

1.1 HISTÓRICO DO EMISSOR

1.1 Histórico do emissor

Para fins deste Formulário de Referência, “Grupo Energisa” significa a Energisa S.A. (“Companhia”) e as seguintes sociedades atualmente controladas, direta ou indiretamente, pela Companhia (“Controladas”) em ordem alfabética:

- i. Agric Adubos e Gestão de Resíduos Industriais e Comerciais S.A. (“Agric”);
- ii. Algás S.A (“Algás”);
- iii. Alsol Energias Renováveis S.A. (“Alsol”);
- iv. Ângulo 45 Empreendimentos S.A;
- v. Ângulo 45 Participações S.A;
- vi. Carbonsolar Engenharia Elétrica LTDA;
- vii. Clarke Desenvolvimento de Software S.A;
- viii. Companhia de Gás do Ceará (“Cegás”);
- ix. Companhia de Gás do Espírito Santo. (“ES Gás”);
- x. Companhia Pernambuco de Gás (“Copergás”);
- xi. Companhia Potiguar de Gás (“Potigás”);
- xii. Companhia Técnica de Comercialização de Energia;
- xiii. Denerge Desenvolvimento Energético S.A.;
- xiv. Dinâmica Direitos Creditórios Ltda.(“Dinâmica”);
- xv. Energia Holding Company S.A;
- xvi. Energisa Acre – Distribuidora de Energia S.A. (“EAC”);
- xvii. Energisa Amapá Transmissora de Energia S.A. (“EAP”);
- xviii. Energisa Amazonas Transmissora de Energia S.A. (“EAM”);
- xix. Energisa Amazonas Transmissora de Energia II S.A. (“EAM II”);
- xx. Energisa Biogás S.A;
- xxi. Energisa Comercializadora de Energia Ltda. (“ECOM”);
- xxii. Energisa Distribuição de Gás Nordeste S.A (“EDGNE”);
- xxiii. Energisa Distribuição de Gás S.A. (“EDG”);
- xxiv. Energisa Geração – Usina Maurício (“EGUM”);
- xxv. Energisa Geração Central Eólica Alecrim S.A.;

- xxvi. Energisa Geração Central Eólica Alecrim S.A.;
- xxvii. Energisa Geração Central Eólica Boa Esperança S.A.;
- xxviii. Energisa Geração Central Eólica Mandacaru S.A.;
- xxix. Energisa Geração Central Eólica Maravilha I S.A.;
- xxx. Energisa Geração Central Eólica Maravilha II S.A.;
- xxxi. Energisa Geração Central Eólica Maravilha III S.A.;
- xxxii. Energisa Geração Central Eólica Maravilha IV S.A.;
- xxxiii. Energisa Geração Central Eólica Maravilha V S.A.;
- xxxiv. Energisa Geração Central Eólica Umbuzeiro-Muquim S.A.;
- xxxv. Energisa Geração Central Solar Coremas S.A.;
- xxxvi. Energisa Geração Central Solar Rio Do Peixe I S.A.;
- xxxvii. Energisa Geração Central Solar Rio Do Peixe II S.A.;
- xxxviii. Energisa Goiás Transmissora de Energia I S.A. (“EGO I”);
- xxxix. Energisa Maranhão Transmissora de Energia I S.A. (“EAM”);
- xl. Energisa Mato Grosso – Distribuidora de Energia S.A. (“EMT”);
- xli. Energisa Mato Grosso do Sul – Distribuidora de Energia S.A. (“EMS”);
- xl. Energisa Minas Rio – Distribuidora de Energia S.A. (“EMR”);
- xl. Energisa Pará Transmissora de Energia I S.A. (“EPA I”);
- xliv. Energisa Pará Transmissora de Energia II S.A. (“EPA II”);
- xl. Energisa Paraíba – Distribuidora de Energia S.A. (“EPB”);
- xlvi. Energisa Paranaíba Transmissora de Energia S.A. (“EPT”);
- xl. Energisa Participações Minoritárias S.A. (“EPM”);
- xl. Energisa Participações Nordeste S.A. (“EPNE”);
- xl. Energisa Planejamento e Corretagem de Seguros Ltda. (“EPLA”);
- I. Energisa Rondônia – Distribuidora de Energia S.A. (“ERO”);
- li. Energisa Sergipe – Distribuidora de Energia S.A. (“ESE”);
- lii. Energisa Serviços Aéreos de Aeroinspeção S.A. (“Energisa Serviços Aéreos”);
- lii. Energisa Soluções Construções e Serviços em Linhas e Redes S.A. (“Energisa Soluções Construções”);
- liv. Energisa Soluções S.A. (“Esol”);

- iv. Energisa Sul Sudeste – Distribuidora de Energia S.A. (“ESS”);
- vi. Energisa Tocantins – Distribuidora de Energia S.A. (“ETO”);
- vii. Energisa Tocantins Transmissora de Energia II S.A. (“ETT II”);
- viii. Energisa Tocantins Transmissora de Energia S.A. (“ETT”);
- lix. Energisa Transmissão de Energia S.A. (“ETE”);
- ix. Energisa Transmissora de Energia IX S.A;
- xi. Energisa Transmissora de Energia V S.A;
- xii. Energisa Transmissora de Energia VII S.A.;
- xiii. Energisa Transmissora de Energia VIII S.A;
- xiv. Flowsolar Engenharia Elétrica LTDA;
- xv. Gemini Energy S.A;
- xvi. Laralsol Empreendimentos Energéticos LTDA;
- xvii. Linhas de Itacaiúnas Transmissora de Energia LTDA. (“LITE”);
- xviii. Linhas de Macapá Transmissora de Energia S.A. (“LMTE”);
- lix. Linhas de Taubaté Transmissora de Energia S.A (“LTTE”);
- lxx. Linhas de Xingu Transmissora de Energia S.A. (“LXTE”);
- lxxi. Multi Energisa Serviços S.A. (“Multi Energisa”);
- lxxii. Norgás S.A;
- lxxiii. Nova Gemini Transmissão de Energia S.A;
- lxxiv. Parque Eólico Sobradinho LTDA.;
- lxxv. Plena Operação e Manutenção de Transmissoras de Energia Ltda;
- lxxvi. QMRA Participações S.A.;
- lxxvii. Rede Energia Participações S.A. (“Rede Energia”);
- lxxviii. Rede Power Holding De Energia S.A.;
- lxxix. Reenergisa Geração Fotovoltaica I LTDA;
- lxxx. Reenergisa Geração Fotovoltaica II S.A;
- lxxxi. Reenergisa Geração Fotovoltaica III S.A;
- lxxxii. Reenergisa Geração Fotovoltaica IV S.A;
- lxxxiii. Reenergisa Geração Fotovoltaica V S.A;

- lxxxiv. Reenergisa Geração Fotovoltaica VI S.A;
- lxxxv. Reenergisa Geração Fotovoltaica VII S.A;
- lxxxvi. Reenergisa Geração Fotovoltaica VIII S.A;
- lxxxvii. Renesolar Engenharia Elétrica LTDA;
- lxxxviii. URB – Energia Limpa LTDA; e
- lxxxix. Voltz Capital S.A (“Voltz Capital” ou “Voltz”).

Histórico do Grupo Energisa

O Grupo Energisa, representando pela holding operacional Energisa S.A. (ESA) é um dos maiores grupos nacionais com atuação no ramo de energia elétrica. Em 26 de fevereiro de 1905 foi fundada a sua subsidiária mais longeva, a Companhia Força e Luz Cataguazes-Leopoldina, hoje Energisa Minas Rio Distribuidora de Energia S.A., para gerar e distribuir energia elétrica em alguns municípios na região da Zona da Mata de Minas Gerais. Atualmente, o portfólio do Grupo abrange nove distribuidoras de energia elétrica, treze concessões de transmissão, uma central de geração fotovoltaica centralizada, além de uma marca de soluções energéticas – a (re)energisa –, que conta com um dos maiores parques de geração distribuída fotovoltaica do país.

Adicionalmente, a ESA atua na comercialização de energia no mercado livre e na oferta de serviços de valor agregado. Recentemente, diversificou seu portfólio com a inclusão da distribuição e comercialização de gás natural, por meio da privatização da ES Gás e, desde novembro de 2024, com participação minoritária, indireta, nos ativos da Cegás, Copergás, Algás e Potigás. Além disso, passou a atuar na geração, distribuição e comercialização de bio soluções (biogás, biometano, biofertilizantes).

Histórico da Companhia

A Energisa S.A foi constituída em 9 de agosto de 1995, inicialmente sob o nome de Sidepar Participações S.A., com o objetivo principal de investir no capital de outras empresas, especialmente no setor de distribuição de energia elétrica. A primeira operação da companhia ocorreu em 1996, quando passou a atender cerca de 214 mil consumidores. No ano seguinte, a empresa expandiu rapidamente sua base de clientes, adquirindo a Companhia de Eletricidade de Nova Friburgo e a Empresa Energética de Sergipe, elevando o número de consumidores para cerca de 641 mil.

Em 1998, a empresa mudou sua denominação para Energisa S.A. e, ao longo dos anos seguintes, seguiu uma trajetória de crescimento orgânico e por meio de aquisições, como a da Companhia Energética da Borborema (1999) e da Sociedade Anônima de Eletrificação da Paraíba (2000), consolidando-se como um dos principais grupos do setor elétrico brasileiro.

Até 2006, o Grupo Energisa controlava distribuidoras em regiões do Nordeste e Sudeste do Brasil. Naquele ano, iniciou um processo de desverticalização, com o objetivo de simplificar sua estrutura e cumprir a Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico, que estabelecia a separação das atividades de geração e distribuição de energia elétrica. Esse processo foi concluído em 2007, quando a empresa passou a ser a controladora de todas as sociedades do Grupo.

Em 2013, o Grupo já possuía cinco distribuidoras de energia elétrica e atendia aproximadamente 6 milhões de pessoas em uma área de 91.180 km². A partir da aquisição do Grupo Rede, em 2014, o Grupo Energisa se expandi significativamente, passando a controlar 21 novas empresas.

Com a aquisição do Grupo Rede, o Grupo Energisa solidificou sua presença no Brasil. A empresa concentrou suas atividades no setor de distribuição de energia elétrica e optou pela alienação de ativos de geração para fortalecer sua estrutura de capital e ampliar sua força no mercado.

A entrada no segmento de transmissão, em 2017, diversificou ainda mais as operações do Grupo. Sete anos depois, a companhia construiu um portfólio de 13 concessões de transmissão de energia elétrica. O último ativo, o Lote 12, foi conquistado em leilão realizado em 2024 com um deságio de 29,99%, marcando a entrada da Energisa nos estados do Piauí e Maranhão. Em 2019, o Grupo Energisa adquiriu a Alsol, empresa especializada em geração solar distribuída, alinhando-se à estratégia de diversificação e marcando presença em energias renováveis. Com o objetivo de oferecer soluções para clientes que desejam fazer a transição energética, em 2022, o Grupo lançou a marca (re)energisa, que traz o conceito one stop shop, reunindo os negócios não regulados, como geração solar distribuída, comercialização de energia no mercado livre e serviços de valor agregado e soluções energéticas sustentáveis.

Em 2023, o Grupo Energisa seguiu expandindo suas operações, com a aquisição da ES Gás, empresa de distribuição de gás natural no estado do Espírito Santo, marcando sua entrada no setor de gás. Além disso, o Grupo se tornou acionista da Agric, uma empresa produtora de biogás e biofertilizantes e gestora de resíduos industriais, reforçando sua estratégia de transição energética e sustentabilidade.

Em 2024, o Grupo Energisa concluiu a compra de 51% da Norgás, holding com participação em distribuidoras de gás canalizado em quatro estados do Nordeste, com investimento de cerca de R\$ 879 milhões. A Norgás detém participações societárias na Cegás (29,4% do capital total), Copergás (41,5%), Algás (29,4%) e Potigás (83,0%), que operam, respectivamente, nos estados do Ceará, Pernambuco, Alagoas e Rio Grande do Norte.

Em 2025, o Grupo Energisa, por meio de sua controlada Energisa Biogás (Ebio), concluiu a compra de 52% da Lurean S.A., empresa com atuação no tratamento de resíduos orgânicos e produção de biofertilizantes no Paraná, com investimento total de cerca de R\$ 62,7 milhões. A Lurean detém uma unidade estratégica em Carambeí (PR) e o aporte será utilizado para a construção de uma nova usina com capacidade de produção de aproximadamente 28 mil m³ de biometano por dia, reforçando o posicionamento da Companhia em soluções de baixa emissão.

Além disso, o Grupo Energisa aprovou uma ampla reorganização societária visando à simplificação de sua estrutura e eficiência operacional. O processo incluiu a incorporação da Rede Power pela Rede Energia, a incorporação da EDGNE pela Energisa Distribuição de Gás (EDG) e a incorporação de ações da Denerge, que passou a ser subsidiária integral da Nova Denerge S.A. No âmbito da Rede Energia, foi aprovado o aumento do capital social em R\$ 2.344.350.028,80, mediante a emissão de 457.880.865 novas ações ordinárias ao preço de R\$ 5,12, integralizadas via contribuição de 39,83% da Energisa Mato Grosso (EMT) e capitalização de créditos.

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

A Energisa S/A (“Energisa” ou “Companhia”), com sede em Cataguases, Estado de Minas Gerais, é uma sociedade anônima de capital aberto e está registrada na Bolsa de Valores, B3 SA Brasil Bolsa Balcão. O objeto social principal da Companhia é a participação no capital de outras empresas, a prestação de serviços administrativos às suas controladas distribuidoras de energia, transmissoras, geradoras e comercializadora de energia elétrica, como também para as demais controladas diretas e indiretas.

Atividades:

A Energisa através de suas controladas diretas e indiretas possuem o direito de explorar concessões e/ou autorização de distribuição, transmissão, geração e comercialização de energia elétrica e a concessão de distribuição de gás natural.

Distribuição de Energia Elétrica:

Controladas	Localidades	Data da concessão	Data de vencimento
Controladas diretas:			
Energisa Minas Rio – Distribuidora de Energia S/A (“EMR”)	Cataguases (MG)	07/07/2015	07/07/2045
Energisa Sergipe Distribuidora de Energia S/A (“ESE”)	Aracaju (SE)	23/12/1997	23/12/2027
Energisa Rondônia – Distribuidora de Energia S/A (“ERO”)	Porto Velho (RO)	30/10/2018	29/10/2048
Energisa Acre – Distribuidora de Energia S/A (“EAC”)	Rio Branco (AC)	07/12/2018	06/12/2048
Controladas indiretas:			
Energisa Mato Grosso – Distribuidora de Energia (“EMT”)	Cuiabá (MT)	11/12/1997	10/12/2027

Energisa Mato Grosso do Sul – Distribuidora de Energia S/A (“EMS”)	Campo Grande (MS)	04/12/1997	04/12/2027
Energisa Sul Sudeste – Distribuidora de Energia S/A (“ESS”)	Presidente Prudente (SP)	07/07/2015	07/07/2045
Energisa Tocantins – Distribuidora de Energia S/A (“ETO”)	Palmas (TO)	01/01/2020	31/12/2049
Energisa Paraíba – Distribuidora de Energia S/A (“EPB”) ⁽¹⁾	João Pessoa (PB)	21/03/2001	21/03/2031

¹Em 09 de agosto de 2023, foi assinado o 5º Termo Aditivo do contrato de concessão da EPB, formalizando o agrupamento das áreas de concessão da EPB e Energisa Borborema Distribuidora de Energia S/A (“EBO”), aprovado pela Agência Nacional de Energia Elétrica (“ANEEL”), por meio da Resolução Autorizativa nº 12.687, de 13 de setembro de 2022 e Despacho 2.673, de 3 de agosto de 2023.

As distribuidoras controladas diretas e indiretas são companhias de capital aberto e fechado, que tem como objetivo principal operar e manter as instalações de modo a assegurar a continuidade e a eficiência do serviço distribuição de energia elétrica através do uso de redes e linhas de distribuição, em suas áreas de atuação.

Transmissão de energia elétrica:

As controladas indiretas, transmissoras de energia elétrica, têm como objetivo principal a implantação, operação e manutenção das instalações de transmissão de energia elétrica.

Controladas	Descrição	Localidade	Data da concessão	Data de vencimento	Início de Operação
Energisa Goiás Transmissora de Energia I S/A (“EGO I”)	Linha de transmissão de 230 kV Rio Verde Norte - Jataí, com 136 quilômetros em circuito duplo, e a subestação Rio Verde Norte. A obra foi concluída em 31 meses após a data de outorga e a operação antecipada em 17 meses frente a data prevista de entrada em operação no contrato de concessão.	Goiás	11/08/2017	11/08/2047	14/03/2020
Energisa Pará Transmissora de Energia I S/A (“EPA I”)	Linha de transmissão de 230 kV Xinguara II – Santana do Araguaia, com 296 quilômetros de extensão em circuito duplo, e a subestação Santana do Araguaia. A obra foi concluída em 38 meses após a data de outorga e a operação foi antecipada em 16 meses, frente a data prevista de entrada em operação no contrato de concessão.	Pará	11/08/2017	11/08/2047	02/11/2020

