipóteses excludentes do art. 3º, II, “a”, “b” e “c”, do anexo F da Resolução CVM nº 80/2022 ou (ii) não se enquadram no critério de materialidade, qual seja, transações ou conjunto de transações correlatas (i) cujo valor supere R$50,0 milhões ou 1% do ativo total da Companhia, o que for menor ou (ii) que, independentemente do valor referido sejam relevantes por outros aspectos.

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**
21/07/2025	N/A	18.134.264.034,68
Quantidade de ações ordinárias	**Quantidade de ações preferenciais**	**Quantidade total de ações**
1.936.973.658	0	1.936.973.658

Tipo Capital	Capital Subscrito	
Data da autorização ou aprovação	**Prazo de integralização**	**Valor do capital**
21/07/2025	N/A	18.134.264.034,68
Quantidade de ações ordinárias	**Quantidade de ações preferenciais**	**Quantidade total de ações**
1.936.973.658	0	1.936.973.658

Tipo Capital	Capital Integralizado	
Data da autorização ou aprovação	**Prazo de integralização**	**Valor do capital**
21/07/2025	N/A	18.134.264.034,68
Quantidade de ações ordinárias	**Quantidade de ações preferenciais**	**Quantidade total de ações**
1.936.973.658	0	1.936.973.658

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

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	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	2.150.261.621,74
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
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
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”.

12.3 Outros valores mobiliários emitidos no Brasil

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
Valor nominal global R$	2.500.000.000,00
Saldo Devedor em Aberto	2.586.692.178,61
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	Quirografária
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”.

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	1.264.854.463,31
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

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 (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.

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	683.462.059,07
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
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.

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	2.245.936.457,01
Restrição a circulação	Sim

12.3 Outros valores mobiliários emitidos no Brasil

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
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”.

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	2.238.189.979,32
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
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”.

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

12.3 Outros valores mobiliários emitidos no Brasil

Saldo Devedor em Aberto	867.474.219,17
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
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.

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	874.641.404,94
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
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

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, 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.

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	301.248.150,60
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

12.3 Outros valores mobiliários emitidos no Brasil

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	Em virtude de restrições do sistema, as “Outras caracteristicas relevantes” se encontram disponíveis no item 12.9 deste Formulário de Referência.

12.3 Outros valores mobiliários emitidos no Brasil

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	2.000.000
Valor nominal global R$	2.000.000.000,00
Saldo Devedor em Aberto	2.000.000.000,00
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	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.
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;

12.4 Número de titulares de valores mobiliários

Valor Mobiliário	Pessoas Físicas	Pessoas Jurídicas	Investidores Institucionais
Debêntures	66509	500	846

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

(a) como os recursos resultantes da oferta foram utilizados

2026

14ª Emissão de Debêntures

Em 15 de janeiro 2026 foi realizada a 14ª emissão de debêntures não conversíveis em ações, da espécie quirografária, em até duas séries. A totalidade dos recursos líquidos obtidos pela Companhia por meio da colocação das debêntures, serão utilizados para o reembolso de gastos e despesas que tenham sido incorridas no período de 48 (quarenta e oito) meses que antecedem a data de divulgação do Anúncio de Encerramento e custeio de gastos e despesas relacionadas a investimentos no projeto da UTE Azulão II, conforme descrito no Anexo II da escritura de emissão da 14ª emissão de debêntures simples, sendo certo que este foi considerado como prioritário pelo MME nos termos das Portarias nº 2.606/SNTEP/MME, de 26 de setembro de 2023, e nº 2.607/SNTEP/MME, de 04 de outubro de 2023.

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

12.8 Destinação de recursos de ofertas públicas

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 (sucedendo 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 mandatória 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.

2022

9ª Emissão de Debêntures

Em setembro de 2022 foi realizada a 9ª emissão de debêntures não conversíveis em ações, da espécie quirografária, para distribuição pública com esforços restritos da Companhia. A totalidade dos recursos líquidos obtidos pela Companhia por meio da

12.8 Destinação de recursos de ofertas públicas

colocação das debêntures, foram utilizados 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 exploração do Projeto Futura 1; (ii) o reembolso de gastos, despesas e/ou amortização de financiamentos, bem como o custeio de gastos e despesas a serem incorridos relacionados à ampliação, via fechamento de ciclo, do Projeto Parnaíba VI; 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 exploração do Projeto UTE Jaguatirica II.

Oferta Pública de Distribuição de Ações

Em junho de 2022, foi realizada oferta pública de distribuição primária com esforços restritos de ações ordinárias, de emissão da Companhia, nos termos da então vigente Instrução da CVM nº 476, de 16 de janeiro de 2009, conforme alterada, ("**Oferta Restrita**"), cujos recursos líquidos obtidos foram utilizados para a aquisição de 100% das ações representativas de capital social da CELSEPAR - Centrais Elétricas do Sergipe Participações S.A. e da CEBARRA – Centrais Elétricas Barra dos Coqueiros S.A.

8ª Emissão de Debêntures

Em 13 de junho de 2022 foi realizada a 8ª emissão de debêntures não conversíveis em ações, da espécie quirografária, cujos recursos líquidos obtidos pela Companhia por meio da colocação das debêntures da primeira série e das debêntures da segunda série serão utilizados até a respectiva data de vencimento para (i) o reembolso de despesas incorridas pela Companhia com mútuos celebrados com as sociedades de propósito especifico (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.; 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. Os recursos líquidos obtidos pela Companhia por meio da colocação das debêntures da terceira série e das debêntures da quarta série serão utilizados até a respectiva data de vencimento para atender aos negócios de gestão ordinária da Companhia.

7ª Emissão de Debêntures

Em 17 de fevereiro de 2022 foi realizada a 7ª emissão de debêntures não conversíveis em ações, da espécie quirografária, para distribuição pública com esforços restritos da Companhia, cujos recursos líquidos obtidos foram utilizados para reforço de capital de giro da Companhia.

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

Informações adicionais acerca do 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.

(h) Possibilidade de resgate, indicando: (i) hipóteses de resgate; e (ii) fórmula de cálculo do valor de resgate

Resgate Antecipado Facultativo das Debêntures da Terceira Série
As Debêntures da Terceira Série não estão sujeitas à amortização extraordinária facultativa ou ao resgate antecipado facultativo, total ou parcial.

(i) Quando os valores mobiliários forem de dívida, indicar, quando aplicável: (i) vencimento, inclusive as condições de vencimento antecipado

Vencimento da 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

12.9 Outras informações relevantes

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 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:

(i) 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;

(i) 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;

(ii) 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

12.9 Outras informações relevantes

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

(iii) 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;
- 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.

(h) 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 n.° 4.751 do Conselho Monetário nacional (“CMN”), de 26 de setembro de 2019 (“Resolução CMN

12.9 Outras informações relevantes

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:

(i) 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

(ii) 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

12.9 Outras informações relevantes

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.

(i) 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 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

12.9 Outras informações relevantes

(conforme definido na Escritura de Emissão), encontram-se, dentre outras:

(i) 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.;

(ii) 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;

(iii) 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;
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

12.9 Outras informações relevantes

valores mobiliários.

5ª (QUINTA) EMISSÃO DE DEBÊNTURES SIMPLES, NÃO CONVERSÍVEIS EM AÇÕES, DA ESPÉCIE QUIROGRAFÁRIA, EM SÉRIE ÚNICA, DA ENEVA S.A.

(h) Possibilidade de resgate, indicando: (i) hipóteses de resgate; e (ii) fórmula de cálculo do valor de resgate

Resgate Antecipado Facultativo em caso de Alteração da Legislação Tributária Aplicável às Debêntures.

Nos termos do artigo 1º, § 1º, inciso II, da Lei nº 12.431, e da Resolução n° 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:

(i) 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

(ii) 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

12.9 Outras informações relevantes

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.

(i) 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 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

12.9 Outras informações relevantes

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:

(i) 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.;

(ii) 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

(iii) 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.

12.9 Outras informações relevantes

(iv) 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.

6ª (SEXTA) EMISSÃO DE DEBÊNTURES SIMPLES, NÃO CONVERSÍVEIS EM AÇÕES, DA ESPÉCIE QUIROGRAFÁRIA, EM ATÉ DUAS SÉRIES, DA ENEVA S.A.

(h) Possibilidade de resgate, indicando: (i) hipóteses de resgate; e (ii) fórmula de cálculo do valor de resgate

Resgate Antecipado Facultativo em caso de Alteração da Legislação Tributária Aplicável às Debêntures.

Nos termos do artigo 1º, § 1º, inciso II, da Lei 12.431, e da Resolução n° 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”)

12.9 Outras informações relevantes

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.

12.9 Outras informações relevantes

(i) Quando os valores mobiliários forem de dívida, indicar, quando aplicável, (i) vencimento, inclusive as condições de vencimento antecipado

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:

(i) 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

12.9 Outras informações relevantes

pagamento do dividendo mínimo obrigatório previsto no artigo 202 da Lei das S.A.;

(ii) 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

(iii) 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;
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.