Controladas	Descrição	Localidade	Data da concessão	Data de vencimento	Início de Operação
Energisa Pará Transmissora de Energia II S/A ("EPA II")	Linha de Transmissão 500 kV, Serra Pelada com 66,5 quilômetros de extensão em circuito duplo; Linha de Transmissão 230 kV, Integradora Sossego - Xinguara II, com 72,3 quilômetros e as subestações Serra Pelada e Integradora Sossego. A obra foi concluída em 39 meses após a data de outorga e a operação foi antecipada em 12 meses, frente a data prevista de entrada em operação no contrato de concessão.	Pará	21/09/2018	21/09/2048	21/12/2021
Energisa Tocantins Transmissora de Energia S/A ("ETT")	Linha de Transmissão de 230 kV Dianópolis II – Barreiras II com 255 quilômetros de extensão; Linha de Transmissão de 230 kV Dianópolis II – Gurupi com 256 quilômetros de extensão e Linha de Transmissão de 230 kV Dianópolis II – Palmas com 261 quilômetros de extensão.	Bahia e Tocantins	22/03/2019	22/03/2049	Função I e II 22/12/2022 e Função III 26/01/2023
Linhas de Macapá Transmissora de Energia S/A ("LMTE")	LT 500 kV Jurupari - Oriximiná; LT 230 kV Jurupari – Laranjal; LT 230 kV Laranjal – Macapá; SE 500/138 kV Oriximiná 200 MVA; SE 230/69 kV Laranjal 200 MVA; SE 230/69 kV Macapá 600 MVA.	Pará/Amapá	16/10/2008	16/10/2038	12/06/2013
Linhas de Xingu Transmissora de Energia S/A ("LXTE")	LT 500 kV Tucuruí – Xingu; LT 500 kV Xingu – Jurupari; SE 500 kV Xingu; SE 500 kV Tucuruí; SE 500/230 kV Jurupari 1.500 MVA.	Pará	16/10/2008	16/10/2038	12/06/2013
Linhas de Taubaté Transmissora de Energia S/A ("LTTE")	LT 500 kV Taubaté – Nova Iguaçu; SE 500 kV Taubaté; SE 500 kV Nova Iguaçu 4.200 MVA.	São Paulo/Rio de Janeiro	09/12/2011	09/12/2041	01/06/2018
Energisa Paranaíta Transmissora de Energia S/A ("EPTE")	SE Paranaíta, em 500/138 kV, 3 x 50 MVA	Mato Grosso	27/06/2016	27/06/2046	27/06/2019
Energisa Amazonas Transmissora de Energia S/A ("EAM")	- Incorporação dos ativos em serviço designado à AmGT pela Portaria do MME nº 706, de 15 de dezembro de 2016; – Revitalização das subestações em 230 kV Manaus, Cristiano Rocha e Lechuga (setor designado à AmGT); - Substituição da SE Balbina 230kV em arranjo disjuntor e meio por outra SE nova 230kV em arranjo barra dupla com 4 chaves; - Substituição do pátio de 69kV em arranjo anel da SE Manaus por outro pátio novo de 69kV em arranjo BD4. LT 230 kV Lechuga – Tarumã, dois circuitos, com 9km aéreos em circuito duplo e C1 e C2 subterrâneos de 3 km; - SE 230/138 kV Tarumã - (6+1Res transformadores) x 100 MVA - SE 230/69 kV Presidente Figueiredo – capacidade 2 transformadores x 50 MVA; - Trechos de LT em 230 kV entre a SE Presidente Figueiredo e os pontos de seccionamento da LT Balbina - Cristiano Rocha, C1, com 2 circuitos de 4,5 km.	Amazonas	31/03/2021	31/03/2051	Em construção
Energisa Tocantins Transmissora de Energia II S/A ("ETT II")	Ampliação da SE 230/138kV Gurupi - 200MVA	Tocantins	30/09/2021	30/09/2051	08/05/2024
Energisa Amapá Transmissora de Energia S/A ("EAP")	LT 230kV Macapá – Macapá III C1 SE 230/69kV Macapá III SE Macapá 3: Implementação de 2 circuitos simples em 69 kV, com extensão aproximada de 2 km cada, entre os pontos de seccionamento da Linha de Distribuição 69 kV	Amapá	31/03/2022	31/03/2052	23/12/2024

Controladas	Descrição	Localidade	Data da concessão	Data de vencimento	Início de Operação
	Santana – Macapá C1 e a subestação Macapá III, no setor de 69 kV. SE Macapá: Novo trecho de Linha em 230 kV, em circuito simples, com extensão aproximada de 500 metros para permitir a conexão da linha 230kV Ferreira Gomes – Macapá C1.				
Energisa Amazonas Transmissora de Energia II S/A ("EAM II")	LT 230 kV Mauá 3 – Manaus, C1, com 12,9 km (trechos aéreos e subterrâneos). O prazo estimado para construção é de 48 meses.	Amazonas	30/09/2022	30/09/2052	Em construção
Energisa Maranhão Transmissora Energia S/A ("EMA")	LT 500 kV Teresina IV – Graça Aranha C1, CS LT 500 kV Boa Esperança – Graça Aranha C1, CS SE 500 kV Teresina; SE 500 kV Boa Esperança.	Maranhão	28/06/2024	28/06/2024	Em construção

Geração de energia elétrica

Controladas	Descrição	Atividade	Localidade
Geração Hidráulica:			
Energisa Geração Usina Mauricio S/A			
CGH Usina Hans	A CGH possui 298 KW de potência instalada e 0,264 MW médios de garantia física.	Geração hidráulica	Nova Friburgo (RJ)
PCH Rio Vermelho	A PCH possui 2.560 KW de potência instalada.	Geração hidráulica	Vilhena (RO)
Usina Mauricio	A Usina possui 1.280 KW de potência instalada.	Geração hidráulica	Leopoldina (MG)
Geração Distribuída:			
Alsol Energias Renováveis S/A ("Alsol")	A controlada possui sistemas fotovoltaicos em operação conectados à rede e projetos em fase de implementação, bem como participação em sociedades com a mesma finalidade.	Geração distribuída	Uberlândia (MG)
Parque Solar:			
Energisa Geração Central Solar Rio do Peixe I EGCS-RP I	As controladas têm como objeto social o desenvolvimento e exploração de parque solar, bem como a comercialização de energia proveniente do Empreendimento.	Parque Solar	Paraíba (PB)
Energisa Geração Central Solar Rio do Peixe II EGCS-RP I		Parque Solar	Paraíba (PB)
Energisa Geração Central Solar Coremas S/A EGCS-CO		Parque Solar	Cataguases (MG)
Projeto Geração Eólica:			
Complexo Parque Eólico Sobradinho			
EOL Alecrim	Controladas não-operacional com finalidade primária projetos de instalação de parque eólico.	Geração Eólica	Sobradinho (BA)
EOL Umbuzeiro Muquim		Geração Eólica	Sobradinho (BA)
EOL Mandacaru		Geração Eólica	Sobradinho (BA)
EOL Boa Esperança		Geração Eólica	Sobradinho (BA)
EOL Maravilha I a V		Geração Eólica	Cataguases (MG)

Comercialização de energia elétrica

Controlada	Descrição	Localidade	Data de autorização
Energisa Comercializadora de Energia Ltda. ("ECOM")	Controlada que tem por objetivo o exercício de atividade de comercialização de energia elétrica no mercado livre de negociação e intermediação de negócios relacionados à energia.	Rio de Janeiro (RJ)	21/03/2006

Serviços e Outros

Controladas	Natureza
Energisa Soluções S/A ("ESOL")	Operação, manutenção e serviços correlatos à geração, transmissão e distribuição de energia elétrica, comissionamento, pré-operação, operação remota e local, e também manutenção eletromecânica de usinas, subestações, linhas de transmissão e parques.
Energisa Soluções Construções e Serviços em Linhas e Redes S/A ("ESOLC")	Construção, operação, manutenção e serviços correlatos a geração, transmissão e distribuição de energia elétrica.
Multi Energisa Serviços S/A ("MULTI")	Construção, operação, manutenção e serviços correlatos a geração e distribuição de energia elétrica, teleatendimento e atendimento pessoal de consumidores de energia elétrica.
Energisa Serviços Aéreos de Aeroinspeção S/A ("ESER")	Serviços Aéreos na qualidade de prospecção – modalidade SAE, principalmente em apoio às empresas que exploram linhas de alta tensão, oleodutos e de obras de engenharia de reflorestamento.
Voltz Capital S/A	Oferecer produtos financeiros e otimizar os meios de pagamentos e serviços da área financeira, através de soluções tecnológicas.
Agric Adubos e Gestão de Resíduos Industriais e Comerciais Ltda	Produção e comercialização de gás natural renovável, compostagem e tratamento de resíduos orgânicos industriais para produção de biofertilizante.
Clarke Desenvolvimento de Software S/A	Desenvolvimento de sistemas e programas de computador, licenciamento de programas não-customizáveis, intermediação e agenciamento de serviços e negócios e consultoria em gestão empresarial.

Distribuição de gás natural

Controlada	Descrição	Localidade	Data da concessão	Data de vencimento
Companhia de Gás do Espírito Santo ("ES GÁS")	Controlada atua como concessionária de serviço público de gás natural canalizado e possui sede na cidade de Vitória, Estado do Espírito Santo, atendendo atualmente consumidores dos segmentos industrial, residencial, comercial, climatização, automotivo, termogeração e cogeração.	Vitória (ES)	01/08/2020	01/08/2045
Energisa Distribuição de Gás Nordeste S/A – "EDGNE" (nova denominação social da Infra Gás e Energia S/A)	Por meio da investida Norgás S/A a controlada EDGNE é detentora de participações minoritárias nas concessões serviço público de gás natural canalizado: • ALGÁS - Gás de Alagoas S/A • CEGÁS - Companhia de Gás do Ceará • COPERGÁS - Companhia Pernambucana de Gás • POTIGÁS - Companhia Potiguar de Gás	Alagoas Ceará Pernambuco Rio Grande do Norte	17/09/1993 30/12/1993 05/11/1992 21/12/1994	17/09/2043 30/12/2043 05/11/2042 21/12/2044

1.3 Informações relacionadas aos segmentos operacionais

(a) produtos e serviços comercializados

Os negócios da Companhia são divididos nos seguintes segmentos: (i) distribuição de energia; (ii) distribuição de gás natural; (iii) geração; (iv) transmissão; (v) comercialização; e (vi) serviços especializados.

Distribuição de energia elétrica

A distribuição de energia elétrica é responsável por entregar a energia gerada até os consumidores finais, viabilizando o funcionamento de residências, comércios, indústrias e serviços públicos em todo o território nacional. Trata-se de uma atividade essencial para o desenvolvimento econômico e a inclusão social, especialmente em regiões remotas.

Entre os principais serviços prestados no segmento de distribuição estão:

- Conexão de novas unidades consumidoras;
- Medição, leitura e faturamento de consumo;
- Atendimento emergencial e manutenção da rede;
- Religação de energia;
- Execução de programas de eficiência energética (PEE);
- Operação da iluminação pública em diversas localidades.

Com investimentos contínuos em inovação, digitalização e infraestrutura, a Energisa mantém seu compromisso com a qualidade do fornecimento, a segurança da operação e o desenvolvimento sustentável das comunidades onde atua.

Distribuição de Gás Natural

A distribuição de gás natural canalizado é um segmento estratégico do setor energético, responsável por levar o gás natural, por meio de redes subterrâneas, diretamente até consumidores residenciais, comerciais, industriais e veiculares. Essa infraestrutura assegura o fornecimento contínuo, seguro e eficiente de uma fonte energética cada vez mais valorizada por sua versatilidade, competitividade e menor impacto ambiental.

As distribuidoras atuam sob regime de concessão estadual, com tarifas reguladas e foco na expansão da rede, atendimento ao cliente e segurança operacional. Entre os principais serviços prestados, destacam-se:

- Conexão de novos consumidores à rede de gás;
- Medição e faturamento do consumo;
- Manutenção preventiva e corretiva das instalações;
- Apoio técnico e consultivo a clientes industriais e comerciais.

Além de promover ganhos de eficiência energética e competitividade para diversos setores da economia, a distribuição de gás natural também contribui para a diversificação da matriz energética

brasileira e para a redução de emissões, ao substituir combustíveis mais poluentes.

Biogás, biometano e biofertilizantes

Em 04 de agosto de 2023, a controlada Energisa Biogás S.A. passou a ser titular de 83,33% do capital social total da Agric Adubos e Gestão de Resíduos Industriais e Comerciais Ltda. ("Agric"), empresa de compostagem de resíduos orgânicos industriais para produção de biofertilizante localizada em Santa Catarina.

A Agric é uma empresa especializada em compostagem de resíduos orgânicos industriais, transformando-os em biofertilizantes. Além disso, a empresa também atua na produção de biogás e biometano, oferecendo soluções sustentáveis para o setor industrial e agrícola. A companhia possui capacidade atual de recebimento de 257,14 ton/dia para compostagem e 60 ton/dia para biodigestão.

Geração centralizada

A geração de energia solar centralizada é um modelo no qual usinas solares convertem a luz do sol em eletricidade por meio de painéis fotovoltaicos. Ao contrário da geração distribuída, as usinas centralizadas estão conectadas diretamente à rede elétrica, com a possibilidade de comercializar a energia no mercado livre ou vendê-la para concessionárias.

O Grupo Energisa participa desse mercado com os parques solares Rio do Peixe I e II, localizados na Paraíba, que possuem uma capacidade instalada de 70 MWp. Através da marca (re)energisa, a empresa comercializa energia no mercado não-regulado, oferecendo soluções sustentáveis para empresas e consumidores em busca de alternativas mais limpas.

Esses parques são 100% solares e possuem a certificação I-REC, que garante a origem renovável da energia gerada. Com isso, as usinas evitam a emissão de cerca de 15 mil toneladas de CO₂ por ano, reforçando o compromisso da Energisa com a sustentabilidade.

Geração distribuída A Alsol Energias Renováveis S.A. ("Alsol") é a empresa do Grupo Energisa especializada em geração descentralizada de energia a partir de fazendas solares, conectadas a redes de distribuição existentes por meio do sistema de compensação de energia, conforme estabelecido pela Lei 14.300/2022. A companhia constrói, opera e desenvolve suas próprias usinas e sistemas de controle, garantindo produtividade superior ao planejamento inicial. A operação é voltada para o atendimento a micro, pequenas e médias empresas em baixa tensão, por meio de consórcios.

Transmissão de energia elétrica

O segmento de transmissão de energia elétrica do Grupo Energisa desempenha um papel importante na infraestrutura energética brasileira, com uma extensa rede de linhas de transmissão e subestações em diversas regiões do país. O Grupo assegura a entrega eficiente e segura de energia elétrica, conectando centros de geração às áreas de consumo, garantindo a estabilidade e a continuidade do fornecimento no Sistema Interligado Nacional (SIN).

O Grupo Energisa compromete-se a implementar, operar, explorar e manter as linhas de transmissão da rede básica do SIN, isso inclui a operação e manutenção das instalações para garantir a continuidade e eficiência do serviço, a segurança das pessoas e a conservação dos bens na área de concessão.

O Grupo também é responsável por realizar as obras necessárias para a prestação dos serviços, reposição de bens e operação da infraestrutura, sempre em conformidade com as normas técnicas e legais. Além disso, deve manter o controle patrimonial dos bens e instalações vinculados à concessão e atender a todas as obrigações fiscais, trabalhistas, previdenciárias e regulatórias.

Comercialização de energia elétrica

A Companhia participa do setor de comercialização de energia, por meio da sua controlada Energisa Comercializadora de Energia Ltda. (“Energisa Comercializadora”).

A Energisa Comercializadora atua na área de comercialização de energia elétrica e serviços correlatos no Ambiente de Contratação Livre (“ACL”). No ACL participam agentes de geração, autoprodutores, produtores independentes, comercializadores, importadores e exportadores de energia elétrica e consumidores livres e especiais. Nesse ambiente há a liberdade para se estabelecer volumes de compra e venda de energia e seus respectivos preços, sendo as operações pactuadas por meio de Contratos de Compra de Energia no Ambiente Livre, que devem ser, obrigatoriamente, registrados na Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (“CCEE”).

Os principais clientes da Energisa Comercializadora são consumidores de alta tensão, com demanda acima de 500 KW, que podem, por regulamentação, escolher seu fornecedor de energia. A Energisa Comercializadora atua na intermediação entre esses consumidores e os geradores e produtores independentes de energia. Para isso, realiza a prospecção dos clientes por meio de visitas, participação em workshops sobre o tema e processos competitivos (licitações) de compra organizados por grandes consumidores. Pelo lado da oferta, realiza o contato direto com geradores que desejam negociar sua produção no ACL. Atualmente, para atender a seus clientes, a Energisa Comercializadora possui em carteira contratos bilaterais de compra com geradores de fontes hidráulicas (Pequenas Centrais Hidrelétricas – PCHs), térmicas a biomassa e usinas eólicas.

Mensalmente, a Energisa Comercializadora realiza a gestão do seu portfólio de contratos, recebendo as medições dos clientes e comparando com o montante de energia contratado para, posteriormente, realizar o faturamento de acordo com os preços negociados previamente. Adicionalmente, para alguns clientes que contratam os serviços de representação, a Energisa Comercializadora realiza o registro dos contratos e acompanha a contabilização na CCEE, atuando como representante desses clientes na referida instituição.

Serviços relacionados à energia elétrica

Por meio da sua controlada Energisa Soluções S.A. (“Energisa Soluções”), a Companhia atua na prestação de serviços para o Grupo Energisa e para terceiros no segmento de energia, oferecendo soluções integradas, inovadoras e de alto valor agregado para o mercado de geradores, distribuidoras e grandes clientes. Dentre os serviços realizados pela Energisa Soluções, destacam-se por segmento:

- usinas hidrelétricas, eólicas, térmicas e PCHs: operação, manutenção (O&M), automação, comissionamento e engenharia do proprietário;
- linhas de transmissão e subestações: desenvolvimento de projetos, gestão da construção, automação, manutenção, operação e comissionamento;
- distribuidoras de energia elétrica: manutenção e supervisão da construção de redes de distribuição; e
- industrial: manutenção e recuperação de transformadores de força, projetos de eficiência energética, manutenção de instalações elétricas, cogeração e geração distribuída.

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

A participação de cada segmento operacional na receita operacional líquida da Companhia, proveniente das atividades desenvolvidas no exercício social de 2024.

Receita Líquida	2024	
<u>Segmento Operacional</u>	Receita líquida (R\$)	(%) Receita líquida
Distribuição de energia elétrica	29.006.004	86,0%
Distribuição de Gás natural	1.627.587	4,8%
Geração Hidráulica, solar e distribuída	414.070	1,2%
Transmissão de energia elétrica	1.511.699	4,5%
Comercialização de energia	1.155.900	3,4%
Holdings, Serviços e Inter-segmentos/ Combinação de negócios	216	0,0%
Subtotal segmentos operacionais	33.715.476	100,0%

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

A participação de cada segmento operacional no lucro proveniente das atividades desenvolvidas no exercício social de 2024.

Lucro Líquido	2024	
<u>Segmento Operacional</u>	Lucro (prejuízo) líquido (R\$)	(%) Lucro (prejuízo) líquido
Distribuição de energia elétrica	4.268.743	92,1%
Distribuição de Gás natural	37.565	0,8%
Geração Hidráulica, solar e distribuída	3.998	0,1%
Transmissão de energia elétrica	445.780	9,6%
Comercialização de energia	-136.840	-3,0%
Holdings, Serviços e Inter-segmentos/ Combinação de negócios	17.036	0,4%
Total lucro antes dos impostos	4.636.282	100,0%

1.4 Produção/Comercialização/Mercados

(a) características do processo de produção

A Companhia é uma sociedade de participação (holding), sendo os produtos e serviços relacionados na seção 1.3 deste Formulário de Referência prestados por suas controladas. A base dos negócios da Companhia é a distribuição de energia elétrica, mas a Companhia também atua nos setores de transmissão, geração e comercialização de energia elétrica além de possuir participação em sociedades prestadoras de serviços no setor de energia e de produção e comercialização de gás natural.

Distribuição de energia elétrica

As distribuidoras do Grupo Energisa adquirem praticamente toda a energia necessária ao suprimento do seu sistema de distribuição de energia elétrica em leilões de energia elétrica regulados e promovidos pela ANEEL, por meio de Contratos de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado ("CCEAR").