(h) Possibilidade de resgate, indicando: (i) hipóteses de resgate; e (ii) fórmula

12.9 Outras informações relevantes

de cálculo do valor do 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 1°, § 1°, 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:

(i) 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

12.9 Outras informações relevantes

(ii) 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 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:

$$VP = \sum_{k=1}^{n} \left(\frac{VNEk}{FVPk}\right)$$

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= ⟦{[(1+Taxa de Desconto)⟧ ^(nk/252)]} 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,

12.9 Outras informações relevantes

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:

$$P = [(1 + i)^{\frac{DU}{252}} - 1] \, x \, Vne$$

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.
Vne = 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.

(i) Quando os valores mobiliários forem de dívida, indicar, quando aplicável, (i) vencimento, inclusive as condições de vencimento antecipado

Dentre as hipóteses de vencimento antecipado das Debêntures da 8ª Emissão da

12.9 Outras informações relevantes

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, 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 vendaou 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

12.9 Outras informações relevantes

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;

(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.; (xvi) aquisição do controle acionário da Emissora nos termos previstos no artigo 37, § 1°, 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

(iii) 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), exclusivamente de Ativos de Carvão.

(i) Quando os valores mobiliários forem de dívida, indicar, quando aplicável (...),

12.9 Outras informações relevantes

(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.

9ª (NONA) EMISSÃO DE DEBÊNTURES SIMPLES, NÃO CONVERSÍVEIS EM AÇÕES, DA ESPÉCIE QUIROGRAFÁRIA, EM TRÊS SÉRIES, DA ENEVA S.A.

(h) 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 1°, § 1°, 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:

12.9 Outras informações relevantes

(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:

$$VP = \left[\sum_{k=1}^{n}\left(\frac{VNEk}{FVPk}\right)\right]$$

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= 〖{[(1+Taxa de Desconto)〗 ^(nk/252)]} 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.

(i) Quando os valores mobiliários forem de dívida, indicar, quando aplicável, (i) vencimento, inclusive as condições de vencimento antecipado

Dentre as hipóteses de vencimento antecipado das Debêntures da 9ª Emissão da Companhia, encontram-se:

12.9 Outras informações relevantes

(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 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

12.9 Outras informações relevantes

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, § 1°, 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; À contratação de novas dívidas;

12.9 Outras informações relevantes

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.

10ª (DÉCIMA) EMISSÃO DE DEBÊNTURES SIMPLES, NÃO CONVERSÍVEIS EM AÇÕES, DA ESPÉCIE QUIROGRAFÁRIA, EM QUATRO SÉRIES, DA ENEVA S.A.

(h) 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 1°, §1°, 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:

(i) 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,

12.9 Outras informações relevantes

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

(ii) 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:

$$VP = \sum_{k=1}^{n} \left(\frac{VNEk}{FVPk}\right)$$

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= 〖{[(1+Taxa de Desconto)〗 ^(nk/252)]} 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

12.9 Outras informações relevantes

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:

$$P = [(1 + i)^{\frac{DU}{252}} - 1] \times Vne$$

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 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.

12.9 Outras informações relevantes

(i) Quando os valores mobiliários forem de dívida, indicar, quando aplicável, (i) vencimento, inclusive as condições de vencimento antecipado

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 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

12.9 Outras informações relevantes

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, § 1°, 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

12.9 Outras informações relevantes

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; 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.

11ª (DÉCIMA) EMISSÃO DE DEBÊNTURES SIMPLES, NÃO CONVERSÍVEIS EM AÇÕES, DA ESPÉCIE QUIROGRAFÁRIA, EM TRÊS SÉRIES,DA ENEVA S.A.

(h) Possibilidade de resgate, indicando: (i) hipóteses de resgate; e (ii) fórmula de cálculo do valor de resgate

A Emissora não poderá resgatar facultativamente as Debentures da Primeira Série. 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 1°, §1°, 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

12.9 Outras informações relevantes

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 contad os da Data de Emissão (exclusive)	0,53%
4 (quatro) anos contado da Data de Emissão (inclusive) até a Data de Vencimento (exclusive)	0,35%

O Prêmio de Resgate será calculado de acordo com a seguinte metodologia de cálculo:

$$P = [(1 + i)^{\frac{DU}{252}} - 1] \times Vne$$

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.

12.9 Outras informações relevantes

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:

(i) 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

(ii) 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:

$$VP = \sum_{k=1}^{n} \left(\frac{VNEk}{FVPk} \right)$$

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:
FVPk= 〖{[(1+Taxa de Desconto)〗 ^(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.

(i) Quando os valores mobiliários forem de dívida, indicar, quando aplicável, (i) vencimento, inclusive as condições de vencimento antecipado

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

12.9 Outras informações relevantes

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, § 1°, do Regulamento do Novo Mercado, exceto se for assegurado aos

12.9 Outras informações relevantes

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;
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.

13ª (DÉCIMA TERCEIRA) EMISSÃO DE DEBÊNTURES SIMPLES, NÃO CONVERSÍVEIS EM AÇÕES, DA ESPÉCIE QUIROGRAFÁRIA, EM SÉRIE ÚNICA, DA ENEVA S.A.

(h) Possibilidade de resgate, indicando: (i) hipóteses de resgate; e (ii) fórmula

12.9 Outras informações relevantes

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:

$$P = \left[(1 + i)^{\frac{DU}{252}} - 1\right] x\, Vne$$

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 da 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 Escriturador, ao Banco Liquidante e à B3, com, no mínimo, 3 (três) Dias Úteis de antecedência, devendo tal anúncio descrever os termos e condições do

12.9 Outras informações relevantes

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.

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”).

12.9 Outras informações relevantes

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.

(i) Quando os valores mobiliários forem de dívida, indicar, quando aplicável, (i) vencimento, inclusive as condições de vencimento antecipado

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

12.9 Outras informações relevantes

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 da 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 da 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

12.9 Outras informações relevantes

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 da 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;

(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:

(a) 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;

(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, observado o disposto na Cláusula 7.1 (viii) (a) acima;

(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

12.9 Outras informações relevantes

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;

(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 Sociedades por Ações, 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 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.

12.9 Outras informações relevantes

(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 3° 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

(x) se for verificada a invalidade, nulidade ou inexequibilidade da 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 na 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

12.9 Outras informações relevantes

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 na 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

12.9 Outras informações relevantes

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;

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, sustado 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 na 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 da 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

12.9 Outras informações relevantes

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 da 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, §1°, 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, 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

12.9 Outras informações relevantes

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.

(ii) 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.

3ª (TERCEIRA) EMISSÃO DE NOTAS COMERCIAIS, EM SÉRIE ÚNICA, DA ENEVA S.A.

(h) Quando os valores mobiliários forem de dívida, indicar, quando aplicável, (i) vencimento, inclusive as condições de vencimento antecipado

12.9 Outras informações relevantes

Vencimento: 15/12/2042

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:

(i) (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.;

(ii) transformação da Emissora em sociedade limitada, nos termos dos artigos 220 a 222 da Lei n° 6.404, de 15 de dezembro de 1976, conforme alterada (“Lei das Sociedades por Ações”);

(iii) 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;

(iv) 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;

(v) 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;

(vi) 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;

12.9 Outras informações relevantes

(vii) 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) 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;

(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 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

12.9 Outras informações relevantes

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.

(viii) 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

(ix) se for verificada a invalidade, nulidade ou inexequibilidade 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.

(d) a operação tiver sido previamente aprovada por Titulares de Notas Comerciais Escriturais, na forma da Cláusula 10 deste Termo 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 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 (i) vencimento, inclusive as condições de vencimento antecipado

(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

12.9 Outras informações relevantes

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.

14ª (DÉCIMA QUARTA) EMISSÃO DE DEBÊNTURES SIMPLES, NÃO CONVERSÍVEIS EM AÇÕES, DA ESPÉCIE QUIROGRAFÁRIA, DA ENEVA S.A.

(h) 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”), desde que (a) observados os termos do artigo 1°, §1° e inciso II, da Lei 12.431, 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, 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 6.29.4 desta Escritura de Emissão e a Emissora opte por realizar o resgate antecipado das Debêntures.

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) 25 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
- 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

12.9 Outras informações relevantes

equivalente à duration remanescente das Debêntures da Primeira Série e/ou das Debêntures da Segunda Série, conforme aplicável, calculado conforme fórmula abaixo, acrescida (a) exponencialmente de spread negativo de (a.1) 1,07% (um inteiro e sete centésimos por cento negativos) ao ano para as Debêntures da Primeira Série; e (a.2.) –0,95% (noventa e cinco centésimos por cento negativos) ao ano para as Debêntures da Segunda Série; (b) dos Encargos Moratórios, se houver, e (c) de quaisquer obrigações pecuniárias e a outros acréscimos referentes às Debêntures da Primeira Série e/ou às Debêntures da Segunda Série:

$$VP = \sum_{k=1}^{n} \left(\frac{VNEk}{FVPk}\right)$$

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 = taxa interna de retorno do Tesouro IPCA+ com Juros Semestrais (NTN-B descrescida de spread de 1,07% ao ano para as Debêntures da Primeira Série; e 0,95% (noventa e cinco centésimos por cento negativos) ao ano para as Debêntures da Segunda Série), 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

12.9 Outras informações relevantes

cada parcela “k” vincenda.

- A Emissora deverá comunicar sobre a realização de qualquer Resgate Antecipado Facultativo Total das respectivas Séries (a) os Debenturistas das respectivas Séries e o Agente Fiduciário, por meio de comunicação individual aos Debenturistas das respectivas Séries, com cópia ao Agente Fiduciário, e/ou por meio de publicação ou disponibilização de anúncio aos Debenturistas das respectivas Séries, nos termos da Cláusula 6.22 acima, e (b) ao Escriturador, 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 das respectivas Séries a serem resgatadas que deverá ser obrigatoriamente um Dia Útil; e (iii) demais informações necessárias para a operacionalização do resgate das Debêntures das respectivas Séries.
- 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 da respectiva Série, sendo vedado o resgate antecipado facultativo parcial das Debêntures de determinada série.
- As Debêntures resgatadas pela Emissora, conforme previsto nesta Cláusula 6.25, serão obrigatoriamente canceladas, desde que permitido pela legislação aplicável.

(i) Quando os valores mobiliários forem de dívida, indicar, quando aplicável (i) vencimento, inclusive as condições de vencimento antecipado

Na ocorrência de qualquer das hipóteses previstas na cláusula 7.1 da escritua da 14ª emissão de debêntures, todas as obrigações objeto da 31 Escritura de Emissão serão consideradas antecipadamente vencidas e imediatamente exigíveis, devendo ser aplicado o disposto nas Cláusulas 7.3 e 7.5:

- (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

12.9 Outras informações relevantes

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;

- transformação da Emissora em sociedade limitada, nos termos dos artigos 220 a 222 da Lei das Sociedades por Ações;
- inadimplemento, pela Emissora, das suas obrigações de pagamento do Valor Nominal Atualizado, da Remuneração e/ou dos Encargos Moratórios, nas respectivas datas de pagamentos previstas nesta Escritura de Emissão, não sanado no prazo de 2 (dois) Dias Úteis contados da data do respectivo inadimplemento;
- inadimplemento, pela Emissora, de qualquer obrigação pecuniária prevista nesta Escritura de Emissão, salvo pelas obrigações de pagamento do Valor Nominal Atualizado, 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;
- declaração de vencimento antecipado de qualquer dívida da Emissora, local ou internacional, cujo valor, individual ou agregado, seja igual ou superior a R$200.000.000,00 (duzentos milhões de reais), atualizado monetariamente, a cada 12 (doze) meses, pelo IPCA, a partir da Data de Emissão, ou seu equivalente em outras moedas
- declaração de vencimento antecipado de qualquer dívida das Controladas Relevantes da Emissora, local ou internacional, cujo valor, individual ou agregado, seja igual ou superior a R$ 100.000.000,00 (cem milhões de reais), atualizado monetariamente, a cada 12 (doze) meses, pelo IPCA, a partir da Data de Emissão, ou seu equivalente em outras moedas;

12.9 Outras informações relevantes

- 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;
- 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. 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 nesta 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, observado o disposto na Cláusula 7.1 (viii) (a) acima);
    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,

12.9 Outras informações relevantes

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;

d. a operação tiver sido previamente aprovada por Debenturistas, na forma da Cláusula 0 desta 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 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 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.

- redução do capital social da Emissora, com finalidade diversa de absorção de prejuízos, sem que haja anuência prévia de Debenturistas, na forma da Cláusula 0 abaixo, reunidos em Assembleia Geral de Debenturistas especialmente convocada para esse fim, conforme disposto no parágrafo 3° 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
- se for verificada a invalidade, nulidade ou inexequibilidade desta Escritura de Emissão, por meio de decisão judicial exequível cujos efeitos não tenham sido

12.9 Outras informações relevantes

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 da escritura da 14ª emissão de debêntures, 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:

- 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;
- 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$100.000.000,00 (cem 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;
- 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;
- 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$100.000.000,00 (cem milhões de reais), atualizado monetariamente, a cada

12.9 Outras informações relevantes

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;

- 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;
- não cumprimento, pela Emissora, de qualquer ordem de execução oriunda de decisão judicial ou arbitral, de exigibilidade imediata, de natureza condenatória que gere uma 36 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;
- 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$100.000.000,00 (cem 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;
- 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, sustado ou, por qualquer forma, suspenso, em qualquer hipótese, dentro do prazo legal;
- comprovação de insuficiência, incorreção ou inconsistência relevante ou

12.9 Outras informações relevantes

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;

- 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;
- 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;
- 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 2025;
- 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;
- 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;
- 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

12.9 Outras informações relevantes

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;

- aquisição do controle acionário da Emissora nos termos previstos no artigo 116 da Lei das Sociedades por Ações, 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 (inclusive), conforme o caso, até a data do efetivo pagamento (exclusive), desde que sejam observadas as restrições previstas na Lei 12.431;
- 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, 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
- 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

12.9 Outras informações relevantes

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 39 operações de project finance), conforme declaração enviada pela Emissora ao Agente Fiduciário neste sentido.

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.

Ofertas Públicas de Distribuição de Valores Mobiliários de Emissão de Controladas

Adicionalmente ao disposto no item 2.1(f) (i), seguem abaixo informações relativas às ofertas públicas de valores mobiliários de emissão de controladas da Companhia, até o período de seis meses findo em 30 de junho de 2024, que ainda não foram integralmente liquidados ou resgatados.

3ª Emissão Pública de Debêntures da Parnaíba II Geração de Energia S.A. (“Parnaíba II”)

a. Identificação do Valor Mobiliário	3ª Emissão de Debêntures da Parnaíba II
b. Quantidade	650.000, sendo: 2ª Série: 290.000 3ª Série: 360.000
c. Valor nominal global	R$ 650.000.000,00
d. Data de emissão	02.10.2019
e. Saldo devedor em aberto no encerramento da data do último exercício social	2ª Série: R$ 149.468.640,45 3ª Série: R$ 371.582.407,08
f. Restrições à circulação	Sim. As Debêntures somente poderão ser negociadas nos mercados regulamentados de valores mobiliários depois de decorridos 90 (noventa) dias contados da data de cada subscrição.

12.9 Outras informações relevantes

g. Conversibilidade em ações ou conferência de direito de subscrever ou comprar ações do emissor informando: i.Condições ii.Efeitos sobre o capital social	Não.
h. Possibilidade de r esgate, indicando: i. Hipósite de resgate ii. Fórmula de cálculo do val or de resgate	Sim, mediante ao pagamento do prêmio. A Parnaíba II poderá resgatar antecipadamente a totalidade das Debêntures de determinada série, a seu exclusivo critério, a qualquer tempo, a partir de 03 de outubro de 2019, inclusive, mediante o pagamento do Valor do Resgate Antecipado Facultativo das Debêntures, conforme definido abaixo: Valor Nominal Unitário das Debêntures ou saldo do Valor Nominal Unitário das Debêntures, conforme o caso, acrescido dos Juros Remuneratórios, apurados desde a Primeira Data de Integralização das Debêntures ou Data de Pagamento dos Juros Remuneratórios das Debêntures imediatamente anteriores, conforme o caso, até a data do efetivo pagamento do resgate antecipado (“Data do Resgate Antecipado Facultativo das Debêntures”), acrescido dos Encargos Moratórios, se aplicável, devidos e não pagos até a Data do Resgate Antecipado Facultativo, e acrescido do PU prêmio (A) (conforme abaixo definido), calculado com 8 (oito) casas decimais, sem arredondamento, conforme abaixo: Puprêmio (A)=[〖(1+Prêmio(A))^(〖du〗 _vcto/252)- 1]*PU resgate onde: PU resgate = Valor Nominal Unitário das Debêntures ou saldo do Valor Nominal Unitário das Debêntures, conforme o caso, acrescido dos Juros Remuneratórios, calculados pro rata t emporis, desde a respectiva Primeira Data de Integralização das Debêntures ou Data de Pagamento dos Juros Remuneratórios imediatamente anteriores, conforme o caso, até a Data do Resgate Antecipado Facultativo, acrescido de Encargos Moratórios, se aplicável, devidos e não pagos até a Data do Resgate Antecipado Facultativo das Debêntures; Prêmio (A) = (i) 0,40% ao ano base 252 dias úteis, caso o Resgate Antecipado Facultativo das Debêntures de determinada série ocorra entre 03 de outubro de 2019, inclusive, e 30 de dezembro de 2020, inclusive; (ii) 0,30% ao