Portfólio de Contratos – Distribuidoras do Grupo Energia 2024

Descrição Valores (GWh)	2024				EMT
	EMR	ESE	EPB	ETO	
(a) Energia comprada	1.674,1	2.931,1	5.569,6	2.844,3	9.792,4
✓ Bilaterais modelados	513,1	-	-	195,4	2.197,6
✓ Leilões de Energia e mecanismos	415,6	2.268,2	4.390,9	2.056,4	3.960,4
✓ Cotas de ITAIPU	331,9	-	-	-	1.543,3
✓ Cotas de PROINFA	33,4	54,2	105,9	53,4	171,6
✓ Cotas de ANGRA	65,8	103,5	181,3	91,0	306,2
✓ Cotas de Garantia Física (90%)	314,3	505,3	891,5	448,1	1.613,4
✓ Contratos de Suprimento	-	-	-	-	-
(b) Mini e microgeração distribuída	302,6	208,1	505,0	427,8	2.512,2
(c) Ger. Própria/Bilaterais não modelados/ Sist. Isolado	-	-	-	-	15,0
(d) Liquidação na CCEE	1,6	55,0	504,4	146,8	233,9

Energia Comprada TOTAL (e=a+b+c+d)	1.978,3	3.194,2	6.579,0	3.418,9	12.553,6

Portfólio de Contratos – Distribuidoras do Grupo Energia (continuação)

Descrição Valores (GWh)	2024				
	EMS	ESS	ERO	EAC	Consolidado
(a) Energia comprada	5.297,4	3.798,4	4.672,3	1.501,9	38.081,4
Bilaterais modelados	188,9	586,1	51,0	-	3.732,1
Leilões de Energia e mecanismos	2.931,6	1.590,4	3.765,3	1.257,2	22.636,1
Cotas de ITAIPU	953,9	717,8	-	-	3.546,9
Cotas de PROINFA	95,5	72,1	76,1	26,9	689,0
Cotas de ANGRA	189,3	141,6	127,9	42,6	1.249,1
Cotas de Garantia Física (90%)	938,0	692,0	652,1	175,2	6.229,9
Contratos de Suprimento	-	(1,5)	-	-	(1,5)
Descrição Valores (GWh)	2024				
	EMS	ESS	ERO	EAC	Consolidado
(b) Mini e microgeração distribuída	1.417,7	546,7	423,2	81,8	6.425,2
(c) Ger. Própria/Bilaterais não modelados / Sist. Isolado	0,8	-	42,3	223,6	281,7
(d) Liquidação na CCEE	140,9	2,3	103,3	-	1.188,2
Energia Comprada TOTAL (e=a+b+c+d)	6.856,8	4.347,4	5.241,1	1.807,2	45.976,6

O segmento de distribuição de energia do Grupo Energisa está presente no território brasileiro conforme relacionado no item 1.2 deste formulário de referência.

Transmissão de energia

O sistema de transmissão de energia é constituído de uma rede de linhas de transmissão que se espalha por todo o território nacional com a função de levar a energia elétrica das fontes geradoras até as empresas de distribuição. Essa rede faz parte do Sistema Interligado Nacional ("SIN") que reúne empresas de geração e transmissão de energia de quase todas as regiões brasileiras.

Nesse contexto, não há processo produtivo envolvido nas atividades de transmissão de energia.

O segmento de transmissão de energia do Grupo Energisa está presente no território brasileiro conforme relacionado no item 1.2 deste formulário de referência.

Geração centralizada

A geração centralizada de energia solar é caracterizada pela instalação de grandes usinas fotovoltaicas em locais estratégicos, onde a exposição solar é ideal para a captação de energia elétrica. Nessas usinas, são utilizados painéis solares para converter a luz solar em eletricidade de forma eficiente e escalável. A eletricidade gerada é então distribuída para a rede elétrica convencional, abastecendo residências, empresas e indústrias. O segmento de geração centralizada (Parque solar) do Grupo Energisa está presente no território brasileiro conforme relacionado no item 1.2 deste formulário de referência.

Geração Distribuída

A Alsol Energias Renováveis S.A., controlada do Grupo Energisa, é a empresa que atua principalmente nas atividades de geração distribuída a partir de fazendas solares que são conectadas a redes de distribuição existentes utilizando o sistema de compensação de energia elétrica previsto na Lei 14.300/2022. A empresa constrói e opera suas próprias usinas solares, além de desenvolver seus próprios sistemas de controle e monitoramento das diferentes unidades de geração, resultando em maior produtividade de energia elétrica acima do planejamento inicial de cada planta. As fazendas solares são destinadas ao atendimento a clientes MPE – micro e pequenas empresas, bem como médias empresas, atendidas em baixa tensão, na modalidade de consórcio ao sistema de compensação.

Distribuição de gás natural

A distribuição de gás canalizado envolve a infraestrutura que leva o gás canalizado desde o ponto de entrega pelos agentes transportadores de gás, que por sua vez levam o gás desde as unidades de produção e processamento de gás até os pontos de entrega, até as unidades consumidoras. Os consumidores podem optar por comprar o gás diretamente da distribuidora ou de agentes produtores, por intermédio de comercializadores que atuem no estado. A tarifa paga à distribuidora inclui a remuneração e amortização da base de ativos e os custos operacionais eficientes – esta tarifa é chamada de margem de distribuição, é determinada a cada 5 anos em processo de revisão tarifária e reajustada anualmente, a partir de IGP-M. Para o custo da molécula e do transporte, o modelo é de pass through, com reajustes trimestrais pelo regulador estadual. As eventuais diferenças entre o custo do gás nas tarifas aos usuários e o efetivamente pago aos supridores e transportadores são computadas em uma conta gráfica, corrigida mensalmente pela Selic. O contrato de concessão prevê metas de investimento, expansão de mercado e metas de qualidade, segurança e atendimento, que são fiscalizadas regularmente pelo regulador estadual.

(b) características do processo de distribuição Sistemas de Distribuição de energia

Os principais dados operacionais das distribuidoras do Grupo Energisa em 31 de dezembro de 2024 estão apresentados na tabela a seguir:

Descrição	EMR	ESE	EPB	EMT
Área de concessão (km²)	17.874	17.504	56.467	903.208
Municípios atendidos	67	63	223	142
População atendida (mil)	1.363,3	1.982,8	4.145,0	3.836,4
km de linhas de transmissão (em 69 e 138 kv)	1.251	1.407	2.454	7.206
km de linhas de transmissão (220 kv)	-	7	-	-
Número de Postes e Torres de Transmissão	3.672	9.599	18.586	23.910
Número de subestações	64	34	73	178
Potência nas subestações (MVA)	1.512	943	1.614	4.327
Número de transformadores próprios de distribuição	72.856	55.739	72.585	252.648
Número de postes próprios nas redes de distribuição urbana e rural	320.102	392.203	1.243.158	2.069.476
Capacidade instalada - Transformadores próprios (MVA)	1.578	1.210	2.224	5.170
Km de linhas e redes de distribuição	30.601	27.534	83.455	229.114

Descrição	EMS	ETO	ESS	ERO	EAC	Energisa consolidada
Área de concessão (km²)	328.309	277.424	32.049	237.754	164.173	2.034.762
Municípios atendidos	74	139	81	52	22	863
População atendida (mil)	2.725,1	1.577,3	1.839,1	1.746,2	880,6	20.095,9
Propriedades na Transmissão						
km de linhas de transmissão (em 69 e 138 kv)	4.175	2.982	589	2.047	822	22.932

km de linhas de transmissão (220 kV)	-	-	-	-	-	7
Número de Postes e Torres de Transmissão	13.311	10.619	3.443	8.224	2.892	94.256
Propriedades na Distribuição						
Número de subestações	112	108	101	77	25	772
Potência nas subestações (MVA)	3.000	1.726	2.719	1.846	628	18.315
Descrição	EMS	ETO	ESS	ERO	EAC	Energisa consolidada
Número de transformadores próprios de distribuição	93.898	88.615	53.351	150.009	45.026	884.727
Número de postes próprios nas redes de distribuição urbana e rural	1.174.769	1.069.371	568.437	734.753	246.334	7.818.603
Capacidade instalada – Transformadores próprios (MVA)	3.095	1.979	2.070	3.187	681	21.193
Km de linhas e redes de distribuição	105.050	103.774	34.503	78.723	23.707	716.461

Sistemas de Distribuição de gás

Os principais dados operacionais das distribuidoras do Grupo Energisa em 31 de dezembro de 2024 estão apresentados na tabela a seguir:

Descrição	ES GÁS	COPERGÁS	CEGÁS	ALGÁS	POTIGÁS
Km de rede de distribuição	591	1.200	686	636	561
Municípios atendidos	14	29	13	14	6
Unidade consumidora acumulada (UC)	84.790	94.892	33.286	63.390	46.844

(c) características dos mercados de atuação, em especial

(i) participação em cada um dos mercados

Setor elétrico

O setor elétrico brasileiro abrange os negócios de geração, distribuição, transmissão e comercialização de energia elétrica. O sistema elétrico brasileiro é composto por um sistema interligado nacional, constituído por quatro subsistemas elétricos e por vários sistemas individuais menores na região Norte. Esses quatro subsistemas elétricos (os quais representam, juntos, mais de 99% da capacidade energética do Brasil, de acordo com os dados do Operador Nacional do Sistema Elétrico ("ONS")) estão interligados por uma rede de linhas de transmissão de alta tensão.

O período de 12 meses encerrado em 31 de dezembro de 2024 foi caracterizado por um ambiente econômico de recuperação, com o país passando por um ciclo de redução da taxa de juros. A inflação, medida pelo Índice de Preços ao Consumidor Amplo (IPCA), acumulou alta de 4,83% nos últimos 12 meses até dezembro de 2024, superando a taxa de 4,62% registrada no ano anterior.

O consumo de energia elétrica no Brasil aumentou 4,1% em 2024 em relação a 2023, de acordo com dados da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE). O consumo de energia elétrica no mercado cativo e livre (42.450,1 GWh) do Grupo Energisa apresentou aumento de 7,6% no ano de 2024 quando comparado ao ano de 2023.

Desempenho do Setor Elétrico Brasileiro em 2024

No período de 12 (meses) meses encerrado em 31 de dezembro de 2024, o consumo de energia elétrica no mercado cativo e livre (42.450,1 GWh) do Grupo Energisa, crescimento de 7,6% em relação ao mesmo período do ano anterior. Todos os segmentos avançaram acima da média, sobretudo o residencial (10,5%) e o industrial (9,2%). Entre as empresas, todas avançaram, principalmente as concessões EMS, EPB, ETO e ESE. Alguns fatores foram decisivos para o aumento de consumo em 2024, entre eles as elevadas temperaturas ao longo do ano, com 73% dos dias de 2024 com registro de temperaturas acima da média. O ano de 2024 foi considerado ano mais quente registrado no planeta. O 1º semestre de 2024 foi influenciado pelo fenômeno El Niño e por ondas de calor, em contraste com o 1S23 marcado por temperaturas mais baixas devido aos efeitos do La Niña. No segundo semestre de 2024, as temperaturas continuaram acima da média, mas a base de comparação do 2S23 era elevada (temperaturas recordes e o início das ondas de calor com o El Niño ativo).

Importante ressaltar que a ANEEL iniciou ajustes para considerar os impactos da geração distribuída tanto no mercado de referência das revisões tarifárias como no cálculo das perdas técnicas dos processos tarifários, contribuindo na adequação dos cálculos tarifários das distribuidoras do Grupo.

Perspectivas para o SIN

Dentre as perspectivas para o SIN, incluem:

- Consumo de energia elétrica ainda crescendo a taxas expressivas (à exceção do consumo observado em períodos de recessão econômica, como o vivido a partir de 2015), como resposta ao impacto de novas tecnologias, como "smart grid", painéis solares, carros elétricos e baterias;
- A hidroeletricidade ainda permanecerá como a principal fonte de geração na próxima década (atualmente corresponde a 60% da potência fiscalizada dos empreendimentos em operação), porém perdendo espaço em virtude de barreiras socioambientais e do esgotamento do potencial remanescente;

- Novas hidrelétricas operando a fio d'água (reservatórios capazes de armazenar água por apenas algumas horas, ou dias), implicando perda gradativa da capacidade de regularização. No passado, foram implantados reservatórios de grande capacidade de acumulação;
- Forte crescimento da geração eólica (geração intermitente);
- A expansão da termoelectricidade se dará, sobretudo, por meio de usinas de gás natural, gerando incertezas quanto à oferta e preço desse combustível, além de usinas de biomassa;
- A implantação de novas termoelétricas a carvão esbarra em restrições ambientais ligadas à qualidade do ar e, sobretudo, aos efeitos globais de suas emissões (efeito estufa);
- Não há sinalização para implantação de novas centrais nucleares, apesar das reservas nacionais de urânio; e
- Penetração da fonte solar, sobretudo por meio de painéis fotovoltaicos (geração intermitente).

Desta forma, a permanência de aspectos positivos para o desenvolvimento do SIN ainda se faz presente, mesmo que dificuldades de operação decorrentes da oferta de fontes intermitentes e da forte sazonalidade da geração das novas hidrelétricas na Amazônia, atuem em efeito contrário.

Geração de energia

O segmento caracteriza-se pela produção e injeção de energia no SIN para que, através de transmissoras e distribuidoras, chegue às unidades consumidoras. No mês de dezembro de 2024, a capacidade instalada total¹ de geração de energia elétrica do Brasil atingiu 243.917 MW, incluindo geração distribuída (GD). Em comparação ao mesmo mês do ano anterior, houve um acréscimo de 18.692 MW (8,3%). A geração de fonte hidráulica, segue como destaque com a maior capacidade instalada (109.953 MW), em seguida a térmica (48.897 MW), solar (52.227 MW) e eólica (32.840 MW) . A geração distribuída, no mês de dezembro de 2024, ultrapassou os 35 GW de potência instalada, chegando a 35.028 MW, instalados em 3.104.385 unidades, representando 14,0 % da matriz de capacidade instalada de geração de energia elétrica.

Desse total em operação ao final de 2024, de acordo com o SIGA, 92,3% das usinas são consideradas renováveis. (Hidráulica + Biomassa + Eólica + Solar).

Matriz de capacidade instalada de geração de energia elétrica do Brasil

Fonte	dez/23	dez/24		Evolução dez/2023 a dez/2024
	(MV)	(MV)	(%)	(%)
Hidráulica	109.926	109.953	45.08	902
I-JHE	103.198	103.196	42.3	0.0
PCH	5.802	5.M4	2,4	0,7
CGH	858	852	0,3	-0,6

CGH MMGD	69	60	0.0	-13,3
Térmica	49.571	48.897	20,05	-1,36
Gás Natural	18.297	17.693	7,3	-3,3
Biomassa	16,783	17,189	7.0	2.4
Petróleo	8.696	8.200	3.4	-5,7
Carvão	3.461	3.461	1,4	0
Nuclear	1.990	1.990	0.8	0.0
Outros Fósseis	166	166	0,1	0
Térmica MMGD	178	199	0,1	11.3
Eólica	28.682	32.840	13,46	14,5
Não MMGD	28.664	32.822	13,5	145
MMGD	17	17	0	0,4
Solar	37.046	52.227	21,41	40.98
Não MMGD	11.474	17.475	7,2	52,3
MMGD	25.572	34.752	14,2	35.9
Total não MMGD	199.389	208.889	85,64	4,76
Total MMGD	25.837	35.028	14.36	35,57
Capacidade Total	225.225	243.917	100	8,3
Crescimento em 12 meses			18.692	

Fonte dos dados: Boletim de Monitoramento do Sistema Elétrico 2024 – MME

Transmissão de energia

Caracteriza-se por integrar as usinas geradoras às empresas distribuidoras. Todas as concessionárias de transmissão de energia elétrica celebraram contratos de serviço público.

As tabelas abaixo mostram a situação atual da malha de linhas de transmissão que compõem o sistema nacional de transmissão de energia elétrica, segundo o ONS.

Linhas de transmissão de energia elétrica no SEB

Classe de Tensão (kV)	Linhas de Transmissão Existentes (km)	Total (%)
230	72.027	38,0
345	11.567	6,1
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	189.308	100

Fonte: MME, ANEEL e ONS

Previsão da expansão de novas linhas de transmissão

Classe de Tensão (kV)	Transformação Existente (MVA)	Total (%)
230	128.361	27,1
345	61.680	13,0
440	31.192	6,6
500/525	226.853	48,0
750	24.897	5,3
Total	472.983	100

Fonte: MME/SNEE

Distribuição de energia

Caracteriza-se por entregar de forma pulverizada ao usuário final a energia produzida pelos geradores e recebida por meio dos ativos detidos pelas transmissoras. Nesse segmento, o conjunto de instalações e equipamentos elétricos operam geralmente em tensões inferiores a 230 kW, incluindo os sistemas de baixa tensão. As concessões de distribuição abrangem toda a população da área geográfica em que atuam, sendo asseguradas iguais condições aos usuários, garantindo a isonomia de tarifas, de acordo com a legislação aplicável e a regulamentação da ANEEL. As tarifas cobradas pelas concessionárias de distribuição são definidas pela ANEEL visando preservar o equilíbrio econômico-financeiro das empresas e, por isso, estão sujeitas a reajustes anuais e revisões periódicas e extraordinárias (como será mostrado adiante). O setor de distribuição de energia é organizado sob a forma de monopólios naturais e a sua exploração se dá por meio de concessões reguladas pela ANEEL.

Organização das operações por meio de concessões, permissões ou autorizações

As sociedades ou consórcios que exploram atividades de geração, transmissão ou distribuição de energia no Brasil devem ter recebido do Ministério de Minas e Energia ("MME") ou da ANEEL uma concessão, permissão ou autorização, conforme o caso. Concessões dão o direito de gerar, transmitir ou distribuir energia em determinada área por um período determinado. Esse período é normalmente de 35 anos para novas concessões de geração e de 30 anos para novas concessões de transmissão ou distribuição.

A Lei nº 8.987, de 13 de fevereiro de 1995 ("Lei de Concessões"), também estabelece as condições de fornecimento de serviços públicos, inclusive os serviços de distribuição de energia, os direitos dos consumidores, e as obrigações das concessionárias, dentre os quais se destacam: (1) prestação adequada de serviço regular, contínuo, eficiente, atualizado e seguro; (2) utilização de terrenos públicos ou direito de solicitar que o poder concedente desaproprie os terrenos privados necessários em benefício da concessionária (em tal caso, a concessionária deve indenizar os proprietários dos terrenos desapropriados); (3) responsabilidade por todos os prejuízos causados ao poder concedente, aos usuários ou a terceiros resultantes da prestação inadequada do serviço (conforme a Constituição Federal, tal responsabilidade é objetiva, ou seja, independente de dolo ou culpa); além de (4) direito de indenização por investimentos em ativos que não tenham sido integralmente amortizados ou depreciados na data em que a concessão expira, quando todos os ativos relacionados à prestação dos serviços de energia são revertidos ao poder concedente.

Livre acesso ao sistema de distribuição

Nos termos da Lei nº 9.074, de 07 de julho de 1995, conforme alterada ("Lei de Concessões de Serviços de Energia Elétrica"), todas as empresas de distribuição e transmissão de energia elétrica devem permitir que determinados grandes consumidores, ou consumidores potencialmente livres, que são aqueles que têm a opção de contratar seu fornecimento, no todo ou em parte, com produtor independente de energia elétrica e/ou comercializadores, acessem seus sistemas e instalações auxiliares para a distribuição e transmissão de eletricidade mediante o pagamento de tarifas para ressarcimento do custo de transporte envolvido, calculadas com base em critérios fixados pela ANEEL.