12.9 Outras informações relevantes

	ano base 252 dias úteis, caso o Resgate Antecipado Facultativo das Debêntures de determinada série ocorra entre 30 de dezembro de 2020, exclusive, e 30 de dezembro de 2023, inclusive; e (iii) 0,20% ao ano base 252 dias úteis, caso o Resgate Antecipado Facultativo das Debêntures de determinada série ocorra entre 30 de dezembro de 2023, exclusive, e a Data de Vencimento (exclusive); 〖du 〗_vcto = quantidade de dias úteis entre a Data do Resgate Antecipado Facultativo das Debêntures e a Data de Vencimento das Debêntures, sendo 〖du〗_vcto um número inteiro.
i. Quando os valores mobiliá rios forem de dívida, indicar, quando aplicável: i. vencimento, inclusive as c ondições de vencimento ant ecipado	2ª Série: 02.10.2024. 3ª Série: 02.10.2026 O Agente Fiduciário deverá de clarar antecipadamente vencidas e imediatamente exigíveis, independentemente da realização prévia de Assembleia Geral de Debenturistas, aviso, notificação ou interpelação judicial ou extrajudicial, todas as obrigações decorrentes das Debêntures e exigir o imediato pagamento, pela Parnaíba II ou pela Companhia, na qualidade de fiadora ("Fiadora"), do Valor Nominal Unitário, ou do saldo do Valor Nominal Unitário, conforme o caso, acrescido dos Juros Remuneratórios, calculados pro rata temporis desde a primeira Data de Integralização ou a data de pagamento dos Juros Remuneratórios imediatamente anterior, o que tiver ocorrido por último, e, se for o caso, dos Encargos Moratórios, na ocorrência de qualquer uma das seguintes hipóteses descritas abaixo. (a) liquidação, dissolução ou extinção da Parnaíba II e/ou da Fiadora e/ou de Controladas Relevantes; (b) decretação de falência da Parnaíba II e/ou da Fiadora e/ou de Controladas Rel; (c) pedido de autofalência formulado pela Parnaíba II e/ou da Fiadora e/ou de Controladas Relevantes; (d) pedido de falência da Parnaíba II e/ou da Fiadora e/ou de Controladas Relevantes, formulado por terceiros, não elidido no prazo legal; ou (e) pedido de recuperação judicial ou de recuperação extrajudicial da Parnaíba II e/ou da Fiadora e/ou de Controladas Relevantes, independentemente do deferimento do respectivo pedido. Para fins da Escritura de Emissão, “Controlada Relevante” significa qualquer controlada da Fiadora, conforme definição do artigo 116 da

12.9 Outras informações relevantes

	Lei das S. A., cujo patrimônio líquido represente mais de 10% do ativo total consolidado da Fiadora, tendo por base as demonstrações financeiras consolidadas da Fiadora mais recentes à época do evento. Dentre as hipóteses de resgate antecipado, incluem-se: e) cisão, fusão, incorporação ou incorporação de ações envolvendo a Parnaíba II, exceto se, após a conclusão da referida operação o controle direto ou indireto da Parnaíba II permanecer com a Eneva S.A., sendo permitida a alteração direta ou indireta no controle da Companhia., e a incorporação da Parnaíba II pela Companhia, desde que, no caso de cisão, fusão, incorporação ou incorporação de ações envolvendo a Parnaíba II, seja assegurado aos Debenturistas que o desejarem, o direito de resgate das Debêntures, nos termos do artigo 231, parágrafos 1º e 2º, da Lei das S.A.; ii) realização, caso a Parnaíba II 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 Parnaíba II, que não tenha sido declarada até a data de celebração da Escritura de Emis são, ressalvado o pagament do dividendo mínimo obrigatório previsto no artigo 202 da Lei das S.A.; iii) mudança do controle acioná rio (conforme definição de cont role prevista no artigo 116 da Lei das S.A.) direto e/ou indireto da Parnaíba II, exceto se após a referida operação o controle acionário direto ou indireto da Parnaíba II permanecer com a Companhia ou caso a Parnaíba II seja incorporada pela Companhia (independentemente de qualquer alteração direta ou indireta no controle da Companhia), observado o disposto na Cláusula 10 na Escritura de Emissão; iv) se a Parnaíba II alienar, direta ou indiretamente, total ou parcialmente, quaisquer bens de seu ativo, exceto (a) no caso de garantias já constituídas na Data de Emissão, as quais poderão ser utilizadas em refinanciamentos das dívidas atuais originalmente garantidas por tais ativos; (b) em

12.9 Outras informações relevantes

	decorrência de onerações no curso ordinário dos negócios, incluindo, mas não se limitando, a operações na modalidade “leasing operacional” ; (c) em decorrência de onerações decorrentes de leis, medidas judiciais ou administrativas (exceto se englobadas nas demais Hipóteses de Vencimento Antecipado previstas na Escritura de Emissão); (d) em decorrência de onerações com a finalidade de atender exigências previstas nas autorizações concedidas pelo Ministério de Estado de Minas e Energia nos termos das Portarias n° 54 de 17 de fevereiro de 2014, e nº 169, de 22 de março de 2019, nº 446, de 20 de novembro de 2009 e pela Agência Nacional de Energia Elétrica (“ANEEL”) por meio da Resolução Autorizativa nº 4.473, de 17 de dezembro de 2013 e da Resolução Autorizativa 4.226, de 16 de julho de 2013 (“Autorizações”); ou (e) para constituição de garantia em financiamentos junto ao Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social – BNDES ou outro banco de fomento nacional ou internacional.
ii. Juros	2ª Série: DI + 1,0100% até 01/04/2023 DI + 1,2000% a partir de 02/04/2023 até o vencimento Juros Remuneratórios das Debêntures da 3ª Série: DI + 1,4000% até 01/04/2023 DI + 1,7600% a partir de 02/04/2023 até o vencimento
iii. garantia e, se real, descrição do bem objeto	Fidejussória prestada pela Ene va S.A.
iv. na ausência de garantia, se o crédito é quirografário ou subordinado	N/A
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	Vide hipóteses de vencimento antecipado enumeradas no ite m i(i) acima. Ressalta-se que n ão há restrições impostas ao e missor quanto à contratação d e novas dívidas ou à emissão de novos valores mobiliários.

12.9 Outras informações relevantes

j. Condições para alteração dos direitos assegurados por tais valores mobiliários	Modificação relativa às características das Debêntures que implique na alteração de: 1. Juros Remuneratórios da Primeira Série; 2. Datas de Pagamento de Juros Remuneratórios da Primeira Série ou quaisquer valores previstos na Escritura de Emissão, incluindo condições de amortização e resgate; 3. Data de Vencimento ou prazo de vigência das Debêntures; 4. Valores, montantes e datas de amortização do principal das Debêntures 5. Redação de quaisquer dos Eventos de Vencimento Antecipado; 6. Alteração dos quóruns de de liberação previstos na Escritura de Emissão; 7. Disposições das características em relação às Debêntures; e 8. Criação de evento de repactuação. Somente poderá ser aprovada pela Assembleia Geral de Debenturistas mediante deliberação favorável de Debenturistas representando, no mínimo, 90% (noventa por cento) das Debêntures. As Assembleias Gerais de Debenturistas instalar-se-ão, em primeira convocação, com a presença de titulares de, no mínimo, metade das Debêntures em circulação e, em segunda convocação, com qualquer quórum. Assembleias Gerais de Debenturistas serão tomadas por Debenturistas detentores de, no mínimo, 2/3 das Debêntures em Circulação, em primeira ou segunda convocação. Na ocorrência de quaisquer dos Eventos de Vencimento Antecipado Não Automáticos, o Agente Fiduciário deverá convocar, em até 5 (cinco) Dias Úteis contados da data em que tomar ciência da ocorrência do referido evento, Assembleia Geral de Debenturistas de cada uma das séries da Emissão para deliberar sobre a declaração do vencimento antecipado das Debêntures, caso a Assembleia não seja instalada, não haverá decretação de vencimento antecipado.
k. outras caracteríticas relev antes	Conforme deliberado e aprovado em assembleias de debenturistas realizada na data de 05/12/2022, no período compreendido entre 31 de dezembro de 2022 (inclusive) a 30 de junho de 2023 (inclusive), o quociente da divisão da Dívida Líquida pelo EBITDA da Companhia poderá atingir até 6,5 (seis vírgula cinco). No período compreendido entre 30 de setembro de 2023 (inclusive) a 31 de dezembro de

12.9 Outras informações relevantes

	2023 (inclusive), o quociente da divisão da Dívida Líquida pelo EBITDA poderá atingir até 5,5 (cinco vírgula cinco). No período compreendido entre 31 de março de 2024 (inclusive) e 30 de junho de 2024 (inclus ive), o quociente da divisão da Dívida Líquida pelo EBITDA poderá atingir até 5,0 (cinco inteiros). Após esse período, o quociente da divisão da Dívida Líqui da pelo EBITDA passa a ser de até 4,5 (quatro vírgula cinco).

1ª Emissão Pública de Debêntures da Parnaíba Geração e Comercialização de Energia S.A.
(“Parnaíba Geração”)

a. Identificação do valor mobiliário	1ª Emissão de Debêntures da Pa rnaíba Geração e Comercialização de Energia S.A.
b. Quantidade	Total de 614 debêntures, sendo: 1ª Série: 63 2ª Série: 551
c. Valor nominal global	R$ 866.000.000,00
d. Data de emissão	15.11.2018
e. Saldo devedor em aberto na data de encerramento do último exerc ício social	1ª Série: R$ 192.120.551,61 2ª Série: R$ 213.356.011,22
f. Restrições à circulação	Sim. As Debêntures somente po derão ser negociadas nos merca dos regulamentados de valores mobiliários depois de decorridos g noventa) dias contados da d ata de cada subscrição.
g. Conversibilidade em ações ou conferência de direito de subscrever ou comprar ações do emissor informando: i. condições ii. efeitos sobre o capital social	Não.
h. Possibilidade de resgate, indicando: iii. Hipótese de resgate iv. Fórmula de cálculo do valor do resgate.	A Parnaíba Geração poderá realizar oferta de resgate antecipado da totalidade das Debêntures, a ser endereçada a todos os Debenturistas, sem distinção, sendo assegurado a todos os Debenturistas igualdade de condições para aceitar ou recusar, a seu exclusivo critério, a oferta de resgate antecipado das Debêntures por eles detidas, desde que observados os termos da Escritura de Emissão, da Lei

12.9 Outras informações relevantes

	12.431 e da Lei das Sociedades por Ações, e observadas as regras que vierem a ser expedidas pelo CMN e as demais regulamentações aplicáveis, inclusive em relação ao eventual prazo mínimo para tal oferta de resgate antecipado, se houver (“Oferta de Resgate Antecipado”). Os valores a serem pagos aos Debenturistas em razão do resgateantecipado devido, caso aceitem a Oferta de Resgate Antecipado, deverão ser equivalentes: (i) no caso da Primeira Série, ao Custo de Término Antecipado previsto nos termos da Cláusula 5.9 da Escritura; e (ii) no caso da Segunda Série, ao saldo do Valor Nominal Unitário das Debêntures da Segunda Série ou Valor Nominal Unitário das Debêntures da Segunda Série, conforme aplicável, em qualquer caso acrescido dos Juros Remuneratórios calculados pro rata temporis desde a Data de Integralização ou último pagamento dos juros das Debêntures da Segunda Série, conforme o caso, e dos respectivos Encargos Moratórios, caso aplicável, até a data do efetivo resgate, podendo, ainda, no caso de ambas as séries, ser oferecido prêmio de resgate antecipado aos Debenturistas, a exclusivo critério da Parnaíba Geração (“Valor do Resgate Antecipado”). As Debêntures resgatadas pela Parnaíba Geração nos termos acima previstos deverão ser obrigatoriamente canceladas pela Parnaíba Geração. A Parnaíba Geração poderá, a qualquer tempo e a seu exclusivo critério, adquirir Debêntures da Segunda Série, observado o disposto no artigo 5 5, parágrafo 3º, da Lei das Socie dades por Ações e as restrições de negociação previstas na Instrução CVM 476, por valor igual ou inferior ao Valor Nominal Unitário, devendo o fato constar do relatório da administração e das de monstrações financeiras, ou por valor superior ao Valor Nominal Unitário, desde que observe as regras expedidas pela CVM. Após decorridos 2 (dois) anos contados da Data de Emissão, ou seja, em 15 de novembro de 2020, observado o disposto na Lei 12.431, nas regras expedidas ou que vi erem a ser expedidas pelo CMN e nas demais regulamentações aplicáveis, as Debêntures da Primeira Série poderão ser adquiridas pela Parnaíba Geração, no mercado secundário, a qualquer momento, condicionado ao aceite do respectivo Debenturista vendedor e observado o disposto no artigo 55, parágrafo 3º, da Lei das Sociedades

12.9 Outras informações relevantes

	por Ações, por valor igual ou inferior ao Valor Nominal Unitário Atualizado das Debêntures da Primeira Série, devendo o fato constar do relatório da administração e das demonstrações financeiras da Parnaíba Geração, ou por valor superior ao Valor Nominal Unitário Atualizado das Debêntures da Primeira Série, desde que observe as regras expedidas pela CVM. As Debêntures que venham a ser adquiridas nos termos acima poderão: (i) ser canceladas, no caso das Debêntures da Primeira Série, desde que observado o disposto na Lei 12.431, nas regras expedidas ou que vierem a ser expedidas pelo CMN e nas demais regulamentações aplicáveis, inclusive em relação a eventual prazo mínimo para tal cancelamento, se houver; (ii) permanecer na tesouraria da Parnaíba Geração; ou (iii) ser novamente colocadas no mercado. As Debêntures adquiridas pela Parnaíba Geração para permanência em ouraria nos termos acima, se e quando recolocadas no mercado, farão jus aos mesmos valores de Atualização Monetária e Juros Remuneratórios das demais Debêntures.

12.9 Outras informações relevantes

i. Quando os valores mobiliários forem de dívida, indicar quando aplicável: vii. Vencimento, inclusive as condições de venvimento antecipado	15/11/2015 Serão antecipadamente vencidas todas as obrigações decorrentes das Debêntures, devendo o Agente Fiduciário exigir o imediato pagamento, pela Parnaíba Geraçã o, (i) no caso da Primeira Série, do Custo de Término Antecipado; e (ii) no caso da Segunda Série, do Valor Nominal Unitário ou saldo do Valor Nominal Unitário, conforme o caso, acrescido dos Juros Remuneratórios devidos, calculados pro rata temporis, e dos Encargos Moratórios e multas, se houver, incidentes até a data do seu efetivo pagamento, sem prejuízo, ainda, em ambas as séries, da busca de indenização por perdas e danos que compense integralmente o eventual dano causado pelo inadimplemento da Parnaíba Geração, na ocorrência de quaisquer das situações previstas nesta cláusula, respeitados os respectivos prazos de cura (cada um desses eventos, um “Evento de Inadimplemento”): Constituem hipóteses de vencimento antecipado que acarretam o vencimento automático das obrigações decorrentes da Escritura de Emissão, os seguintes eventos: não cumprimento, pela Parnaíba Geração e/ou pela Companhia, na qualidade de fiadora (“Fiadora”), nas datas de vencimento previstas na Escritura de Emissão não sanado em até 2 (dois) Dias Úteis da data prevista para o pagamento, de quaisquer obrigações pecuniárias devidas aos Debenturistas e/ou previstas na Escritura de Emissão e/ou em qualquer dos demais do cumentos da Emissão, incluindo, mas não se limitando aos Contratos de Garantias e/ do Contrato de Administração de Contas; (i) (a) liquidação, dissolução ou decretação de falência da Parnaíba Geração ou da Fiadora; (b) pedido de autofalência da Parnaíba Geração ou da Fiadora, ainda que não deferido pelo juízo competente; (c) pedido de falência formulado por terceiros em face da Parnaíba Geração ou da Fiadora, desde que não elidido, conforme o caso, nos termos do artigo 98, parágrafo único, da Lei nº 11.101, de 9 de fevereiro de 2005, conforme alterada; (d) propositura, pela Parnaíba Geração ou pela Fiadora, de plano de recuperação extrajudicial a qualquer credor ou classe de credores, independentemente de ter sido Cinquenta milhões de reais); e/ou (c) da Parnaíba II Geração de Energia S.A., em montante, individual ou agregado, superior a R$20.000.000,00 (vinte milhões de reais); (vii)

12.9 Outras informações relevantes

	contratação de empréstimos, emissão de títulos de dívida ou outras formas de endividam ento pela Parnaíba I e/ou por qualquer Controlada, a partir da Data de Emissão, sem a prévia aprovação dos Debenturistas representando, no mínimo, 75% (setenta e cinco por cento) das Debêntures em circulação, ressalvadas as dívidas em valor, individual ou agregado, inferior ao limite de R$ 20.000.000,00 (vinte milhões de reais), observados os índices financeiros dos itens (xxi) ou (xxii) da Cláusula 5.1.2 da Escritura, exceto financiamentos de longo pra zo cujos recursos sejam utilizados para o pagamento integral dos recursos captados com a Emissã o ou mútuos com partes relacionadas em que a Parnaíba Geração figure como mutuária; (viii) caso a Escritura de Emissão ou os Contratos de Garantias sejam (a) validamente rescindidos ou resilidos, ou (b) declarados nulos ou a nuláveis ou (c) sejam objeto de decisão judicial ou arbitral de aplicabilidade imediata que resulte na sua invalidação, inexequibilidade, ineficácia, desde que não revertida ou suspensa no prazo de até 10 (dez) Dias Úteis contados do seu proferimento; (ix) questionam ento judicial, pela Parnaíba Gera ção, por qualquer Controladora (conforme termo definido abaixo) e/ou Controlada (conforme termo definido abaixo), da validade e exequibilidade da Escritura de Emissão e/ou de qualquer dos demais documentos da Emissão e/ou aos Contratos de Garantias; (x) cessão ou qualquer outra forma de transferência a terceiros ou, ainda, aditamento ou qualquer forma de alteração, de todo ou em parte, pela Parnaíba Geração, dos direitos e/ou das obrigações da Parnaíba Geração e/ou da Fiadora, previstos na Escritura e/ou nos Contratos de Garantias, sem a prévia aprovação dos Debenturistas reunidos em Assembleia Gera l de Debenturistas, representando, no mínimo, 75% (setenta e cinco por cento) das Debêntures em Circulação; (xi) sequestro, expropriação, nacionalização, desapropriação ou de qualquer modo alienação compulsória, da propriedade e/ou posse direta ou indireta da totalidade ou parte relevante dos ativos da Parnaíba Geração relacionados ao Projeto; (xii) seja proferida decisão de autoridade administrativa ou judicial com exigibilidade imediata que impeça a conclusão, a continuidade ou a execução do Projeto ou a operação da Parnaíba Geração,