O Novo Modelo para o Setor Elétrico

A regulamentação do setor energético brasileiro esteve em constante evolução ao longo dos anos. Até a primeira metade na década de 1990, o setor era marcado pela predominância de empresas estatais e organizado de forma verticalizada, ou seja, atuando em geração, transmissão e distribuição de energia elétrica. Além disso, as empresas eram remuneradas por um sistema de tarifas fixadas com base no custo do serviço.

Dada a insustentabilidade desse modelo, em decorrência do acúmulo de déficit gerado às companhias, o setor passou por uma reestruturação, marcada pela desverticalização das atividades (i.e. separação das atividades de geração, transmissão e distribuição), criando um mercado de geração de energia competitivo, promovendo o surgimento de transmissoras independentes, e o surgimento de empresas prestadoras dos serviços de distribuição enquanto monopólios naturais.

A partir de 2004, a dinâmica do setor elétrico passou a ser guiada por um novo modelo estabelecido pela Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico, regulamentada pelo Decreto nº 5.163, de 30 de julho de 2004 ("Decreto 5.163/2004"). O Novo Modelo do Setor Elétrico introduziu alterações relevantes na regulamentação do setor elétrico visando, principalmente:

(1) incentivar os agentes privados e públicos para construir e manter capacidade de geração; e (2) garantir o fornecimento de energia no Brasil a tarifas módicas por meio de processos de leilões

públicos de energia elétrica.

Assim, dentre as principais características do Novo Modelo do Setor Elétrico, destacam-se:

1. Criação de dois ambientes paralelos para a comercialização de energia:
 - a. Ambiente de Contratação Regulada: ambiente de comercialização para empresas de distribuição no qual a energia elétrica necessária para o suprimento do mercado cativo é comprada por meio de leilões; e
 - b. Ambiente de Contratação Livre: ambiente de comercialização para consumidores livres e especiais e empresas produtoras independentes de energia e de comercialização de energia em que os preços são livremente negociados entre as partes;
2. Desverticalização e restrição ao desenvolvimento de atividades estranhas ao objeto da concessão pelas distribuidoras, de forma que estas se mantenham focadas no seu principal negócio, assegurando serviços mais eficientes;
3. Restrição ao self-dealing, para fornecer um incentivo para que distribuidoras contratem energia a preços mais baixos disponíveis no mercado, ao invés de comprar energia de partes relacionadas; e
4. Proibição de venda de eletricidade pelas distribuidoras aos consumidores livres a preços não regulados.

Contratos firmados antes do Novo Modelo do Setor Elétrico

Nos termos da Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico, os contratos firmados por empresas de distribuição e registrados, homologados ou aprovados pela ANEEL antes de promulgada referida lei, não serão alterados de modo a refletir qualquer prorrogação de seus prazos ou aumento dos preços ou da quantidade de eletricidade já contratados.

Ambiente de Contratação Livre

O Ambiente de Contratação Livre (“ACL”) inclui a compra e venda de energia elétrica negociada entre as concessionárias, geradoras, autoprodutores, produtores independentes, comercializadores, importadores, exportadores e consumidores livres e especiais. As relações comerciais entre tais agentes no ACL são livremente regidas por contratos bilaterais de compra e venda, nos quais devem estar estabelecidos os prazos e volumes e devem, obrigatoriamente, ser registrados na CCEE.

Para ser elegível à contratação no ACL, basta o consumidor se enquadrar no Grupo A, ou seja, estar ligado ao sistema em alta tensão, independentemente da demanda contratada, nos termos da Portaria Normativa nº 50/GM/MME, de 27 de setembro de 2022. Uma vez no ACL, o consumidor só pode voltar ao ambiente regulado se notificar o distribuidor local com no mínimo cinco anos de antecedência, ou em menor prazo se definido pelo distribuidor.

Ambiente de Contratação Regulada

No Ambiente de Contratação Regulada (“ACR”) as empresas de distribuição realizam a compra da energia para atender à necessidade projetada do seu mercado cativo para os próximos anos, devendo garantir o atendimento a 100% de seu mercado através dos contratos registrados na CCEE. As compras são realizadas através de dois tipos de contratos bilaterais: contratos de quantidade de energia e contratos de disponibilidade de energia.

Em contratos de quantidade de energia, caso a geradora não consiga atender a quantidade contratada, a mesma é obrigada a realizar a compra da energia de outra fonte, para poder suprir a

demanda contratada. Já em contratos de disponibilidade de energia, a geradora compromete-se a disponibilizar certa capacidade ao ACR, caso em que a receita da concessionária é garantida e eventuais custos adicionais incorridos pelas distribuidoras serão repassados aos consumidores, mitigando seus riscos.

As distribuidoras somente podem adquirir energia no ACR através da participação em leilões do ACR. Desses leilões resultam:

- O contrato de concessão dos geradores vendedores (UHEs), ou o ato autorizativo para as demais fontes; e
- Os contratos de comercialização de energia no ambiente regulado ("CCEARs"), firmados entre os geradores e as distribuidoras.

Os leilões do ACR são normalmente realizados pela ANEEL, podendo ser:

- Leilões de energia existente: início de suprimento no próprio ano ou nos anos seguintes ao de realização do leilão, definidos, respectivamente, como Leilões "A"; "A-1"; "A-2"; "A-3"; "A-4"; e "A-5";
- Leilões de energia nova: definidos como "A-3"; "A-4"; "A-5"; "A-6"; e "A-7", a depender do prazo para início da entrega de energia. Nessa categoria, também são realizados leilões exclusivos para fontes alternativas; e
- Leilões de ajuste: visam a adequar a contratação de energia pelas distribuidoras, tendo em vista eventuais diferenças entre as previsões feitas distribuidoras em leilões anteriores e o efetivo comportamento de seu mercado.

O não atendimento da totalidade dos seus mercados pode resultar na aplicação de multas para as distribuidoras. Existem mecanismos para reduzir essa possibilidade, tal como a compra de energia de outras distribuidoras cuja quantidade adquirida de energia excedeu a demanda prevista, ou a compra de energia nos leilões de ajuste que ocorrem ao longo do ano. Da mesma forma, se uma empresa contratar mais do que 105% da energia necessária para o atendimento de seu mercado cativo, estará sujeita a um risco relacionado ao preço (i.e. o impacto financeiro desse excesso não pode ser repassado aos consumidores cativos). Para mitigar este risco de preço, as distribuidoras podem reduzir seus contratos de compra nos leilões de energia.

Redução da Energia Contratada

O Decreto nº 5.163/04, que regula a comercialização de energia elétrica nos termos da Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico, permite que as empresas de distribuição reduzam seus CCEARs: (1) para compensar a saída de consumidores potencialmente livres do mercado regulado, de acordo com declaração específica entregue ao MME, (2) em até 4% ao ano do volume contratado inicial, em razão de desvios nas estimativas de projeções de mercado, a critério das empresas de distribuição, com início dois anos após a declaração inicial da demanda de energia e (3) na hipótese de aumento no volume de energia adquirido nos termos dos contratos firmados até 16 de março de 2004.

Tarifas

A homologação de tarifas pela ANEEL é feita com base no acesso aos sistemas de distribuição e de transmissão. Com isso, surge a formação de tarifas específicas para cada tipo de atividade, conforme apontado abaixo:

Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão ("TUST")

Tarifa paga por empresas de distribuição, geradoras e consumidores livres e especiais pelo uso da rede básica de energia elétrica. Esta tarifa é revisada anualmente de acordo com (i) a inflação e (ii) a receita anual das empresas de transmissão, uma vez que esta incorpora custos de expansão da própria rede.

Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição ("TUSD")

Tarifa paga por concessionárias e consumidores livres e especiais pelo uso do sistema de uma empresa de distribuição à qual estão conectados. Esta tarifa é atualmente composta por duas parcelas – uma denominada "TUSD encargos", cobrada com base no consumo de energia, e outra, "TUSD fio", cobrada pela demanda contratada, ambas sujeitas à revisão anual, de acordo com a variação de suas parcelas.

Formação de Tarifas de Distribuição

Conforme determinado pela ANEEL, a tarifa de distribuição é composta por duas parcelas: (i) Parcela A, que envolve os custos relacionados às atividades de geração e transmissão de energia elétrica, cujos preços e montantes escapam à vontade ou gestão da distribuidora, em certa medida, além de encargos setoriais; e (ii) Parcela B, que envolve os custos "gerenciáveis" da distribuidora, ou os custos próprios da atividade de distribuição e de gestão comercial dos clientes. Os custos da Parcela A incluem: (i) custos de aquisição de energia; (ii) custos com o transporte de energia; e (iii) encargos setoriais. Dessa forma, a incorporação de custos de Parcela A no cálculo da tarifa representa uma forma de pass-through dos custos que, por não estarem relacionados às condições operacionais da própria distribuidora, são arcados pelo consumidor.

A Parcela B compreende os itens de custo que estão sob o controle das concessionárias, incluindo: (i) retorno sobre investimentos relacionado à área de concessão; (ii) custos de depreciação; e (iii) custos de operação e manutenção do sistema de distribuição.

Em razão da diferença conceitual entre custos gerenciáveis e não gerenciáveis, os valores da Parcela A e da Parcela B da concessionária são tratados de maneira distinta no cálculo do reajuste tarifário.

Reajuste Tarifário Anual

As tarifas das concessionárias de distribuição, estabelecidas nos contratos de concessão originais, são preservadas pela condição de reajuste tarifário, mantendo o equilíbrio econômico-financeiro das concessões. Assim, para manter o poder de compra da receita da concessionária, este reajuste ocorre anualmente, na data de aniversário do contrato de concessão, exceto nos anos em que já ocorre a revisão tarifária periódica.

Para aplicação do reajuste, são calculados todos os custos da Parcela A e B (conforme definido anteriormente). Os custos de Parcela A são reajustados para diminuir o risco da distribuidora em relação a condições não intrínsecas à sua operação (como eventos climáticos), enquanto os custos de Parcela B são corrigidos de acordo com o Índice Geral de Preços do Mercado ("IGP-M"), divulgado pela Fundação Getúlio Vargas, e ajustados por um fator X (índice fixado pela ANEEL e que possui a função de compartilhar com o consumidor os ganhos de eficiência e competitividade da concessionária).

O fator X é calculado com base em três componentes: (i) qualidade técnica e comercial do serviço prestado ao consumidor; (ii) trajetória de custos operacionais; e (iii) um fator baseado em ganhos de produtividade da concessionária devido ao crescimento de mercado.

Sistema de Bandeiras Tarifárias

Embora o reajuste tarifário tenha efeito primordial para evitar que distribuidoras assumam os riscos de liquidez referentes aos custos de geração de energia (custos vinculados à Parcela A), este ocorre anualmente. Assim, para evitar que a distribuidora assuma o risco de liquidez do ônus de capital de giro relacionado a tais custos até a data de seu próximo reajuste anual, foi criado o Sistema de Bandeiras Tarifárias. Este sistema foi criado para aliviar o dispêndio de capital de giro das distribuidoras, sinalizando aos consumidores os custos reais da geração de energia elétrica.

O Sistema de Bandeiras Tarifárias se baseia em informações do ONS sobre a capacidade de geração de energia elétrica no país, devendo este refletir o custo de geração de energia e automaticamente refletir alterações de custo nas tarifas.

As bandeiras podem ser classificadas como verde, amarela ou vermelha, indicando se a energia custará mais ou menos, em função das condições de geração de energia elétrica do país e do acionamento das usinas térmicas.

Revisões Tarifárias Periódicas

As empresas de distribuição de energia elétrica, conforme o contrato de concessão, também têm direito à revisão periódica das tarifas com intervalos que podem variar de três a cinco anos. Esta é feita pela ANEEL com o propósito de alterar as tarifas (para baixo ou para cima) de forma que estas reflitam as alterações nas estruturas de custo dos mercados das concessionárias.

Além disso, as distribuidoras são remuneradas por um custo médio ponderado de capital (WACC regulatório) que é calculado pela ANEEL anualmente e publicado até o final do mês de fevereiro de cada ano de aplicação. Para 2024, os valores homologados foram de 7,66% ao ano, depois de impostos, e 11,61% antes de impostos (a remuneração de ativos do Programa Luz para Todos e da Reserva Global de Reversão de 0,08% ao ano).

As Bases de Remunerações Líquidas (BRL) homologadas das distribuidoras de energia elétrica, ajustadas pelo IPCA para dezembro/2024, são as seguintes:

Distribuidoras	BRL Regulatória atualizada por IPCA até 31 de dezembro de 2024 (R\$ milhões)	Data de Revisão Tarifária	Ciclo Tarifário	WACC (antes de impostos)	Próximas revisões tarifárias
(1) EMR	793,8	Junho/2021	5ª	10,62%	Junho/2026
(2) EPB	2.356,5	Agosto/2021			Agosto/2025
ESS	1.359,0	Julho/2021			Julho/2026

ESE	1.396,7	Abril/2023	5ª	11,25%	Abril/2028
EMT	7.125,8	Abril/2023			Abril/2028
EMS	3.594,3	Abril/2023			Abril/2028
ETO	1.830,1	Julho/2020	5ª 5ª	11,10% 11,25%	Julho/2025
ERO	3.172,0	Dezembro/2023			Dezembro/2028
EAC	1.101,3	Dezembro/2023			Dezembro/2028
Total	22.729,5				

(1) Considera a soma da EMG e ENF. (2) Considera a soma da EPB e EBO.

Portfólio de consumidores das distribuidoras de energia

Do total de energia elétrica vendida pelas distribuidoras controladas pela Companhia aos seus consumidores finais do mercado cativo (39.455,4 GWh em 2023), a classe residencial representa o maior consumidor, com 36,7%, seguida da classe industrial, com 20,6%. O acompanhamento do número de consumidores e as respectivas vendas de energia das distribuidoras do Grupo Energisa apresentam-se conforme abaixo:

Evolução do número de consumidores cativos

Classe de Consumo	2024	2023	2022
Residencial	7.451.283	7.206.759	7.026.816
Industrial	551.205	40.785	41.605
Comercial	37.690	567.700	561.048
Rural	649.738	675.702	684.136
Outros	95.753	95.988	93.526
Total	8.785.651	8.586.934	8.407.131

Vendas de energia em GWh – Mercado próprio + livre em GWh

Classe de Consumo	2024	2023	2022

Residencial	17.313,8	15.661,8	14.463,0
Industrial	7.404,6	8.118,7	7.837,0
Comercial	8.864,5	7.165,5	6.943,9
Rural	3.798,8	3.580,2	3.494,5
Outros	5.068,4	4.929,2	4.766,6
Total	42.450,1	39.455,4	37.504,9

Distribuição de gás Mercado Brasileiro de Gás

Em 2024, o consumo médio de gás natural no Brasil alcançou aproximadamente 52,47 milhões de metros cúbicos por dia, representando uma variação positiva de 0,7% em relação ao consumo registrado em 2023, que foi de cerca de 52,07 milhões de metros cúbicos por dia.

Os dados refletem a soma dos volumes consumidos pelos clientes dos segmentos industrial, automotivo, comercial, residencial, geração elétrica, cogeração, matéria-prima e outros, com base no levantamento estatístico mensal realizado pela Abegás (Associação Brasileira das Empresas Distribuidoras de Gás Canalizado), em conjunto com as concessionárias de distribuição de gás canalizado em todo o território nacional.

O principal destaque do ano foi o expressivo crescimento de 22,9% no consumo médio do segmento de geração elétrica a gás natural, impulsionado pelo maior despacho de gás natural para usinas termelétricas pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS).

A tabela a seguir apresenta o mercado de distribuição de gás do Grupo Energisa, segmentado por CDL, com dados referentes ao final do ano de 2024. Essa visão permite visualizar a atuação da companhia em cada área de concessão, destacando o perfil de consumo e a representatividade de cada mercado atendido.

Valores em Mil m ³	ES GÁS	COPERGÁS	CEGÁS	ALGÁS	POTIGÁS
Residencial	6.178	8.523	2.583	4.847	3.190
Comercial	4.340	9.637	5.581	4.511	5.288
Industrial	616.798	397.586	126.109	148.908	30.697
Automotivo	23.164	146.663	48.220	24.635	49.043
Termoelétrico	40.398	28.155	10.486	-	-
Comercialização	-	-	14.280	-	-
Cogeração	-	821	-	201	189
GNC	-	1376	-	165	1.060

Livre	-	486659	29.275	-	18.306
Volume Total	6.178	8.523	2.583	4.847	3.190

Regulação atribuída às Concessões do Grupo Energisa

Características da regulação da Price CAP

A regulação da distribuição de gás natural no estado do Espírito Santo é conduzida pela Agência de Regulação dos Serviços Públicos do Espírito Santo (ARSP), responsável pela fiscalização, regulamentação, controle e avaliação dos serviços públicos concedidos, permitidos e autorizados no estado. O modelo de regulação praticado é o Price CAP (definição de preço teto) usado para balancear os interesses das concessionárias de gás natural e os direitos dos consumidores, promovendo eficiência no serviço e mantendo a acessibilidade das tarifas.

- Modelo de incentivo baseado na BAR (base de ativos regulatória);
- Espaço para custos eficientes, além de ajustes no preço da molécula/macro;
- Reajustes anuais e revisões tarifárias periódicas a cada 5 anos;
- Prazo de concessão de 25 anos a partir de 2020 (até 2045);
- Remuneração baseada na aplicação de um wacc (termos reais, depois de impostos) sobre a BAR, com atualizações de ambas a cada revisão tarifária periódica. A wacc do primeiro ciclo foi estabelecida em 9,96%.
- Receita dividida em TUSD que cobre os custos e ativos relacionados aos consumidores cativos e preço do gás (preço e transporte da molécula);
- TUSD é calculada em um modelo de fluxo de caixa forward looking, com projeções para CAPEX, OPEX e volumes.

Características da regulação Cost Plus

Já com relação aos ativos da Norgás (Cegás, Algás, Potigás, Copergás), que consideram os estados e seus respectivos órgãos regulatórios, conforme seguem: Ceará (ARCE), Alagoas (ARSAL), Rio Grande do Norte (ARSEP) e Pernambuco (ARPE), o modelo de regulação praticado é o Cost Plus tipicamente utilizado para o desenvolvimento inicial e acelerado da infraestrutura de rede.

- Modelo baseado na BAR (base de ativos regulatórios);
- Receita permitida alinhada com os custos realizados;
- Prazo de concessão de 30 e 50 anos;
- Ciclos tarifários anuais;
- Taxa de retorno nos investimentos de 20% definida nos contratos de concessão;
- Taxa de retorno nos custos operacionais de 20% definida nos contratos de concessão;
- Volume de 80% do gás projetado para ser vendido no ano considerado no cálculo da margem.

Por se tratar de modelos com regulação estadual, não há base de dados para comparação, as empresas de distribuição de gás são compatíveis com elas mesmos. (ii) condições de competição nos mercados

Outros fatores que influenciam o comportamento dos mercados de atuação da Companhia, benefícios fiscais ou subsídios.

A Superintendência do Desenvolvimento do Nordeste ("SUDENE") e a Superintendência do Desenvolvimento da Amazônia ("SUDAM"), que pertencem ao Ministério do Desenvolvimento Nacional, emitiram os Laudos Constitutivos em nome de algumas das nossas subsidiárias, outorgando a elas o benefício de redução do imposto de renda de 75%, calculado sobre imposto de renda apurado na base do lucro da exploração, sob a justificativa de diversificação de empreendimento de infraestrutura.

A Lei do Bem (Lei 11.196/2005) concede benefícios fiscais a empresas que realizem aporte em projetos de PD&I objetivando uma inovação tecnológica, facultando às empresas o benefício da redução na alíquota de Imposto de Renda e na Contribuição Social sobre o Lucro Líquido a recolher sobre o Lucro Real.

O PAT funciona como um benefício fiscal para qualquer empresa que tenha ao menos um trabalhador com vínculo empregatício e que: deve ser pré-pago; não tem natureza salarial; gera isenção dos impostos sociais (FGTS e INSS) sobre o valor gasto com a alimentação.

Os demais subsídios referem-se basicamente a outros incentivos fiscais utilizados pela Companhia e controladas, como PAT (Programa de Alimentação do Trabalhador), Acréscimo Moratório, Doações/Patrocínios Culturais, Lei nº 8.313/91 e Projetos Desportivos, Lei nº 11.438/2006.

A tabela abaixo demonstra os valores apurados dos benefícios fiscais por distribuidora no último exercício social:

Incentivos Fiscais	Legislação (Lei)	IRPJ	CSL	EMT	EMS	ETO	EP	ESE	EAC	ER	EM	ESS
Lei do Bem												
(Pesquisas Tecnológicas e Desenvolvimento Tecnológica)	Lei 11.196/2005	✓	✓	21.145.724,68	15.613.069,42	8.864.708,67	21.691.080,27	7.243.772,68	-	-	-	6.222.197,53

<i>Sudam/Sudene – Lucro da Exploração</i>	<i>Lei 13.799/2019</i>	✓	x	151.175.362,85	-	75.141.575,72	95.836.392,18	45.463.641,86	-	-	-	-
<i>PAT (Programa de Alimentação do Trabalhador)</i>	<i>Lei 6.321/1976</i>	✓	x	3.855.241,58	3.082.344,72	2.019.489,62	2.819.010,16	1.155.687,78	-	-	-	632.504,41
<i>Fundos Nacional, Estaduais ou Municipais do Idoso</i>	<i>Lei 12.213/2010</i>	✓	x	394.460,00	175.240,00	90.400,00	120.000,00	88.660,00	-	-	-	53.560,00
<i>Patrocínio Projeto Desportivo</i>	<i>Lei 11.438/2006</i>	✓	x	380.000,00	310.000,00	140.000,00	344.872,06	-	-	-	-	-
<i>Conselho da Criança e do Adolescente</i>	<i>Lei 8.069/1990</i>	✓	x	364.460,00	175.240,00	90.400,00	120.000,00	88.660,00	-	-	-	53.560,00
<i>Doação e Patrocínio</i>	<i>Lei 8.313/1991</i>	✓	x	3.855.241,58	-	2.547.000,00	2.969.000,00	1.281.000,00	314.000,00	-	-	632.504,41
Total				181.170.490,70	19.355.894,14	88.893.574,01	123.900.354,67	55.321.422,32	314.000,00	-	-	7.594.326,35

Situações de monopólio ou oligopólio

Na distribuição e transmissão os segmentos se caracterizam como monopólios naturais, não havendo, portanto, concorrência via livre mercado. No entanto, as condições de competição em que

essas empresas do grupo atuam é determinada por um arcabouço regulatório em crescente desenvolvimento, constituindo assim um ambiente em que esses negócios controlados pela Companhia estão e continuarão a estar sujeitos ao aumento de concorrência. O processo competitivo das transmissoras ocorre por meio de leilões regulados, enquanto as distribuidoras de energia elétrica estão sujeitas a regulação por incentivo.

No Brasil, o segmento de geração centralizada era consideravelmente competitivo até 2012, uma vez que a maioria dos geradores eram livres para estabelecer seus preços, seja diretamente com consumidores ou por meio de leilões regulados. A partir de 2013, a ANEEL começou a regular os preços das usinas hidroelétricas, principal fonte geradora de energia no país. Contudo, no país, o segmento é bastante pulverizado. O segmento de geração distribuída também atua em um ambiente competitivo. A comercialização de energia, por sua vez, também atua em um segmento competitivo.

Custo de matéria prima e outras despesas

Não aplicável, tendo em vista que a Companhia é uma prestadora de serviço e não depende de matéria prima para exercício de suas atividades. Ademais, a Companhia não possui outras despesas não relacionadas com suas atividades operacionais.

Dependência de tecnologia

Nosso modelo de negócios é dependente de tecnologia típica dos ativos elétricos que compõe a base de ativos da companhia e os demais equipamentos relacionados às atividades do Grupo.

Utilização de concessões e franquias

Conforme exposto ao longo do item 1.6.a, o Grupo Energisa conta com 9 distribuidoras de energia no Brasil, 13 concessões de transmissão , 1 concessão de distribuição de gás natural e participações societárias indiretas em 4 distribuidoras de gás no nordeste.

(d) eventual sazonalidade

As atividades de distribuição de energia elétrica e de gás natural do Grupo Energisa não apresentam variações sazonais significativas que impactem de forma relevante o volume das vendas consolidadas.

As vendas físicas consolidadas mantiveram-se estáveis ao longo dos quatro trimestres de 2024, conforme demonstrado a seguir:

Vendas Consolidadas de Energia Elétrica – GWh Vendido (Mercado Cativo Faturado)

Período	2024	
	GWh	%
1º trimestre	8.286,5	25,3%
2º trimestre	7.491,4	24,9%
3º trimestre	7.914,8	23,6%
4º trimestre	8.034,5	26,1%

Total	31.727,1	100%

Vendas Consolidadas de Gás natural total – Mil M³ Vendido

Período	2024	
	Mil m³	%
1º trimestre	555.294	24%
2º trimestre	534.902	24%
3º trimestre	577.337	25%
4º trimestre	607.266	27%
Total	2.274.799	100%

(e) principais insumos e matérias-primas, informando:

Não aplicável, tendo em vista que a Companhia é uma prestadora de serviço e não depende de matéria prima para exercício de suas atividades. Ademais, a Companhia não possui outras despesas não relacionadas com suas atividades operacionais.

(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

Os CCEARs são celebrados entre as distribuidoras e os geradores vencedores dos Leilões de Energia. A assinatura do contrato é feita eletronicamente via plataforma digital da CCEE. Com o início da vigência do contrato, os geradores passam a emitir faturas a serem pagas pelas distribuidoras. Caso ocorra qualquer divergência nos montantes faturados ou dúvida pontual, há facilidade na comunicação com os geradores para se ajustar ou fazer qualquer esclarecimento associado aos pagamentos da distribuidora.

Uma vez por ano é possível sazonalizar os contratos através de conciliação entre as partes, de forma a melhor refletir as necessidades dos agentes. A sazonalização também é feita através da plataforma digital da CCEE e precisa ser formalizada até meados de janeiro do ano em que os contratos são sazonalizados.

(ii) eventual dependência de poucos fornecedores

A Companhia não possui dependência de poucos fornecedores (geradores).

(iii) eventual volatilidade em seus preços

A Companhia está sujeita à volatilidade nos preços da energia elétrica, que está diretamente relacionada à oferta do produto. Contudo, os impactos oriundos da volatilidade nos preços na compra de energia dos fornecedores são repassados integralmente para o consumidor através da parcela A das tarifas de energia elétrica, desde que os limites de contratação sejam observados pelas distribuidoras. Conforme a obrigação imposta pelo Novo Modelo do Setor Elétrico, as distribuidoras devem atender à totalidade dos seus mercados. O não atendimento da totalidade dos seus mercados

pode resultar na aplicação de multas para as distribuidoras. Da mesma forma, se uma distribuidora exceder o limite para sobrecontratação previsto na legislação aplicável, estará sujeita a um risco relacionado ao preço (i.e., o impacto financeiro desse excesso não pode ser repassado aos consumidores cativos).

1.5 Principais clientes

(a) montante total de receitas provenientes do cliente

Em 31 de dezembro de 2024, a Companhia não possui clientes que concentrem, individualmente, mais de 10% da sua receita operacional líquida.

(b) segmentos operacionais afetados pelas receitas provenientes do cliente

Não aplicável, tendo em vista que nenhum cliente foi responsável por mais de 10% da receita líquida total da Companhia em 31 de dezembro de 2024.

1.6 Efeitos relevantes da regulação estatal

As principais atividades das concessionárias são reguladas e supervisionadas pelo Governo Federal do Brasil, por intermédio de autoridades regulatórias. Essas autoridades vêm implementando políticas que têm impacto de longo alcance sobre o setor energético brasileiro, em particular o setor elétrico. Como parte da reestruturação do setor, a Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico introduziu uma nova estrutura regulatória para o setor elétrico brasileiro, em que os assuntos voltados à modernização do setor permanecem em constante discussão pelas autoridades regulatórias e pelos agentes. Dentre as modificações regulatórias promovidas no setor destacam-se: (i) a alteração das regras sobre a compra e venda de energia elétrica entre as empresas geradoras de energia e as concessionárias, permissionárias e autorizadas de serviço público de distribuição de energia elétrica; (ii) novas regras para licitação de empreendimentos de geração; (iii) a criação da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (“CCEE”) e de novos órgãos setoriais; e (iv) a alteração nas competências do MME e da ANEEL.

De acordo com a legislação brasileira, a ANEEL está autorizada a regular diversos aspectos dos negócios das concessionárias de distribuição, geração e transmissão de energia elétrica, inclusive com relação à necessidade de investimentos, à realização de despesas adicionais e à determinação das tarifas cobradas, bem como limitar o repasse do preço da energia comprada às tarifas cobradas pelas concessionárias de distribuição.

Além do marco regulatório estabelecido pela Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico, a legislação setorial está em constante evolução, sofrendo impacto direto de políticas do Governo Federal como observado nas mudanças do modelo decorrentes da publicação das Medidas Provisórias nº 579/2012 e nº 735/2016, posteriormente convertidas nas Leis nº 12.783/2013 e nº 13.360/2016.

Mais recentemente, a nova onda de Modernização setorial está sendo debatida notadamente no Projeto de Lei nº 414/2021 (Projeto de Lei no Senado nº 232/2016), em tramitação na Câmara dos Deputados, que propõe a expansão do mercado livre de energia elétrica entre outros temas.

O efeito das medidas regulatórias a serem implementadas de acordo com o novo marco legal da Modernização do Setor Elétrico são difíceis de se prever mas o Grupo Energisa trabalha para minimizar efeitos adversos que por ventura possam afetar os negócios e os resultados operacionais das concessionárias de distribuição de energia elétrica.

Fundamentos Históricos

A Constituição Federal estabelece que a exploração dos serviços e instalações de energia elétrica pode ser realizada diretamente pela União ou por meio da outorga de concessões, permissões ou autorizações. Historicamente, o setor elétrico brasileiro foi operado principalmente por concessionárias controladas pelo Governo Federal. A partir dos anos 1990, diversas medidas foram adotadas para ampliar o investimento privado e promover a concorrência, inclusive com a participação de capital estrangeiro.

Em 1995, foram instituídas a Lei de Concessões e a Lei de Concessões de Serviços de Energia Elétrica, que estabeleceram:

- A obrigatoriedade de licitações para concessões de serviços de energia;
- A criação dos consumidores livres, que podem adquirir energia diretamente dos geradores;
- O livre acesso aos sistemas de distribuição e transmissão;

- A regulamentação da atuação de produtores independentes e das Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCHs).

Nesse período, iniciou-se o processo de privatização de ativos da Eletrobras e de empresas estaduais.

Em 1998, a Lei nº 9.648 promoveu a reestruturação do setor com destaque para:

- Criação do Mercado Atacadista de Energia Elétrica (MAE), atual CCEE;
- Estabelecimento do Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS);
- Novos mecanismos contratuais para distribuidoras e geradoras;
- Licitações para outorga de concessões.

Em 2004, foi sancionada a Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico, que reforçou a contratação regulada de energia no âmbito do Sistema Interligado Nacional (SIN) e definiu regras para comercialização. O Decreto nº 5.163/2004 consolidou os mecanismos de leilões de energia.

A Medida Provisória nº 579/2012, convertida na Lei nº 12.783/2013, visou reduzir tarifas e alterar regras de renovação das concessões, além de estabelecer os Contratos de Alocação de Cotas de Garantia Física (CCGF).

Em 2016, a Lei nº 13.360 promoveu mudanças relevantes, como a transferência da gestão da CDE, RGR e CCC para a CCEE e a possibilidade de negociação de excedentes energéticos por distribuidoras. Também ampliou os descontos para pequenas usinas hidroelétricas.

Mais recentemente, a modernização do setor vem sendo debatida em fases, com destaque para o Projeto de Lei nº 414/2021, que propõe:

- Abertura gradual do mercado consumidor;
- Reforma na formação de preços no mercado de curto prazo;
- Adequação da regulação às novas tecnologias;
- Racionalização de subsídios e separação de lastro e energia.

Nesse contexto, foi editada a Medida Provisória nº 1.300/2025, que marca uma nova etapa na modernização do setor elétrico, com os seguintes objetivos principais:

- Ampliar o acesso à Tarifa Social de Energia Elétrica, isentando totalmente o pagamento para famílias de baixa renda que consumam até 80 kWh/mês;
- Estender a isenção da CDE para determinados consumidores de baixa renda com consumo de até 120 kWh/mês;
- Estabelecer a abertura do mercado livre de energia a partir de 2026 (setores industriais e comerciais) e 2027 (consumidores residenciais);
- Revisar subsídios setoriais e disciplinar a autoprodução de energia.

A MP 1.300/2025 representa um passo relevante para o aumento da eficiência, da concorrência e da sustentabilidade tarifária no setor elétrico nacional.

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

A área de geração de energia elétrica da Companhia foi alienada em março e maio de 2015, exceto pelos seguintes ativos: a Energisa Geração Usina Maurício S.A., as centrais solares Rio do Peixe I e Rio do Peixe II e as centrais eólicas em fase pré-operacional, Parque Eólico Sobradinho Ltda., Energisa Geração Central Solar Coremas, Energisa Geração Central Eólica Boa Esperança, Energisa Geração Central Eólica Mandacaru, Energisa Geração Central Eólica Alecrim Energisa Geração Central Eólica Umbuzeiro Muquim, Energisa Geração Central Eólica Maravilha I, Energisa Geração Central Eólica Maravilha II, Energisa Geração Central Eólica Maravilha III, Energisa Geração Central Eólica Maravilha IV e Energisa Geração Central Eólica Maravilha V, os quais se sujeitam também à observância da legislação setorial e às normas editadas pelo Poder Executivo da União, pela ANEEL e pelo MME, tanto para a obtenção de atos autorizativos para a exploração da atividade de geração, como para o exercício dessa atividade. Adicionalmente, em 17 de junho de 2019, a Companhia finalizou a aquisição de 87% do capital social e votante da Alsol.

As empresas ou consórcios que desejem construir e/ou operar instalações para geração com potência acima de 50 MW com base em fonte hídrica, independentemente do regime, ou com base em fonte térmica, desde que destinada ao serviço público, transmissão ou distribuição de energia no Brasil devem participar de processos licitatórios.

As concessões garantem o direito de implantar e explorar empreendimentos para geração, empreendimentos para transmissão ou prestação de serviço público de distribuição de energia em determinada área de concessão por um período determinado. Esse período é limitado a 35 anos para novas concessões de geração, e 30 anos para novas concessões de transmissão ou distribuição. O aproveitamento de potencial hidráulico de potência superior a 5.000 kW e igual ou inferior a 30.000 kW, destinado a produção independente ou autoprodução, mantidas as características de pequena central hidrelétrica, e o aproveitamento de potencial hidráulico de potência superior a 5.000 kW e igual ou inferior a 50.000 kW, destinado a produção independente ou autoprodução, independentemente de ter ou não características de pequena central hidrelétrica dependem de autorização do Poder Concedente. As autorizações são válidas por 30 anos, podendo ser prorrogadas a critério do Poder Concedente. Os direitos decorrentes das autorizações, incluídos aqueles sobre a exploração de potencial hidrelétrico, podem ser cedidos para outra empresa ou consórcio de empresas, desde que mediante prévia autorização da ANEEL.

As autorizações perdem sua validade quando do término do prazo fixado pelo Poder Concedente. No entanto, o Poder Concedente pode extinguir as autorizações antes do prazo fixado, caso a respectiva autorizada cometa alguma das infrações listadas abaixo, consideradas razões que podem ensejar a extinção das autorizações antes do prazo:

- comercializar energia em desacordo com as prescrições da legislação específica e das próprias autorizações;
- descumprir as obrigações decorrentes das autorizações e da legislação de regência;
- transferência a terceiros dos bens e instalações sem prévia e expressa autorização da ANEEL;
- não recolhimento de multa decorrente de penalidade imposta por infração;
- descumprimento de notificação da ANEEL para regularizar a exploração da central geradora; desligamento do agente da CCEE;
- solicitação das respectivas autorizadas; ou

- desativação da central geradora.

Com o início da vigência, em 18 de dezembro de 2019, da Resolução ANEEL nº 846, de 11 de junho de 2019, está previsto como hipótese de revogação de autorização as infrações relacionadas (i) ao descumprimento aos cronogramas, às obrigações ou aos encargos decorrentes da autorização; (ii) à transferência a terceiros dos bens e instalações sem prévia e expressa autorização da ANEEL, quando aplicável; (iii) ao descumprimento à notificação da Fiscalização para regularizar a exploração do empreendimento objeto da autorização, quando for o caso; (iv) à comercialização da energia elétrica em desacordo com as prescrições da legislação ou do ato autorizativo; e (v) ao desligamento do agente da CCEE, por inadimplemento; sem prejuízo daquelas previstas na legislação e nos atos autorizativos.

Assim como ocorre com a distribuição, trata-se de prestação de serviço público regulado pelo Estado, em que as atividades de transmissão de energia elétrica do Grupo Energisa também se sujeitam aos regulamentos e normas editadas pelo Poder Executivo da União, pelo MME e pela ANEEL. De igual modo, todas as transmissoras sujeitam-se ao disposto nos respectivos contratos de concessão, nos atos administrativos editados pela ANEEL e nas disposições legais aplicáveis ao setor de energia elétrica.

A Companhia ingressou no segmento de transmissão de energia ao vencer os certames referentes a dois lotes (3 e 26) no Leilão de Transmissão nº 005/2016, cujos contratos de concessão foram assinados em 11 de agosto de 2017, visando a construção e operação de linhas de transmissão nos Estados de Goiás e do Pará, respectivamente. Posteriormente, foi arrematado o lote 19 no Leilão de Transmissão nº 002/2018, que teve como objeto a construção e a operação de mais uma linha de transmissão no Estado do Pará, tendo assinado o contrato de concessão em 21 de setembro de 2018. No Leilão de Transmissão nº 004/2018, a Companhia venceu o lote 4, que teve a finalidade de construir e operar a linha de transmissão nos Estados da Bahia e do Tocantins, tendo assinado o contrato de concessão em 22 de março de 2019. No Leilão de Transmissão nº 001/2020, realizado em 17 de dezembro de 2020, que objetivou a construção, operação, manutenção e revitalização de instalações de transmissão existentes, além da construção de novas instalações, localizadas no Estado do Amazonas a Companhia venceu o lote 11, tendo sido assinado o Contrato de Concessão nº 09/2021 em 31 de março de 2021.