12.9 Outras informações relevantes

	exceto em caso de obtenção de efeito suspensivo pela Parnaíba Geração a cerca da referida decisão; (xiii) abandono total ou parcial do Projeto ou de qualquer ativo que seja essencial à operação e/ou manutenção do Projeto; (xiv) aplicação dos recursos oriundos da Emissão em destinação diversa da descrita na Cláusula 3.8 da Escritura de Emissão; e (xvi) não cumprimento de qualquer decisão judicial transitada em julgado ou arbitral final (a) pela Parnaíba I, em montante, individual ou agregado, superior a R$20.000.000,00 (vinte milhões de reais); e/ou (b) pela Fiadora, cujo valor individual ou agregado seja superior ao montante total de R$50.000.000,00 (cinquenta milhões de reais). Constituem hipóteses de vencimento antecipado que podem acarretar o vencimento das obrigações decorrentes das Debêntures, aplicando-se o disposto abaixo, quaisquer dos eventos previstos em lei e/ou quaisquer dos seguintes eventos (“Hipóteses de Vencimento Antecipado Não Automático”): (i) violação, pela Parnaíba I, pela Fiadora e/ou pelo Grupo Eneva, de qualquer dispositivo de qualquer lei ou regulamento, nacional ou estrangeiro, contra prática de corrupção, lavagem de dinheiro ou atos lesivos à administração pública, incluindo, sem limitação, à Lei nº 6.385, de 7 de dezem bro de 1976, Lei nº 7.492, de 16 de junho de 1986, Lei nº 8.137, d e 27 de dezembro de 1990, Lei n º 8.429, de 2 de junho de 1992, Lei nº 8.666, de 21 de junho de 1993 (ou outras normas de licitações e contratos da administração pública), Lei nº 9.613, de 3 de março de 1998, Lei nº 12.529, de 30 de novembro de 2011, e Lei nº 1 2.846, de 1º de agosto de 2013, o Lei nº 8.420, de 18 de março de 2015, o Decreto-Lei nº 2.848, de 7 de dezembro de 1940, o U.S. Foreign Corrupt Practices Act of 1977, UK Bribery Act e OECD Convention on Combating Bribery of Foreign Public Officials in Inter national Business Transactions, na forma dos dispositivos aplicáveis (“Legislação Anticorrupção”); (ii) violação de qualquer dispositivo de qualquer lei ou regulamento, nacional ou estrangeiro, pela Parnaíba I, Fiadora e/ou pelo Grupo Eneva, da (a) legislação ambiental em vigor pertinente à Política Nacional do Meio Ambiente, às Resoluções do Conselho Nacional do Meio Ambiente (CONAMA) aplicáveis ao setor de atuação da Parnaíba I e às demais legislações e regulamentações ambientais supletivas

12.9 Outras informações relevantes

	aplicáveis, bem como, com relação ao imóvel sujeito à Hipoteca, o eventual enquadramento da sua localização em terras de ocupação indígena e quilombola e unidades de conservação, assim definidas pela autoridade competente, a restrição ao uso, incluindo restrições relacionadas a parcelamento de solo, preservação do patrimônio arqueológico, paleontológico e histórico, ou não cumprimento das exigências estabelecidas pelo órgão competente; (b) legislação trabalhista em vigor no que diz respeito a prostituição, mão de obra infantil, trabalho escravo ou em condição análoga à escravidão; ou (c) legislação trabalhista em vigor incluindo com relação à segurança e medicina do trabalho, bem como das normas regulamentadoras do Ministério do Trabalho e Emprego – MTE e da Secretaria de Direitos Humanos da Presidência da República, necessárias para a condução de seus negócios, adotando as medidas e ações preventivas ou reparatórias, destinadas a evitar e corrigir eventuais danos ao meio ambiente e a seus trabalha dores decorrentes das atividades descritas em seu objeto social, exceto nos casos referidos no item “(c)” que estejam sendo questionados de boa-fé em âmbito judicial e tenham sua exigibilidade suspensa (“Legislação Socioambienta l”); (iii) caso a Parnaíba I, sem prévia aprovação de Debenturistas , (a) declare ou efetue qualquer pagamento de dividendos, juros sobre capital próprio ou qualquer outra participação no lucro contratual ou estatutariamente previsto acima do mínimo legal previsto no artigo 202 da Lei das Sociedades por Ações, ou outra distribuição de ativos, bens, direitos em moeda, obrigações ou títulos de valores mobiliários por conta de qua isquer ações de qualquer classe do capital social da Parnaíba I; sendo permitida a distribuição de dividendos acima do mínimo legal, caso (i) a Parnaíba I esteja adimplente com a Escritura e com os Contratos Garantia; e (ii) se tal distribuição não resultar em um descumprimento do ICSD e do indicador Dívida Líquida/EBITDA, cujos cálculos serão realizados pela Parnaíba I e enviados ao Agente Fiduciário para verificação, conforme itens (xix) e (xx) abaixo; (b) compre, resgate ou de outra forma adquira por valor quaisquer ações de qualquer classe do capital social da Parnaíba I ou quaisquer bônus de subscrição, direitos ou opções para a aquisição das

12.9 Outras informações relevantes

	mencionadas ações, ora ou doravante em circulação; ou (c) celebre contrato em que se obrigue a efetuar qualquer pagamento, com seus acionistas, diretos ou indiretos, e/ou com pessoas físicas ou jurídicas integrantes do Grupo Econômico a que pertença a Parnaíba I ou sociedades sob controle comum, inclusive, mas não se limitando a qualquer tipo de mútuo com parte relacionada, exceto pelo reembolso, aos acionistas da Parnaíba I, de Adiantamentos para Futuro Aumento de Capital (AFAC) que excederem a necessidade de caixa da Parnaíba I; (vi) protesto de títulos (a) contra a Parnaíba I, em montante, individual ou agregado, superior a R$20. 000.000,00 (vinte milhões de rea is); e/ou (b) contra a Fiadora, em montante individual ou agregado superior a R$50.000.000,00 (cinquenta milhões de reais), exceto se, no prazo de 5 (cinco) Dias Úteis, contados da data de intimação para pagamento, a Parnaíba I ou a Eneva, conforme o caso, comprovar ao Agente Fiduciário que (1) o protesto foi efetuado por erro ou má-fé de terceiros; (2) o protesto foi cancelado; (3) foi apresentada garantia em juízo; ou (4) o valor foi depositado em juízo; (vii) se for apurado descumprime nto, falsidade, incorreção ou omissão de fato imputável à Parnaíb a I e/ou à Fiadora em qualquer declaração, informação ou documento que houver sido firmado, prestado ou entregue pela Parnaíba I e/ou pela Fiadora, relativo à Escritura e aos Contratos de Garantias, não sanado no prazo de 3 (três) dias corridos a contar da constatação pela Parnaíba I e/ou pela Fiadora de tal fato; (viii) (a) c onexão de nova planta térmica, ou outro tipo de projeto que comprovadamente represente consumo de gás adicional em relação ao consumo atual decorrente das plantas já existentes, quais sejam, Projeto, da Parnaíba II (UTE Maranhão III), conforme outorga para geração de energia para produção independente nos termos da MME nº 169/2012 (total de 499.2 22 kW de capacidade instalada), da Parnaíba III Geração de Energia S.A (UTE MC2 Nova Venécia 2), conforme outorga para geração de energia para produçãoind ependente nos termos da Portari a MME nº 464/2009 (330.000 kW de capacidade instalada), e da Parnaíba IV Geração de Energia S.A. (UTE Parnaíba IV), conforme outorga para geração de energia para produção independente nos termos da Portaria ANEEL nº 4.4.73/2013

12.9 Outras informações relevantes

	(56.277 kW de capacidade instalada), ou ainda, (b) a celebração de contratos de suprimento de gás pelo Grupo Eneva (incluindo, mas não se limitando, a PGN) que venha a utilizar as reservas de gás natural dos seguintes campos de exploração: Gavião Real, Gavião Azul, Gavião Branco, Gavião Branco Sudeste, Gavião Branco Norte, Gavião Caboclo, Gavião Vermelho e Gavião Preto (“Bacia de Parnaíba”); (ix) existência de novos contratos de compra e venda de energia no Am biente de Contratação Livre (“ACL”), que possa afetar negativamente a capacidade da Parnaíba I de cumprir com suas respectivas obrigações financeiras, e adesão ao Mecanismo de Compensação de Sobras e Déficits (“MCSD”) ou outro mecanismo equivalente, que vise substituir os Contratos de Compra e Venda de Energia no Ambiente Regulado (“CCEARs ”) por contratos no ACL, sem prévia e expressa anuência dos Debenturistas reunidos em Assembleia Geral de Debenturistas; (x) rescisão, extinção ou alteração sem anuência prévia dos Debenturistas dos CCEARs, das Autorizações, do Contrato de O&M, Contrato de Arrendamento e Fornecimento de Gás, conforme aplicável, ressalvadas as hipóteses em que a alteração seja procedimental, para o cumprimento de leis e normas aplicáveis ou no curso ordinário dos negócios da Parnaíba I; (xi) questionamento judicial, por qualquer terceiro, da validade e exequibilidade da Escritura de Emissão e/ou de qualquer dos demais documentos da Emissão e/ou aos Contratos de Garantias; (xii) mudança ou alteração do objeto social da Parnaíba I, de forma a alterar as suas atuais atividades principais, ou a agregar a essas atividades novos negócios que tenham prevalência ou possam com prometer as atividades da Parnaíba I atualmente desenvolvidas; (xiii) inclusão, em acordo societário, estatuto ou contrato social da Parnaíba I, de dispositivo que importe em restrições ou prejuízo à capacidade de pagamento das obrigações financeiras decorrentes da Escritura de Emissão; (xiv) a lienação, transferência, cessão, destruição, ou disposição, de qualquer forma, a qualquer tempo, de quaisquer ativos relevantes relacionados ao Projeto, sem prévia autorização dos Debenturistas; (xv) ocorrência, desde que devidamente comprovada, de qualquer evento ou situação que cause (a) efeito adverso relevante na situação (financeira ou