O Grupo Energisa, por meio da Energisa Transmissão, sagrou-se vencedora do lote 5 do Leilão de Transmissão nº 002/2021, realizado em 17 de dezembro de 2021, que objetivou a construção de novas instalações, localizadas no Estado do Amapá. O Contrato de Concessão nº 05/2022 foi assinado em 31 de março de 2022, pela Energisa Amapá, Sociedade de Propósito Específico-SPE devidamente constituída para tal fim, com prazo de 30 anos.

Além disso, a ETE, sociedade controlada pela Energisa, celebrou em 17 de fevereiro de 2022, com a intermediação da Energisa, um contrato de compra e venda de ações com o Power Fundo de Investimento em Participações Infraestrutura e Perfin Apollo 14 Fundo de Investimento em Participações Infraestrutura ("Vendedores"), para regular a aquisição da totalidade das ações ordinárias de propriedade dos Vendedores, de emissão da Gemini Energy S.A. ("Gemini" e "Aquisição", respectivamente). A Gemini é detentora de 85,04% e 83,33%, respectivamente, de 2 concessionárias operacionais de transmissão na região Norte que interligam importantes sistemas de geração como Tucuruí e Xingu a centros de consumo do Pará e Amapá, e de 100% de 1 concessionária operacional de transmissão na região Sudeste que faz a ligação entre os Estados do Rio de Janeiro e São Paulo que, em conjunto, possuem uma capacidade de transmissão instalada de 6700 MVA e 1.451 km de extensão, além de 100% de outras duas sociedades não operacionais.

No caso da distribuição de gás, toda concessão fica submetida às normas legais e regulamentares, que disciplinam o modo e a forma de prestação dos serviços, e às regras de ordem contratual, que

fixam as demais condições econômicas, inclusive a de remuneração. No uso de sua competência constitucional, os Estados firmaram Contratos de Concessão, ao longo da década de 90, transferindo a prestação dos serviços locais de gás canalizado a empresas estaduais, em sua maior parte de economia mista – algumas seriam, mais tarde, privatizadas. Estes Contratos de Concessão orientam a forma e o propósito dos serviços de distribuição de gás canalizado, assim como disciplinam a comercialização de gás em âmbito estadual – concedendo o monopólio da prestação dos serviços de gás e limitando, ou não, a comercialização do gás aos consumidores finais pelas distribuidoras.

No caso do Espírito Santo, estado da ES Gás, o regulador estadual é a Agência de Regulação de Serviços Públicos do Espírito Santo (ARSP). A concessão foi adquirida pelo Grupo Energisa em 2023, porém, o atual contrato de concessão foi assinado em 01 de agosto de 2020 entre o Governo do Espírito Santo e o então concessionário, com duração de 25 anos. Na ocasião, as tarifas foram fixadas diretamente no contrato, sem divulgação de detalhes a respeito do cálculo e de metodologias específicas que teriam sido aplicadas, para além das regras gerais do próprio contrato. O contrato prevê que o modelo tarifário a ser adotado é o de price cap (tarifas teto), com processos de revisão tarifária quinquenais e reajustes anuais pela inflação.

A ARSP vem ao longo dos últimos anos trabalhando na construção dos regulamentos necessários para estruturação do arcabouço regulatório estadual o que pode impactar a forma como o regulador conduz os seus processos fiscalizatório e tarifário.

A concessão deverá passar pelo primeiro processo de revisão tarifária apenas em agosto de 2025. Com exceção das diretrizes gerais do contrato de concessão, como mencionado, as metodologias a serem aplicadas no processo ainda não são conhecidas e serão discutidas entre as partes, com realização de consultas e audiências públicas pela ARSP ao longo dos próximos anos. Nesse processo será determinada a margem de distribuição, composta pelos custos operacionais eficientes e remuneração e depreciação da base de ativos regulatória da empresa. Esta margem de distribuição é reajustada pelo IGP-M, anualmente, na data de aniversário do contrato. O preço final aos usuários, além da margem de distribuição, inclui o preço da molécula de gás e do seu transporte.

O custo de aquisição e transporte do gás entre as unidades de produção e processamento e a rede de distribuição é determinado em contratos bilaterais – os preços são repassados diretamente aos usuários pela ARSP em processos de reajuste trimestrais. As eventuais diferenças entre o preço do gás na tarifa e o preço efetivamente pago aos fornecedores e transportadores compõem uma conta gráfica, com correção pela Selic a ARSP já regulamentou o mercado livre no Estado, cujos usuários podem adquirir o gás diretamente dos fornecedores. Nesse caso, os usuários pagam à concessionária de distribuição apenas uma tarifa de uso do sistema de distribuição (TUSD), cujo valor é definido pela ARSP no processo de revisão. Atualmente, a TUSD é igual à margem de distribuição do mercado cativo.

Principais Entidades Políticas e Regulatórias

As seguintes instituições federais do setor de energia elétrica definem políticas, regras e normas que norteiam e influenciam as atividades da companhia:

Conselho Nacional de Política Energética – CNPE

Em agosto de 1997, o Conselho Nacional de Política Energética, ou CNPE, foi criado para assessorar o Presidente da República no que tange ao desenvolvimento e criação de uma política energética nacional. O CNPE é presidido pelo MME e a maioria dos seus membros são funcionários do Governo Federal. O CNPE foi criado para otimizar o uso dos recursos energéticos brasileiros e para garantir o suprimento de energia ao país.

Ministério de Minas e Energia – MME

O MME é o principal órgão regulador do Governo Federal, no que concerne ao setor elétrico. Após a aprovação da Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico, o Governo Federal, agindo principalmente por intermédio do MME, assumiu certos deveres que estavam anteriormente sob a responsabilidade da ANEEL, incluindo a elaboração de diretrizes que regem a outorga de concessões e os leilões para concessões atinentes a serviços públicos e uso de bens públicos, sendo também responsável por estabelecer o planejamento do setor energético nacional, monitorar a segurança do suprimento e definir ações preventivas para restauração da segurança de suprimento no caso de desequilíbrios conjunturais entre oferta e demanda de energia.

Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL

O setor elétrico brasileiro é regulado pela ANEEL, uma agência reguladora federal independente. Após a promulgação da Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico, a principal função da ANEEL é regular e fiscalizar o setor elétrico, de acordo com a política determinada pelo MME e responder a questões que sejam delegadas a ela pelo Governo Federal e pelo MME. As atuais responsabilidades da ANEEL incluem, entre outras: (i) administrar concessões para atividades de geração, transmissão e distribuição de energia, inclusive com o controle das tarifas praticadas por referidos agentes, conforme aplicável; (ii) fiscalizar a prestação de serviços pelas concessionárias e impor as multas aplicáveis; (iii) promulgar normas para o setor elétrico de acordo com a legislação em vigor; (iv) implantar e regular a exploração de fontes de energia, inclusive o uso de energia hidrelétrica; (v) promover licitações para novas concessões; (vi) resolver disputas administrativas entre os agentes do setor; e (vii) definir os critérios e a metodologia para determinação de tarifas de transmissão e de distribuição.

Operador Nacional do Sistema – ONS

O ONS foi criado em 1998 como entidade privada sem fins lucrativos, composta por consumidores livres e pelas companhias de energia que atuam no setor de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica, além de outros agentes privados, tais como importadores e exportadores de energia elétrica. A Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico concedeu ao Governo Federal poder para nomear três diretores do ONS, inclusive o Diretor Geral. O principal papel do ONS é coordenar e controlar as operações de geração e transmissão no SIN, observadas a regulamentação e supervisão da ANEEL, bem como propor a ampliação das instalações de rede básica e os reforços dos sistemas existentes, a serem considerados no planejamento da expansão dos sistemas de transmissão.

Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE

Um dos principais papéis da CCEE é a condução dos leilões públicos no ambiente regulado, incluindo o leilão de energia nova e energia existente, mediante delegação da ANEEL. Adicionalmente, a CCEE é responsável, dentre outras coisas, pelo (1) registro dos volumes de todos os Contratos de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado, ou CCEAR, e dos contratos resultantes do mercado livre, ou CCEAL, e (2) a contabilização e a liquidação das negociações de curto prazo.

A CCEE também é responsável pelo cálculo do preço da energia comercializada no mercado de curto prazo, conhecido como o Preço de Liquidação de Diferenças (“PLD”).

Até 2014, o cap do PLD baseou-se nos custos de produção da usina termoeletrica Aletrete. Agora,

o cap do PLD baseia-se nos custos de produção da usina termoeletrica Mário Lago. A partir de 2015, o piso PLD passou a ser calculado com base no maior valor entre (i) os custos estimados de geração da UHE de Itaipu e (ii) as receitas anuais de geração (RAG) das usinas incluídas no regime de cotas, excluídos os valores relacionados à remuneração e à reintegração de investimentos, e adicionada a estimativa de Compensação Financeira pelo Uso dos Recursos Hídricos – CFURH.

A CCEE é constituída de agentes de geração, distribuição e comercialização de energia e por consumidores livres, e seu conselho de administração é composto por quatro membros indicados por tais agentes e por um membro, o presidente, indicado pelo MME.

Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis – ANP

A ANP foi criada pelo Decreto nº 2.455, de 14 de janeiro de 1998, vinculada ao Ministério de Minas e Energia. A Agência é responsável pela regulação das atividades de exploração e produção de petróleo e gás natural; refino, processamento, transporte e armazenamento de petróleo, gás natural e derivados; armazenamento, distribuição e

revenda de combustíveis de petróleo, solventes, lubrificantes, asfaltos, GLP e biocombustíveis, inclusive etanol (desde 2011, a ANP é responsável pela regulação de toda a cadeia do etanol).

A Lei nº 14.134/2021, chamada Lei do Gás, dispôs sobre as atividades relativas ao transporte, escoamento, tratamento, processamento, estocagem subterrânea, acondicionamento, liquefação, regaseificação e comercialização de gás natural. Desde então, a ANP vem produzindo normativos para regulamentação da Lei.

Importante notar que a regulação do serviço de distribuição é de competência estadual e não da ANP.

Agência de Regulação de Serviços Públicos do Espírito Santo – ARSP

Criada pela Lei Complementar nº 827 de 1º de julho 2016, a ARSP é resultado da fusão da Agência Reguladora de Saneamento Básico e Infraestrutura Viária do Espírito Santo (Arsi) e da Agência de Serviços Públicos de Energia do Estado do Espírito Santo (Arsp).

Sua finalidade é regular e fiscalizar no Espírito Santo, os serviços de saneamento básico abrangendo abastecimento de água e esgotamento sanitário, pedágios das rodovias, energia elétrica e gás natural. É uma autarquia de regime especial, dotada de personalidade jurídica de direito público e autonomias administrativa, patrimonial, técnica e financeira, vinculada à Secretaria de Estado de Desenvolvimento – Sedes.

Empresa de Pesquisa Energética – EPE

O Governo Federal, por meio da autorização instituída pela Lei nº 10.847, de 15 de março de 2004, promulgou o Decreto nº 5.184, em 16 de agosto de 2004, que criou a EPE, companhia estatal responsável pela condução de pesquisas estratégicas sobre o setor energético, incluindo, dentre outros, a energia elétrica, petróleo, gás, carvão e fontes de energia renováveis. A EPE é responsável

(i) pelo estudo de projeções da matriz energética brasileira, (ii) pela preparação e publicação do balanço energético nacional, (iii) pela identificação e quantificação das fontes de energia e (iv) pela obtenção das licenças ambientais necessárias para as novas concessionárias de geração. As pesquisas realizadas pela EPE serão utilizadas para subsidiar o MME na formulação de políticas para o setor energético nacional. A EPE é também responsável pela aprovação da qualificação técnica de novos projetos de energia a serem incluídos nos leilões.

Comitê de Monitoramento do Sistema Elétrico – CMSE

De acordo com a Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico, o Decreto nº 5.175, de 9 de agosto de 2004, criou o Comitê de Monitoramento do Sistema Elétrico (“CMSE”), que atua sob a orientação do MME. O CMSE é responsável por monitorar e avaliar permanentemente a continuidade e segurança das condições de suprimento de energia elétrica e

pela indicação das medidas necessárias para solucionar os problemas identificados.

Mecanismo de Realocação de Energia – MRE

O Mecanismo de Realocação de Energia (“MRE”) é um mecanismo financeiro que visa o compartilhamento dos riscos hidrológicos que afetam os agentes de geração, buscando garantir a otimização dos recursos hidrelétricos do SIN. Qualquer desequilíbrio entre a energia efetivamente gerada e a energia “assegurada” ou “garantida” é coberto pelo MRE. Em outras palavras, o MRE realoca a energia, transferindo o excedente daqueles que geraram mais do que sua energia assegurada para aqueles que geraram menos. A quantidade de energia efetivamente gerada pela usina, sendo ela maior ou menor do que a energia assegurada, é precificada de acordo com uma “Tarifa de Energia de Otimização”, que cobre os custos de operação e manutenção da planta. Essa receita ou despesa adicional é contabilizada em uma base mensal por cada gerador. O racional é que os regimes hidrológicos em diferentes partes do Brasil variem naturalmente. Dessa forma, é do interesse do sistema que os potenciais excedentes ou déficits sejam compartilhados entre as usinas participantes. Em suma, o MRE distribui as perdas e os benefícios resultantes da insuficiência ou excedente de geração.

O MRE é considerado eficiente no que tange à redução dos riscos de usinas individuais que têm condições hidrológicas adversas em uma bacia hidrográfica. Por outro lado, o mesmo não ocorre quando se trata de baixos níveis hídricos, afetando toda a rede ou grande parte dela. Em situações extremas, mesmo com o MRE, a geração agregada do sistema como um todo não vai atingir totalmente a quantidade da energia assegurada, e os geradores hidrelétricos podem ser expostos ao MCP. Nessas situações, a escassez de recursos hídricos será compensada por uma maior utilização da geração térmica e os preços no MCP serão maiores.

Nos anos de 2014 e 2015, o Brasil enfrentou condições hidrológicas adversas, resultando na redução da geração hidrelétrica e, conseqüentemente, na necessidade de maior despacho de usinas termelétricas pelo Sistema Interligado Nacional (SIN). Nesse cenário, as usinas participantes do Mecanismo de Realocação de Energia (MRE) operaram abaixo de suas garantias físicas, ficando expostas ao Mercado de Curto Prazo (MCP).

Essa exposição é medida pelo Generation Scaling Factor (GSF), indicador que representa a razão entre a energia efetivamente gerada pelas usinas do MRE e a soma de suas garantias físicas. Quando o GSF é inferior a 1, indica geração abaixo do previsto, acarretando ônus compartilhado entre as usinas do MRE, que podem incorrer em perdas financeiras conforme seus compromissos de venda. Já quando o GSF supera 1, há excedente de geração, cujos benefícios são igualmente distribuídos.

Nesse cenário, as usinas hidrelétricas e associações relacionadas começaram a pressionar o Governo Federal de modo a encontrar uma solução para os problemas financeiros decorrentes de déficits de GSF. Foram ajuizados vários processos contra o Governo Federal, sustentando que: (a) o Governo Federal foi responsável por aumentar a exposição das usinas do MRE aos déficits de geração, como resultado das políticas instituídas durante os últimos anos; e (b) as usinas do MRE não são obrigadas por lei a suportar os déficits de geração que não resultam de riscos hidrológicos e, em alguns casos, que as usinas do MRE não são obrigadas por lei a suportar os déficits de geração superiores a 5%.

Muitas usinas de geração hidrelétrica e associações obtiveram liminares que as isentaram de déficits de geração ou limitaram os efeitos dos déficits de geração a 5%.

Nesse contexto, e tendo em vista as negociações entre o MME, a ANEEL e os agentes titulares das usinas do MRE, em 18 de agosto de 2015, foi editada a Medida Provisória nº 688, com o objetivo de repactuar os riscos hidrológicos das usinas hidrelétricas que participam no MRE (“MP nº 688/2015”).

No que tange à energia negociada no ACR, a MP nº 688/2015 permitiu que, conforme o caso, as geradoras de usinas hidrelétricas afetadas pelos déficits decorrentes do MRE transferissem os seus custos e receitas relacionadas ao risco hidrológico para os consumidores em troca do pagamento de um prêmio referente ao risco. Foi instruído que esse valor fosse depositado na chamada conta centralizadora dos recursos de bandeiras tarifárias (os adicionais da bandeira tarifária são depositados nessa conta). Dessa forma, seria viabilizada a indenização das perdas que sofreram em 2015, por meio da extensão das suas outorgas de geração de energia (concessões ou autorizações, conforme aplicável) por até 15 anos, dentre outras medidas.

Em outras palavras, as usinas hidrelétricas puderam recuperar os custos incorridos com os déficits de GSF retroativamente a partir de janeiro de 2015. Esses custos seriam recuperados por meio de um “ativo regulatório” a ser amortizado ao longo do prazo de outorga. Se o período da concessão/autorização for insuficiente (i.e. não houver tempo hábil para amortizar o ativo regulatório), os geradores têm direito a uma extensão da concessão/autorização (limitada a 15 anos).

De acordo com as regras da MP nº 688/2015, para repactuar os riscos hidrológicos, os agentes de geração de energia teriam que renunciar a todas as ações ajuizadas e todas as liminares obtidas, bem como a quaisquer outros direitos que teriam em razão de tais ações.

A MP nº 688/2015 foi aprovada pelo Congresso Nacional e convertida na Lei nº 13.203, de 8 de dezembro de 2015, que manteve as regras mencionadas acima.

Finalmente, a ANEEL abriu a Audiência Pública nº 32/2015, apresentando as condições e procedimentos para a repactuação do risco hidrológico. O respectivo regulamento, aprovado por meio da Resolução Normativa da ANEEL nº 684, de 11 de dezembro de 2015, estabeleceu opções para as geradoras em relação ao nível de risco e o procedimento para formalizar sua adesão à repactuação.

Encargos Setoriais

Os encargos setoriais fazem parte das políticas de governo para o setor elétrico.

Reserva Global de Reversão (“RGR”)

Encargo criado pelo Decreto nº 41.019, de 26 de fevereiro de 1957, tem a finalidade de prover recursos para reversão, encampação, expansão e melhoria do serviço público de energia elétrica, para financiamento de fontes alternativas de energia elétrica, para estudos de inventário e viabilidade de aproveitamentos de potenciais hidráulicos e para desenvolvimento e implantação de programas e projetos destinados ao combate ao desperdício e uso eficiente da energia elétrica. As quotas anuais da RGR, conforme estabelece a Resolução nº 23, de 5 de fevereiro de 1999, são definidas com base em 2,5% do investimento “pro rata tempore”, observado o limite de 3,0% das receitas da concessionária. Conforme art. 20 da Lei nº 12.431, de 24 de junho de 2011, a vigência deste encargo, cuja extinção estava prevista para o final do exercício de 2010, foi prorrogada até 2035. De acordo com o art. 21 da Lei nº 12.783/2013, a partir de 1º de janeiro de 2013, ficam desobrigadas do recolhimento da quota anual da RGR: as concessionárias e permissionárias de distribuição de energia elétrica; as concessionárias de serviço público de transmissão de energia elétrica licitadas a partir de 12 de setembro de 2012; e as concessionárias de serviço público de transmissão e geração de energia elétrica prorrogadas ou licitadas nos termos da lei. Sua gestão ficava a cargo da ELETROBRÁS- Centrais Elétricas Brasileiras, mas, com a edição da Lei nº 13.360/2016, tal competência passou a ser da CCEE a partir de maio de 2017.

Conta de Consumo de Combustíveis (“CCC”)

Encargo criado originalmente pelo Decreto nº 73.102, de 7 de novembro 1973, e alterado pelas Leis nº 8.631, de 4 de março de 1993, e a Lei nº 12.111, de 9 de dezembro de 2009, foi extinto pela Lei nº 12.783/2013. Tinha a finalidade de ratear os custos relacionados à geração de energia elétrica nos sistemas isolados, superiores ao custo médio da energia comercializada no ACR do Sistema Interligado Nacional. A partir do ano de 2013, os dispêndios da CCC passaram a integrar o orçamento anual da CDE. Os valores da CCC eram definidos com base no Plano Anual de Combustíveis (PAC), elaborado pela ELETROBRÁS, a partir do Plano Anual de Operação dos Sistemas Isolados, elaborado pelo Grupo Técnico Operacional da Região Norte – GTON, que considerava previsões quanto às condições pluviométricas e a taxa de crescimento do consumo para o ano corrente e os preços dos combustíveis vigentes aplicados sobre a necessidade de geração térmica. Sua gestão ficava a cargo da ELETROBRÁS- Centrais Elétricas Brasileiras, mas, com a edição da Lei nº 13.360/2016, tal competência passou a ser da CCEE.

Compensação Financeira pela Utilização de Recursos Hídricos (“CFURH”)

Criada pela Lei nº 7.990, de 28 de dezembro de 1989. O cálculo da CFURH baseia-se na geração efetiva das usinas hidrelétricas, de acordo com a seguinte fórmula: $CFURH = TAR \times GH \times 7\%$, onde TAR refere-se à tarifa atualizada de referência estabelecida anualmente pela ANEEL (em R\$/MWh) e GH é o montante (em MWh) da geração mensal da UHE. Destina-se a compensar os municípios afetados pela perda de terras produtivas, ocasionada por inundação de áreas na construção de reservatórios de usinas hidrelétricas.

Conta de Desenvolvimento Energético (CDE)

Criada pela Lei nº 10.438, de 26 de abril de 2002, suas funções e formação foram alteradas pela Lei nº 12.783/2013. São objetivos originais da CDE: promover o desenvolvimento energético dos estados e a competitividade da energia produzida a partir de fontes eólica, PCHs, biomassa, gás natural e carvão mineral nacional nas áreas atendidas pelos sistemas interligados; promover a universalização do serviço de energia elétrica em todo o território nacional; e garantir recursos para atendimento à subvenção econômica destinada à modicidade da tarifa de fornecimento de energia elétrica aos consumidores da Subclasse Residencial Baixa Renda (Tarifa Social de Energia Elétrica – TSEE). A partir de 2013, a CDE passou a assumir objetivos similares ao da RGR, como o de permitir a amortização de operações financeiras vinculadas à indenização por ocasião da reversão de concessões de energia elétrica e o de atender a finalidade de modicidade tarifária, estando prevista a possibilidade de transferência de recursos entre os dois fundos setoriais. Também foram adicionadas à CDE as funções de prover recursos para compensar os descontos aplicados nas tarifas de energia elétrica (subsídios tarifários) e o efeito da não adesão à prorrogação das concessões de geração, além de cobrir os custos de geração de energia elétrica nos sistemas isolados, em substituição ao encargo da CCC, que fora extinto. Quanto à origem de recursos da CDE, além de quotas anuais pagas pelos agentes que comercializam energia elétrica com consumidor final, multas aplicadas pela ANEEL e pagamentos anuais a título de Uso de Bem Público (UBP), estão previstas as transferências de recursos da União e da RGR. Sua gestão é de competência da CCEE. Com a edição da Lei nº 13.360/2016, foram estabelecidas novas formas de rateio e pagamento das cotas da CDE, sendo determinado que, a partir de 1º de janeiro de 2030, o rateio deverá ser proporcional ao mercado consumidor de energia elétrica atendido pelas concessionárias de distribuição e

transmissão. A partir de 1º de janeiro de 2017, a proporção desse rateio começou a ser ajustada, para que, gradual e uniformemente, seja atingida a meta de 2030. Além disso, a Lei nº 13.360/2016 determinou a isenção do pagamento das quotas anuais da CDE pelo consumidor beneficiado pela Tarifa Social de Energia Elétrica. No dia 9 de outubro de 2024, foi publicado no Diário Oficial da União o despacho referente à interrupção da obrigação de recolhimento das cotas mensais dos encargos CDE COVID e CDE Escassez Hídrica.

Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica – TFSEE

Instituída pela Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996, e regulamentada pelo Decreto nº 2.410, de 28 de novembro de 1997. A Lei 12.783/2013 alterou sua alíquota de 0,5% para 0,4%, incidente sobre o benefício econômico anual auferido pela concessionária, permissionária ou autorizado do Serviço Público de Energia Elétrica. Seu valor anual é estabelecido pela ANEEL com a finalidade de constituir sua receita, para a cobertura do custeio de suas atividades. Os valores estabelecidos em Despacho da ANEEL são pagos mensalmente em duodécimos e sua gestão fica a cargo da ANEEL.

Concessões

As companhias ou consórcios que pretenderem construir ou operar instalações de geração, transmissão ou distribuição de energia elétrica no Brasil deverão obter outorga de autorização, permissão ou concessão, conforme o caso, por intermédio do MME ou da ANEEL, na posição de representantes da União, como Poder Concedente.

As permissões destinam-se, principalmente, às cooperativas de distribuição. Já as autorizações, de caráter mais precário que as concessões, se aplicam a PCHs, térmicas, eólicas, comercializadoras, importadoras e exportadoras. As concessões, por sua vez, conferem direitos para gerar, transmitir ou distribuir energia elétrica durante um período determinado (normalmente, 35 anos para novas concessões de geração e de 30 anos para novas concessões de transmissão ou distribuição).

No caso da distribuição de gás canalizado, a concessão é outorgada pelo Governo Estadual. No caso do Espírito Santo, a outorga foi dada com um prazo de 25 anos, a partir de 01 de agosto de 2020, sem cláusula de renovação.

Nos termos da legislação aplicável e dos contratos de concessão, a prorrogação do prazo de concessão estará sempre subordinada ao interesse público e ao cumprimento das obrigações contratuais e regulamentares, emanadas pelo órgão regulador. O contrato de concessão estabelece que, não havendo a prorrogação, o advento do termo final do contrato opera, de pleno direito, a extinção da concessão, facultando-se ao Poder Concedente, a seu exclusivo critério, prorrogar o contrato até assunção de nova concessionária, o que será feito por meio de licitação. Para mais informações, vide item 4.1 deste Formulário de Referência.

Toda concessão fica submetida às normas legais e regulamentares, que disciplinam o modo e a forma de prestação dos serviços, e às regras de ordem contratual, que fixam as demais condições econômicas, inclusive a de remuneração.

A Lei de Concessões estabelece, dentre outras disposições, as condições que a concessionária deverá cumprir na prestação de serviços relacionados à energia elétrica, os direitos dos consumidores de energia elétrica e as obrigações da concessionária e do Poder Concedente. Ademais, a concessionária deverá cumprir os regulamentos do setor elétrico. As principais disposições da Lei de Concessões estão descritas de forma resumida abaixo:

Serviço Adequado. A concessionária deve prestar serviço adequado a fim de satisfazer parâmetros de regularidade, continuidade, eficiência, segurança, acesso ao serviço, atualidade e modicidade das tarifas.

Política Tarifária. A tarifa do serviço público concedido será fixada pelo preço da proposta vencedora da licitação e preservada pelas regras de reajuste e revisão previstas na referida lei, no edital e no contrato. Os contratos de concessão de concessionárias de distribuição preveem mecanismos de reajuste e revisão das tarifas, com o objetivo de manter o equilíbrio econômico-financeiro.

Licitação. A concessão de serviço público será feita por meio de licitação com observância dos princípios da legalidade, moralidade, publicidade, do julgamento por critérios objetivos e da vinculação ao instrumento convocatório. A modalidade de licitação para a concessão é a concorrência ou, em certos casos, o leilão.

Encargos do Poder Concedente. O Poder Concedente possui as seguintes prerrogativas: poder de inspeção e fiscalização, poder de intervenção, nos casos de descumprimento de contratos de concessão por parte de concessionários, e poder de aplicar sanções ao concessionário inadimplente, entre outros.

Servidões. A concessionária poderá utilizar bens públicos ou solicitar ao Poder Concedente a desapropriação dos bens privados necessários à prestação dos serviços da concessionária. Neste caso, a responsabilidade pelas indenizações cabíveis é da concessionária.

Responsabilidade Objetiva. A concessionária é responsável direta por todos os danos que sejam resultantes da prestação de seus serviços (conforme determina a Constituição Federal, a responsabilidade é objetiva, ou seja, independe de culpa).

Mudanças no Controle Societário. O Poder Concedente deverá aprovar previamente qualquer mudança direta ou indireta no controle societário da concessionária. Nos termos da regulamentação da ANEEL, os casos de mudanças na cadeia de controle intermediário da concessionária, mantendo-se inalterados o controle direto e indireto da concessionária, estão dispensados da obrigação de obter anuência prévia.

Intervenção do Poder Concedente. Especificamente para o setor de energia elétrica, aplicam-se as regras previstas na Lei 12.767/2012 e não as regras gerais previstas na Lei de Concessões. O Poder Concedente poderá intervir na concessão, por meio da ANEEL, com o fim de assegurar a adequação na prestação do serviço, bem como o fiel cumprimento das normas contratuais, regulamentares e legais pertinentes, caso a concessionária falhe com suas obrigações. No prazo de 30 dias após declarada a intervenção, deverá ser iniciado um procedimento administrativo para comprovar as causas determinantes da medida e apurar responsabilidades, sempre assegurando à concessionária o direito de defesa. Se ficar comprovado que a intervenção não observou os pressupostos legais e regulamentares, será declarada sua nulidade, devendo o serviço ser imediatamente devolvido à concessionária. Durante o prazo do procedimento administrativo, o interventor terá plenos poderes de gestão sobre as operações e os ativos da concessionária. O interventor prestará contas à ANEEL e responderá civil, administrativa e criminalmente por seus atos. Os acionistas da concessionária de serviço público de energia elétrica sob intervenção deverão apresentar à ANEEL um plano de recuperação e correção das falhas e transgressões que ensejaram a intervenção. O deferimento do plano de recuperação e correção das falhas e transgressões cessará a intervenção. Caso o plano seja indeferido ou não seja apresentado no prazo previsto na legislação, o poder concedente poderá declarar a caducidade da concessão, determinar a cisão, incorporação, fusão ou transformação de sociedade, constituição de subsidiária integral, ou cessão de cotas ou ações, respeitados os direitos dos sócios, nos termos da legislação vigente, determinar a alteração do controle societário, aumento de capital social, ou constituição de sociedade de propósito específico para adjudicar, em pagamento dos créditos, os ativos do devedor.

No caso do gás canalizado, a intervenção e extinção da concessão são regulamentados pelo contrato concessão, em sua cláusula XXIII. A extinção pode ocorrer por advento do termo contratual, encampação, caducidade, rescisão, anulação ou falência ou extinção da concessionária. Quando da extinção, a concessionária faz jus a indenização pelos bens e direitos integrados à concessão e que não tenham sido integralmente amortizados ou depreciados. No caso de encampação, adicionalmente, a concessionária também é indenizada pelos danos comprovados, tais como

encargos e ônus decorrentes de multas, rescisões e indenizações devidas aos fornecedores, contratados e terceiros em geral.

Extinção da Concessão. O contrato de concessão poderá ser extinto: (i) pelo simples término do prazo contratual; (ii) por encampação; (iii) por caducidade; (iv) por rescisão contratual; (v) por anulação; ou (vi) por falência ou extinção da empresa concessionária. A concessionária também poderá rescindir o contrato de concessão por iniciativa própria, no caso de descumprimento das normas contratuais pelo Poder Concedente, mediante ação judicial especialmente intentada para esse fim.

Encampação. A encampação é a retomada do serviço público pelo poder concedente, durante o prazo da concessão, por motivo de interesse público, cujas razões são de ordem administrativa e deverão ser expressamente declaradas por lei autorizadora específica e após o pagamento da indenização.

Caducidade. A caducidade é a rescisão contratual da concessão, por inadimplência do concessionário, por descumprimento de cláusulas contratuais ou de normas legais e regulamentares. A caducidade da concessão poderá ser declarada em caso de falha da concessionária na: (i) prestação adequada dos serviços ou cumprimento da legislação ou regulamentação aplicável; (ii) manutenção da capacidade técnica, financeira ou econômica necessárias para que o serviço seja prestado de forma adequada; ou no cumprimento das penalidades impostas, entre outras coisas. A concessionária tem o direito à ampla defesa no procedimento administrativo que declarar a caducidade da concessão e poderá recorrer judicialmente contra tal ato. A concessionária tem o direito de ser indenizada pelos investimentos realizados nos bens reversíveis que não tenham sido completamente amortizados ou depreciados, descontando-se o valor das multas contratuais e dos danos por ela causados.

Vencimento. Quando do vencimento do prazo de concessão, todos os bens, direitos e privilégios transferidos à concessionária que sejam relativos à prestação dos serviços de energia elétrica serão revertidos ao Poder Concedente. Após o advento do termo contratual, a concessionária tem o direito de ser indenizada pelos investimentos realizados em bens reversíveis que não tenham sido completamente amortizados ou depreciados.

Penalidades. A regulamentação da ANEEL rege a imposição de sanções aos participantes do setor elétrico e classifica as pertinentes penalidades (advertências, multas, caducidade, etc.) com base na natureza e gravidade da violação. Para cada violação, as multas podem ser de até dois por cento da receita operacional líquida (líquida de imposto sobre o valor agregado e imposto sobre serviços) das concessionárias, sempre correspondente ao período de 12 meses que anteceder a lavratura do auto de infração. Na fixação do valor das multas deverão ser consideradas a abrangência e a gravidade da infração, os danos dela resultantes para o serviço e para os usuários, a vantagem auferida pelo infrator e a existência de sanção anterior nos últimos quatro anos. A aplicação de advertência e/ou multa não prejudica a aplicação das demais penalidades, que poderão ser aplicadas ou cumulativamente.

Algumas infrações que podem resultar em multas referem-se à omissão do concessionário em solicitar aprovação da ANEEL no caso de: (i) celebração de contratos com partes relacionadas conforme previsto na regulamentação; (ii) venda ou cessão dos bens necessários à prestação do serviço público bem como imposição de quaisquer ônus sobre eles (inclusive qualquer garantia real, fidejussória, penhor e hipoteca) ou sobre outros ativos relacionados à concessão ou à receita dos serviços de energia elétrica; e (iii) alterações no controle do detentor da concessão sem prévia anuência da ANEEL. No caso de contratos celebrados entre partes relacionadas sujeitos à aprovação da ANEEL, a Agência poderá impor restrições aos termos e condições desses contratos e, em circunstâncias extremas, determinar a rescisão do contrato.

No caso do gás canalizado, o contrato de concessão prevê a aplicação de multa, limitada a 2% do faturamento anual, por infração ocorrida. O somatório de todas as multas aplicadas em um período de um ano não poderá ser superior a 2% do faturamento, exceto no caso de reincidência.

O contrato estabelece um conjunto de indicadores de qualidade do produto, do serviço e de segurança que devem ser atendidos pela concessionária, de modo que seu descumprimento pode levar a aplicação de multas.

Licenciamento Ambiental

A legislação ambiental brasileira determina que o regular funcionamento de atividades consideradas efetiva ou potencialmente poluidoras, ou que, de qualquer forma, causem degradação do meio ambiente, está condicionado ao prévio licenciamento ambiental junto ao órgão competente. Este procedimento é necessário tanto para a fase de concepção do projeto quanto para sua instalação inicial, operação e ampliações, sendo necessária a renovação periódica de referidas licenças.

O licenciamento ambiental de atividades cujos impactos ambientais são considerados significativos está sujeito à apresentação de Estudo e Relatório de Impacto Ambiental (EIA/RIMA). Nesses devem ser identificados os potenciais impactos da atividade/empreendimento ao meio ambiente e, ao mesmo tempo, propostas medidas para prevenção, mitigação e compensação desses impactos. Audiência pública para apresentação de informações sobre o projeto para a comunidade é obrigatória para o licenciamento ambiental de empreendimentos ou atividades de significativo impacto ambiental.

O processo de licenciamento ambiental contempla três fases distintas, conforme o estágio em que se encontre o empreendimento, podendo ser realizado junto aos órgãos ambientais na esfera federal, estadual ou municipal, conforme definição legal de competência da Lei Complementar 140/2011 e Decreto Federal 8.437/2015, que inclui consideração do alcance geográfico dos impactos ambientais causados e dos recursos ambientais afetados. Compete ao órgão ambiental estadual o licenciamento ambiental de empreendimentos, cujos impactos ficam restritos a seu território, bem como a imposição de condições, restrições e medidas de controle pertinentes. Cabe ao IBAMA – Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis a competência para proceder ao licenciamento ambiental de empreendimentos e atividades com significativo impacto ambiental em âmbito regional ou internacional. Por fim, compete aos órgãos ambientais municipais o licenciamento de empreendimentos com impacto local e desde que possuam convênio firmado com o Estado para o exercer o licenciamento.

Para cada uma das fases do licenciamento ambiental, são emitidas as seguintes licenças, todas com prazo determinado de validade, o qual é estabelecido por tipo de licença e por especificidade da atividade ou empreendimento:

- Licença Prévia (“LP”): atesta a viabilidade ambiental do projeto, aprovando sua concepção e localização e estabelece os requisitos básicos e condicionantes ambientais a serem atendidos nas fases subsequentes de implantação;

- Licença de Instalação (“LI”): autoriza a instalação ou construção do empreendimento e contempla as medidas de controle e demais condicionantes ambientais a serem cumpridas antes da fase de operação; e

- Licença de Operação (“LO”): autoriza o início das atividades operacionais do empreendimento, e estabelece as medidas de controle e condicionantes ambientais que deverão ser atendidas durante a fase de operação.

A legislação federal estabelece que a renovação da LO deve ser requerida com antecedência mínima de 120 dias contados da data de expiração de seu prazo de validade, o qual fica automaticamente prorrogado até a manifestação definitiva do órgão ambiental competente. Todavia, este prazo pode ser alterado em função de legislação estadual ou municipal mais restritiva.