12.9 Outras informações relevantes

	operacional), nos negócios, no Projeto, nas operações, nos bens e/ou nos resultados operacionais da Parnaíba I; e/ou (b) qualquer efeito adverso relevante na capacidade (i) da Parnaíba I de cumprir qualquer de suas obrigações nos termos da Escritura de Emissão; e/ou (ii) da Parnaíba I e/ou da Fiadora de cumprir qualquer de suas obrigações nos termos de qualquer dos demais documentos da Emissão, incluindo, mas não se limitando, aos Contratos de Garantias (“Impacto Adverso Relevante”); (xvi) ocorrência de qualquer alteração na composição societária da Fiadora, ou qualquer alienação, cessão ou transferência direta ou indireta de ações do capital social da Fiadora, desde que referida operação ou alteração, de forma isolada ou em série, seja por meio de oferta pública de aquisição de ações ou por operação privada, resultem na aquisição do poder de controle da Garantidora, conforme definido pela Lei das Sociedades por Ações; (xvii) ocorrência de qualquer alteração na composição societária da Parnaíba I, ou qualquer alienação, cessão ou transferência direta ou indireta de ações do capital social da Parnaíba I, em qualquer operação isolada ou série de operações, que resultem na perda, pelo atual acionista, do poder de controle da Parnaíba I, conforme definido na L ei das Sociedades por Ações; (xviii) cisão, fusão ou incorporação de ações da Parnaíba I ou, ainda, qualquer outra forma de reorganização societária envolvendo a Parnaíba I e/ou qualquer Controlada, seja esta reorganização estritamente societária ou realizada mediante disposição de ativos relevantes, sem prévia autorização de Debenturistas representando, no mínimo, 75% (setenta e cinco por cento) das Debêntures em Circulaç ão, (i) com exceção da incorporação da PGN pela Eneva; e (ii) da incorporação da Parnaíba Participações S.A. pela Eneva Participações S.A., que ficam desde já aprovadas; (xix) não obtenção, não renovação, cancelamento, revogação, intervenção, extinção ou suspensão (a) das licenças ambientais aplicáveis, exceto se tal inadimplemento for sanado ou se o recurso devidamente endereçado em prazo tal que não implique em paralização das operação do empreendimento (exceto por aquelas em processo de revalidação; ou (b) das autorizações, licenças (exceto licenças ambientais contempladas no item (a)) e outorgas que (1) sejam

12.9 Outras informações relevantes

	necessárias para regular o exercício das atividades da Parnaíba I, incluindo a construção, operação e manutenção do Projeto; e (2) possam impactar o cumprimento das obrigações da Parnaíba I previstas na Escritura de Emissão, exceto se tal inadimplemento for sanado no prazo de 3 (três) Dias Úteis contados da data de vencimento e/ou cancelamento de referida autorização ou licença; (xx) paralisação total ou parcial do Projeto ou de qualquer ativo que seja essencial à operação e manutenção do Projeto não sanada em 7 (sete) Dias Úteis, exceto os seguintes eventos: (a) paradas programadas do Projeto, (b) paradas programadas da Unidade de Tratamento de Gá s (“UTG”), ou (c) eventos relacionados a implantação de Parnaíba V, e desde que não afetem as atividades da Parnaíba I; (xxiii) se as Garantias tornarem-se ineficazes, inexequíveis ou inválidas ou não forem mais suficientes para assegurar o pagamento da importância devida e não forem substituídas ou complementadas quando solicitado pelos titulares das Debêntures reunidos em Assembleia Geral de Debenturistas, nos termos da Cláusula VIII da Escritura de Emissão, no prazo de 10 (dez) dias contados do recebimento pela Parnaíba I de notificação por escrito neste sentido, enviada pelo Agente Fiduciário; e (xxiv) inadimplemento de obrigações pecuniárias, nos termos de um ou mais instrumentos financeiros (a) da Parnaíba I, em montante, individual ou agregado, superior a R$20.000.000,00 (vinte milhões de reais); (b) da Fiadora, em montante, individual ou agregado, superior a R$50.000.000,00 (cinquenta milhões de reais); e/ou (c) da Parnaíba II Geração de Energia S.A., em montante, individual ou agregado, superior a R$20.000.000,00 (vinte milhões de reais), observados os prazos de cura aplicáveis nos respectivos contratos.

12.9 Outras informações relevantes

viii. Juros	1ª Série: IPCA + 7,2227% 2ª Série: DI + 2,5000%
ix. Garantia e, se real, descrição do bem objeto	Alienação fiduciária, pela Fiadora, em favor dos Debenturistas, representados pelo Agente Fiduciário, da totalidade das ações de emissão da Parnaíba Geração, atua ise futuramente detidas, bem como quaisquer outras ações representativas do capital social da Parnaíba Geração que venham a ser subscritas, integralizadas, recebidas, conferidas, compradas ou de outra forma adquiridas (direta ou indiretamente) pela Fiadora, incluindo todos e quaisquer direitos inerentes a tais ações, até aquitação integral das Obrigações Garantidas (“Alienação Fiduciári a de Ações da Parnaíba Geração”). Os termos e condições da Alienação Fiduciária de Ações da Parnaíba Geração estão previstos no “Contrato de Alienação Fiduciária da Totalidade das Ações de Emissão da Parnaíba I Geração de Energia S.A.” celebrado em 21 de novembro de 2018 entre a Fiadora e o Agente Fiduciário, com a interveniência anuência da Parnaíba Geração, e aditado em 23 de novembro de 2018, vinculando então seus respectivos signatários até o pagamento integral das Obrigações Garantidas (“Contrato de Alienação Fiduciária de Ações”); (ii) alienação fiduciária, pela Emissora, em favor dos Debenturistas, representados pelo Agente Fiduciário, de máquinas e equipamentos do Projeto, até a quitação integral das Obrigações Garantidas (“Alienação Fiduciária dos Equipamentos do Projeto”). Os termos e condições da Alienação Fiduciária dos Equipamentos do Projeto e a descrição dos próprios equipamentos estão previstos no “Contrato de Alienação Fiduciária de Máquinas e Equipamentos” celebrado em 21 de novembro de 2018 entre a Parnaíba I (incorporada e sucedida pela Emissora em todos os seus direitos e obrigações) e o Agente Fiduciário, e aditado em 23 de novembro de 2018, vinculando então seus respectivos signatários e sucessores até o pagamento integral das Obrigações Garantidas (“Contrato de Alienação Fiduciária dos Equipamentos do Projeto”); (iii) cessão fiduciária, pela Emissora, em caráter irrevogável e irretratável, em favor dos Debenturistas, representados pelo Agente Fiduciário, dos direitos creditórios de sua titularidade,

12.9 Outras informações relevantes

	quais sejam: (a) direitos emergentes das autorizações obtidas pela Parnaíba 1 (incorporada e sucedida pela Emissora em todos os seus direitos e obrigações), emitidas pela MME, para geração de energia elétrica por meio das Portarias nº 466, de 07 de dezembro de 2009 e 464, de 3 de dezembro de 2009, conforme transferidas pelas Resoluções Autorizativas ANEEL n.º* 3.1 74, de 25 de outubro de 2011, e 3.175 de 25 de outubro de 2011 (“Autorizações”); e (b) direitos creditórios de titularidade da Parnaíba I (incorporada e sucedida pela Emissora em todos os seus direitos e obrigações) oriundos dos CCEAR e dos Contratos de Compra e Venda de Energia no Ambi ente Livre, presentes ou futuros, caso existam, e das principais contas do Projeto; e (c) dos direitos creditórios da Parnaíba (incorporada e sucedida pela Emissora em todos os seus direitos e obrigações) oriundos do Contrato de Arrendamento e Fornecimento de Gás do Complexo Parnaíba, celebrado com a PGN (incorporada e sucedida pela Fiadora em todos os seus direitos e obrigações) e considerando as usinas de Parnaíba 1, Parnaíba TI, Parnaíba II e Parnaíba TV (“Contrato de Arrend amento e Fornecimento de Gás") bem como a cessão condicionada do referido contrato (“Cessão Fiduciária de Direitos”). Os termos e condições da Cessão Fiduciária de Direitos estão previstos no “ Contrato de Cessão Fiduciária de Direitos e Créditos” celebrado em 21 de novembro de 2018 entre a Parnaíba 1 (incorporada e sucedida pela Emissora em todos os seus direitos e obrigações), a PGN (incorporada e sucedida pela Fiadora em todos os seus direitos e obrigações), na qualidade de interveniente anuente, e o Agente Fiduciário, e aditado em 23 de novembro de 2018, vinculando en tão seus respectivos signatários e sucessores até o pagamento integral das Obrigações Garantidas (“Contrato de Cessão Fiduciária”); (iv) hipoteca em primeiro grau do terreno da Emissora (“Hipoteca”), descrito na matrícula n.º 2952, constituída e nos termos e condiç ões previstos na “Escritura Pública de Hipoteca” celebrada em 15 de janeiro de 2019, entre a Emissora e o Agente Fiduciário em conformidade com as condições previstas no respectivo instrumento vinculando então seus respectivos signatários até o pagamento integral das Obrigações Garantidas (“Contrato de Hipoteca”); e (v) cessão fiduciária dos direitos e recursos relativos a (a) conta

12.9 Outras informações relevantes

	corrente de titularidade da Emissora, a ser aberta e mantida junto a o Banco Administrador, na qual serão depositados os recursos correspondentes a 50% (cinquenta por cento) do próximo serviço da dívida das Debêntures, equivalente à próxima prestação devida a título de amortização do Valor Nominal Unitário Atualizado das Debêntures da Primeira Série e do Valor Nominal Unitário das Debêntures da Segunda Série, confor me o caso, acrescido dos respectivos Juros Remuneratórios (Conta Reserva do Serviço da Dívida); (b) conta corrente de titularidade da Emissora, a ser aberta e mantida junto ao Banco Administrador, na qual serão depositados recursos destinados à cobertura do nível de despacho, conforme nível de despacho médio do Projeto (Conta Reserva Especial), conforme metodologia de cálculo a ser descrita no Contrato de Cessão Fiduciária (definido abaixo); e (c) conta corrente de titularidade da Emissora, a ser aberta e mantida junto ao Banco Administrador, na qual serão depositados recursos para provisionamento mensal correspondente a 1/6 do próximo serviço da dívida das Debêntures, equivalente à próxima prestação devida a título de amortização do Valor Nominal Unitário Atualizado das Debêntures da Primeira Série e do Valor Nominal Unitário das Debêntures da Segunda Série, conforme o caso, acrescido dos respectivos Juros Remuneratórios (Conta de Pagamento das Debêntures) (“Cessão Fiduciária das Contas do Projeto”). Os termos e condições da Cessão Fiduciária das Contas do Projeto serão descritos no Contrato de Cessão Fiduciária;(vi) alienação fiduciária, pela PGN (incorporada e sucedida pela Fiadora em todos os seus direitos e obrigações), em favor dos Debenturistas, representados pelo Agente Fiduciário, de máqui nas e equipamentos da PGN (inc orporada e sucedida pela Fiador a em todos os seus direitos e obrigações), até a quitação integral das Obrigações Garantidas (“Alienação Fiduciária dos Equipamentos da Fiadora”), na proporção de 50% (cinquenta por cento) aos Debenturistas da presente Emissão. Os termos e condições da Alienação Fiduciária dos Equipamentos da Fiadora e a descrição dos próprios equipamentos da Fiadora estão previstos no “Contrato de Alienação Fiduciária dos Equipamentos da PGN (incorporada e sucedida pela Fiadora em todos os seus direitos e obrigações)” celebrado em 21 de

12.9 Outras informações relevantes

	novembro de 2018 entre a PGN (incorporada e sucedida pela Fiadora em todos os seus direitos e obrigações), a Parnaíba I (incorporada e sucedida pela Emissora em todos os seus direitos e obrigações), na qualidade de interveniente anuente, e o Agente Fiduciário, vinculando seus respectivos signatários até o pagamento integral das Obrigações Garantidas ("Contrato Alienação Fiduciária dos Equipamentos da Fiadora"); e (vii) cessão fiduciária, pela PGN (incorporada e sucedida pela Fiadora em todos os seus direitos e obrigações), em caráter irrevogável e irretratável, em favor dos Debenturistas, representados pelo Agente Fiduciário (i) dos direitos emergentes das concessões para exploração de gás; e (ii) dos direitos creditórios oriundos dos Contratos de Compra e Venda de Gás Natural e dos Contratos de Arrendamento e Fornecimento de Gás do Complexo Parnaíba considerando as usinas de Parnaíba I e Parnaíba II (incluindo as usinas Paraíba II e Parnaíba IV, decorrentes da incorporação da Parnaíba II e da Parnaíba IV pela Parnaíba I), bem como a cessão condicionada do referido contrato ("Cessão Fiduciária de Direitos Fiadora"), na proporção de 50% (cinquenta por cento) aos Debenturistas da presente Emissão. Os termos e condições da Cessão Fiduciária de Direitos Fiadora estão descritos no "Contrato de Cessão Fiduciária de Direitos PGN (incorporada e sucedida pela Fiadora em todos os seus direitos e obrigações)" celebrado em 21 de novembro de 2018 entre a PGN (incorporada e sucedida pela Fiadora em todos os seus direitos e obrigações), a Parnaíba I (incorporada e sucedida pela Emissora em todos os seus direitos e obrigações), na qualidade de interveniente anuente, e o Agente Fiduciário, vinculando seus respectivos signatários até o pagamento integral das Obrigações Garantidas ("Contrato de Cessão Fiduciária de Direitos Fiadora ").
x. na ausência de garantia, se o crédito é quirográfico ou subordinado	Quirografia
xi. Eventuais restições impostas ao emissor em relação: i. - à distribuição de dividendos; ii - à alienação de determinados ativos; iii - à contratação de novas dívidas; iv - à emissão de novos valores mobiliários;	i.à distribuição de dividendos: nos termos do item (iii) (a) das Hipóteses de Vencimento Antecipado Não Automático, descritas acima; ii.à alienação de determinados ativos: nos termos do item (xiv) das Hipóteses de Vencimento Antecipado Não Automático, descritas acima;

12.9 Outras informações relevantes

v - à realização de operações societárias envolvendo o emissor, seus controladores ou controladas	iii. à contratação de novas dívidas: nos termos do item (viii) das hipóteses de vencimento antecipado que acarretam vencimento automático, descritas acima; iv.à emissão de novos valores mobiliá rios: não há; v.à realização de operações societárias envolvendo a Parnaíba Geração, seus controladores ou controladas: nos termos do item (iv) das hipóteses de vencimento antecipado que acarretam vencimento automático; e dos itens (xvi), (xvii) e (xviii) das Hipóteses de Vencimento Antecipado Não Automático, tudo descrito acima.
xii. O agente fiduciário, indicando os principais termos do contrato	Oliveira Trust Distribuidora de Tít ulos e Valores Mobiliários. Princi pais deveres contratuais: (i) aco mpanhar a prestação das inform ações periódicas, alertando os D ebenturistas, no Relatório Anual do Agente Fiduciário, sobre as in consistências ou omissões de qu e tenha conhecimento; (ii) solicit ar, quando considerar necessári a, auditoria extraordinária na Co mpanhia; e (iii) convocar, quando necessário, assembleia geral de Debenturistas.

12.9 Outras informações relevantes

j. Condições para alteração dos direitos assegurados por tais valores mobiliários	Nas deliberações das Assembleias Gerais de Debenturistas, a cada Debênture em Circulação caberá um voto. As deliberações serão aprovadas por Debenturistas que representem, pelo menos, 7 5% das Debêntures em Circulação, exceto quando previsto de outra forma na Escritura de Emissão.
k. outras características relevantes	Conforme deliberado e aprovado em assembleias de debenturistas realizada na data de 29/12/2022, no período findo em 31/12/2022, o quociente da divisão da Dívida Líquida pelo EBITDA poderá atingir até 4,0 (quatro inteiros). No período findo em 31/12/2023, o quociente da divisão da Dívida Líquida pelo EBITDA poderá atingir até 3,5 (três vírgula cinco). No período findo em 31/12/2024, o quociente da divisão da Dívida Líquida pelo EBITDA poderá atingir até 3,0 (três inteiros). Após esse período, o quociente da divisão da Dívida Líquida pelo EBITDA passa a ser de até 2,0 (dois inteiros). Na mesma assembleia, também foi aprovada a suspensão do índice de cobertura para os exercícios sociais encerrados em 31 de dezembro de 2023 e 2024, após esse período, o índice será apurado anualmente e a razão do ICS Ddeverá ser superior ou equival ente a 1,20 (um virgula dois).

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 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 PactualS.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,

12.9 Outras informações relevantes

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-

12.9 Outras informações relevantes

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 Subscrição – Recontratação 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 recontratação, 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.

13.1 Identificação dos Responsáveis pelo Conteúdo do FRE

Nome do responsável pelo conteúdo do formulário	Cargo do responsável	Status	Justificativa
Marcelo Campos Habibe	Diretor de Relações com Investidores	Registrado	
Lino Lopes Cançado	Diretor Presidente	Registrado	

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.

LINO LOPES CANCADO:01232116700
Assinado de forma digital por LINO LOPES CANCADO:01232116700
Dados: 2025.05.30 12:20:05 -03'00'

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.

MARCELO CAMPOS HABIBE:05294979721

Assinado de forma digital por MARCELO CAMPOS HABIBE:05294979721
Dados: 2025.05.26 15:52:26 -03'00'

_____

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.