Os órgãos licenciadores das atividades da Companhia são os seguintes: Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis (IBAMA); Secretaria Estadual do Meio Ambiente do Ceará (SEMACE); Instituto Estadual do Ambiente (INEA-RJ); Companhia Ambiental do Estado de São Paulo (CETESB); Instituto do Meio Ambiente de Santa Catarina (IMA); Secretaria de Meio Ambiente e de Recursos Hídricos do Estado de Alagoas (SEMARH); Superintendência Regional de Regularização Ambiental de Minas Gerais (SUPRAM); Secretaria de Estado de Meio Ambiente e Desenvolvimento Sustentável (SEMAD/MG); Instituto de Meio Ambiente e Ordenamento Territorial do Amapá (IMAP); Instituto Água e Terra do Paraná (IAT); Secretaria de Estado de Meio Ambiente (SEMA/MT); Instituto Natureza do Tocantins (Naturatins); e Fundação Estadual de Proteção Ambiental Henrique Rousseau do Rio Grande do Sul (FEPAM).

As demoras ou indeferimentos, por parte dos órgãos ambientais licenciadores, na emissão ou renovação de licenças ambientais, assim como a eventual impossibilidade da Companhia de atender às exigências e condicionantes estabelecidas por tais órgãos ambientais no curso do processo de licenciamento ambiental, poderão retardar, ou mesmo impedir, conforme o caso, a instalação, a operação e a ampliação dos empreendimentos da Companhia.

Ademais, a Companhia, apesar de exigir contratualmente, não pode garantir que todos os seus prestadores de serviços possuem todas as devidas licenças, autorizações, permissões e registros ambientais regulares ou integralmente adimplidas.

A Companhia observa a legislação ambiental e está envolvida em diversos programas de preservação e educação ambiental. De todo modo, de acordo com a legislação ambiental brasileira, a ausência das licenças ambientais pode sujeitar a Companhia a sanções de natureza administrativa e/ou penal, também aplicáveis em caso de descumprimento das condições das licenças ambientais existentes. Em ambos os casos, independentemente da obrigação de reparar e/ou indenizar eventual dano ao meio ambiente, no âmbito administrativo, as penalidades variam desde simples advertências até multas, que podem oscilar de R\$ 500,00 a R\$ 10 milhões, incluindo ainda embargo, suspensão das atividades, entre outras sanções. No âmbito criminal, merece destaque a figura da responsabilidade penal da pessoa jurídica, que é contemplada de forma independente à responsabilização das pessoas físicas que concorrem para a prática do crime ambiental. Para o caso de exercerem atividades sem as respectivas licenças, pessoas jurídicas e físicas podem estar sujeitas a crime ambiental punível com pena de multa e/ou restritiva de direito ou prestação de serviços à comunidade. Diretores, executivos, gerentes etc. responsáveis pelo ato ou que sabendo da conduta criminosa deixaram de agir para impedi-la, quando podiam fazê-lo, também estão expostos sob o mesmo fundamento, a pena restritiva de direito ou multa, ou ambas as penas cumulativamente.

Adicionalmente ao licenciamento ambiental, a Lei Federal nº 9.985/2000 prevê que os empreendimentos de significativo impacto ambiental deverão destinar um montante equivalente a até 0,5% do valor do empreendimento ao apoio e/ou manutenção de unidades de conservação do Grupo de Proteção Integral. Referido montante será fixado pelo órgão ambiental e as obrigações pactuadas por meio de um Termo de Compromisso de Compensação Ambiental.

Além disso, podem ser requeridas ou necessárias em virtude de lei medidas compensatórias decorrentes de outros impactos ambientais, tais como relativas à supressão de vegetação, inclusive de biomas protegidos como a Mata Atlântica; ou de impactos a cavidades naturais subterrâneas e sítios arqueológicos.

Cadastro Técnico Federal de Atividades Potencialmente Poluidoras

As pessoas físicas ou jurídicas que se dedicam a certas atividades potencialmente poluidoras ou utilizadoras de recursos ambientais (i) devem ser registradas junto ao IBAMA por meio do Cadastro

Técnico Federal (“CTF”); (ii) podem estar sujeitas ao pagamento da correspondente Taxa de Controle e Fiscalização Ambiental (“TCFA”), que pode variar entre R\$ 128,80 e R\$ 5.796,73 por trimestre, dependendo do porte da empresa e do grau de utilização dos recursos naturais da atividade desenvolvida; e (iii) são obrigadas a entregar, até o dia 31 de março de cada ano, relatório das atividades exercidas no ano anterior.

As atividades sujeitas ao registro no CTF/APP estão listadas no Anexo I da Instrução Normativa IBAMA nº 13/2021. Nos termos de referida instrução, atividades relacionadas à transmissão e distribuição de energia estão sujeitas ao registro no CTF/APP.

A falta do certificado de registro válido perante o IBAMA constitui infração administrativa punível com multa, que pode variar entre R\$ 50,00 e R\$ 9 mil, conforme o porte econômico do infrator. O não pagamento da TCFA, por sua vez, pode sujeitar as empresas a uma multa de mora de 20% do valor devido, acrescido de juros de mora de 1% ao mês. Já a não apresentação do relatório anual de atividades sujeita a Companhia ao pagamento de multa equivalente a 20% da TCFA, além de juros de mora. Irregularidades relacionadas ao registro no CTF/APP, pagamento da TCFA e submissão do relatório anual não são consideradas difíceis de serem sanadas.

Regulamentação Ambiental

Os recursos hídricos e a vegetação nativa estão regulados em âmbito federal, respectivamente, na Lei Federal nº 9.433/97 (Política Nacional de Recursos Hídricos) e na Lei Federal nº 12.651/12 (Novo Código Florestal). Regras estaduais e municipais também tratam dos assuntos.

A Companhia está sujeita a várias outras leis e regulamentos federais, estaduais e municipais de proteção ambiental e saúde e segurança que regem, entre outras questões, preservação da fauna, proteção do patrimônio histórico, artístico e cultural, emissões de poluentes, proteção de direitos e terras indígenas, quilombolas e de comunidades tradicionais e proteção e preservação de Unidades de Conservação.

Responsabilidade Ambiental

Conforme dispõe o artigo 225, §3º da Constituição Federal, qualquer pessoa física ou jurídica que cause danos ao meio ambiente estará sujeita a sanções administrativas e criminais, sem prejuízo da obrigação de reparar os danos causados. Tais disposições são reguladas no nível federal principalmente por três normas: (i) Lei Federal nº 6.938/1981 (Política Nacional do Meio Ambiente);

(ii) Lei Federal nº 9.605/1998 (Lei de Crimes Ambientais) e (iii) Decreto Federal nº 6.514/2008 (Sanções Administrativas ao Meio Ambiente).

Tais normas dispõem que a responsabilidade ambiental pode ocorrer em três esferas diversas e independentes: (i) administrativa; (ii) civil; e (iii) criminal. Diz-se que as três esferas de responsabilidade mencionadas acima são “diversas e independentes” porque, por um lado, uma única ação do agente econômico pode gerar responsabilização ambiental nas três esferas, com consequências diversas. Por outro lado, a ausência de responsabilidade em uma de tais esferas não isenta necessariamente o agente da responsabilidade nas demais.

Responsabilidade Civil

A Política Nacional do Meio Ambiente estabelece o quadro geral e as orientações para a proteção ambiental. Referida norma traz conceitos importantes, a exemplo da definição de “poluição”, e fixa a regra da responsabilidade civil objetiva, independente de culpa ou dolo, para a reparação do dano ambiental.

Na esfera civil, a responsabilidade é solidária, objetiva e integral. Isto significa que a obrigação de reparar e/ou indenizar a degradação causada se aplica a todos que estejam direta ou indiretamente envolvidos na atividade causadora de degradação ambiental (artigo 3º, inciso IV, da Política Nacional do Meio Ambiente), independentemente da comprovação de culpa, bastando a comprovação do dano e do nexo de causalidade entre aquele e a atividade para que seja configurada a obrigação de reparação e/ou indenização ambiental dos agentes. De acordo com a teoria da responsabilidade solidária, um dos agentes poderá responder pelo dano ambiental total, cabendo-lhe ação de regresso contra os demais causadores do dano ambiental, com base nos princípios que regem o direito ambiental brasileiro.

Como consequência, quando contratamos terceiros para proceder a qualquer intervenção em nossas operações, como a supressão de vegetação e a disposição final de resíduos, não estamos isentos de responsabilidade por eventuais danos ambientais causados por estes terceiros contratados, caso estes não desempenhem suas atividades em conformidade com as normas ambientais.

A legislação ambiental prevê, ainda, que poderá ser desconsiderada a pessoa jurídica sempre que sua personalidade for obstáculo ao ressarcimento de prejuízos causados à qualidade do meio ambiente (artigo 4º da Lei Federal nº 9.605/1998).

Responsabilidade Criminal

A Lei de Crimes Ambientais estabelece tipos criminais relativos a atos considerados prejudiciais ao meio ambiente, os quais possuem sanções penais específicas. Tais disposições são aplicáveis tanto às pessoas jurídicas quanto às pessoas físicas envolvidas na materialização do fato danoso (p.e., gerentes e diretores da companhia). As sanções às pessoas jurídicas incluem multas e restrição de direitos; ao passo que, às pessoas físicas, podem ser aplicadas também penas de detenção e reclusão, na medida de sua culpabilidade.

A Lei de Crimes Ambientais prevê, ainda, outros tipos penais como, por exemplo, causar poluição de qualquer natureza ou danificar vegetação especialmente protegida, sujeitos a sanções penais, desde que devidamente comprovado o dolo ou culpa, tais como: (a) a suspensão total ou parcial de atividades do respectivo empreendimento; (b) a perda de benefícios e incentivos fiscais, a suspensão de financiamentos e proibição para contratar com a administração pública; e (c) o aprisionamento dos diretores ou executivos responsáveis pelo ato.

A responsabilização ambiental depende da prova do ilícito penal, do nexo causal e do dolo ou culpa do agente. Não há responsabilização objetiva na esfera pena, como ocorre na frente cível.

Responsabilidade Administrativa

No que se refere à responsabilidade administrativa ambiental, a Lei de Crimes Ambientais, regulamentada pelo Decreto Federal nº 6514/2008, dispõe que toda ação ou omissão que importe na violação das regras jurídicas de uso, gozo, promoção, proteção e recuperação do meio ambiente é considerada infração administrativa ambiental. A prova da culpa ou do dolo se faz aplicável ao apenamento com sanção de multa.

O Decreto Federal nº 6514/2008 estabelece as infrações ambientais administrativas e as penalidades associadas, fixando, além de multas que variam entre um mínimo de R\$ 500,00 e um máximo de R\$ 50 milhões, suspensão temporária ou definitiva de atividades e a proibição de contratar com o poder público e dele obter subsídios, entre outras sanções.

Assim, de acordo com os diplomas legais mencionados acima, qualquer pessoa física ou jurídica que viole normas de proteção ambiental estará sujeita a sanções administrativas, independentemente da obrigação de reparar e/ou indenizar os danos causados ao meio ambiente e a terceiros.

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

A Companhia vem desenvolvendo ao longo dos últimos anos, mais precisamente desde meados de 2007, práticas consistentes de proteção ambiental, mas a Companhia não adere a padrões internacionais de proteção ambiental. A Companhia e as sociedades controladas em suas atividades de geração, distribuição, comercialização e soluções em energia elétrica têm como política a busca na melhoria do desempenho de seus produtos e serviços, considerando aspectos qualitativos, econômicos, ambientais e de saúde e segurança, assegurando desta forma o desenvolvimento sustentável. Para tanto, são observados os seguintes princípios:

- Cumprimento da legislação ambiental e de saúde e segurança do trabalho, assim como de outros requisitos legais aplicáveis.
- Estímulo à educação ambiental, à prevenção de acidentes e doenças ocupacionais e à otimização da qualidade de vida dos colaboradores, fornecedores e da comunidade.
- Utilização dos recursos naturais de forma racional e sustentável.
- Incentivo à pesquisa com vista à adoção de práticas que promovam a proteção ao meio ambiente, a segurança e a saúde dos colaboradores e de terceiros.
- Atuar junto aos fornecedores e prestadores de serviços para orientar e monitorar suas atividades, com o intuito de promover a sua regularidade ambiental, de saúde e segurança.
- Compromisso com a melhoria contínua da qualidade de seus processos, produtos e serviços, de forma sustentável.

A Companhia e suas controladas tratam os impactos sociais e ambientais de seus produtos, serviços, processos e instalações por programas e práticas que evidenciam a sua preocupação e responsabilidade para com o meio ambiente. No exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2024, os montantes investidos nesses programas e práticas totalizaram R\$ 427,2 milhões.

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

As atividades desenvolvidas pela Companhia e suas controladas estão sujeitas a fiscalização da ANEEL, MME, ONS e CCEE e possuem as devidas autorizações governamentais, como, por exemplo, contratos de concessão, autorizações e licenças, que autorizam seu funcionamento regular. Para maiores informações sobre as concessões, autorizações e licenças da Companhia, vide item 1.2 deste Formulário de Referência.

Exceto pelas autorizações governamentais mencionadas acima, a Companhia não depende de quaisquer patentes, marcas, licenças, concessões, franquias, ou contratos de royalties para desenvolver suas atividades.

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 (""), de modo que qualquer nome registrado no DNS é um nome de domínio. No Brasil, o responsável pelo regde 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 [Registro.br](#).

Na data deste Formulário de Referência, a Companhia e suas controladas são titulares de 129 nomes de domínios, sendo os seguintes os utilizados e mais relevantes para suas atividades: [“www.grupoenergisa.com.br”](#) e

[“ri.energisa.com.br”](#).

(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

Não aplicável, tendo em vista que a Companhia não realiza contribuições financeiras, diretamente ou por meio de terceiros, em favor de ocupantes ou candidatos a cargos políticos.

(ii) em favor de partidos políticos

Não aplicável, tendo em vista que a Companhia não realiza contribuições financeiras, 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 contribuiu no ano de 2024 com a Associação Brasileira de Distribuidores de Energia Elétrica – ABRADDEE e com o Instituto ABRADDEE.

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

O Grupo Energisa auferiu 100% da sua receita líquida no Brasil. No exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2024, a receita operacional líquida foi de R\$ 33.715,5 milhões.

Receita líquida (R\$ milhões)

Receita líquida (R\$ milhões)	R\$ 31/12/2024	% do total
Brasil	33.715,5	100%
Total	33.715,5	100%

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

O Grupo Energisa não obteve, no exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2024, receitas provenientes do exterior, uma vez que as atividades das sociedades do Grupo Energisa foram restritas ao território nacional.JUR_

1.8 Efeitos relevantes de regulação estrangeira

Não aplicável, tendo em vista que as atividades das empresas do Grupo Energisa não estão sob regulação de órgãos estrangeiros.

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

(a) se a Companhia divulga informações ASG em relatório anual ou outro documento específico para esta finalidade

O Grupo Energisa divulga, anualmente, seu Relatório de Sustentabilidade (“Relatório Anual”), em conformidade com as diretrizes da agência reguladora e com as Normas da Global Reporting Initiative (GRI). Esses padrões são utilizados como base para o reporte de seus indicadores de desempenho econômico, ambiental, social e de governança.

(b) a metodologia ou padrão seguidos na elaboração desse relatório ou documento

O Relatório Anual foi preparado com base nas Normas da GRI. O documento também se baseia na Comunicação de Progresso (COP) que faz parte dos compromissos assumidos pela Energisa com o Pacto Global e os Objetivos de Desenvolvimento Sustentável (ODS).

O Relatório Anual também atende ao disposto no manual de elaboração do relatório socioambiental emitido pela ANEEL, além de ser pautada pela Política de Sustentabilidade do Grupo Energisa, a qual tem o objetivo de estabelecer a governança para sustentabilidade, assim como definir diretrizes e princípios para atuação quanto à disseminação do desenvolvimento sustentável nas operações da Companhia. O Relatório Anual visa atender aos anseios das partes interessadas, para entender, considerar, avaliar, mensurar e melhorar os processos internos e também monitorar e comunicar o desempenho da empresa em relação ao seu desempenho sob o ponto de vista da sustentabilidade, fornecendo análises sobre riscos sociais e ambientais, bem como os impactos econômico-financeiros relacionados. Os dados são apresentados sempre para os últimos três períodos (ano base, ano-1, ano-2). Adicionalmente, as dimensões também trazem uma parte qualitativa onde são apresentados análises, gráficos e explicações, concomitantemente aos dados quantitativos, possibilitando assim avaliar resultados, benefícios, melhorias e/ou desempenhos das ações socioambientais.

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

O Relatório Anual foi auditado pela empresa SGS do Brasil.

(d) a página na rede mundial de computadores onde o relatório ou documento pode ser encontrado

As políticas socioambientais da Companhia e os respectivos relatórios estão disponíveis no website da Companhia através do link:

<https://ri.energisa.com.br/sustentabilidade/relatorios/>

(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

O Relatório Anual contempla uma matriz de materialidade, a qual possui 12 temas materiais para o Grupo Energisa. Em 2022, o Grupo Energisa realizou a revisão de sua matriz de materialidade com o objetivo de identificar e atualizar temas que devem ser priorizados na gestão da sustentabilidade da Companhia e no conteúdo do relatório. Um dos objetivos foi identificar os tópicos de maior relevância, considerando as percepções de públicos internos e externos da Companhia. O processo de consulta foi executado com base nos fundamentos das Normas GRI e de acordo com a norma AA1000 (Accountability 1000), que prevê o engajamento das partes interessadas.

A partir da consolidação dos resultados do processo, foram identificados 12 temas materiais, os quais seguem abaixo:

Temas materiais

1. Transição e eficiência energética
2. Qualidade do serviço
3. Saúde, bem-estar e segurança do trabalhador
4. Mudanças climáticas
5. Inovação e tecnologia
6. Relacionamento com clientes
7. Biodiversidade e ecossistemas
8. Ética, integridade e compliance
9. Universalização do acesso à energia
10. Resiliência da rede e segurança da comunidade
11. Atração, desenvolvimento e retenção de colaboradores
12. Privacidade e segurança de dados

A tabela abaixo lista os indicadores considerados materiais para o Grupo Energisa, os quais podem ser verificados por meio do Relatório Anual:

Conteúdo	Descrição
GRI 2-1	Detalhes da organização
GRI 2-2	Entidades incluídas no relatório de sustentabilidade da organização
GRI 2-3	Período de relato, frequência e ponto de contato
GRI 2-5	Verificação externa
GRI 2-6	Atividades, cadeia de valor e outras relações de negócios
GRI 2-7	Empregados

GRI 2-8	Trabalhadores que não são empregados
GRI 2-9	Estrutura de governança e sua composição
GRI 2-14	Papel desempenhado pelo mais alto órgão de governança no relato de sustentabilidade
GRI 2-16	Comunicação de preocupações cruciais
GRI 2-22	Declaração sobre estratégia de desenvolvimento sustentável
GRI 2-23	Compromissos de política
GRI 2-25	Processos para reparar impactos negativos
GRI 2-29	Abordagem para engajamento de stakeholders
GRI 3-1	Processo de definição de temas materiais
GRI 3-2	Lista de temas materiais
GRI 3-3	Gestão dos temas materiais (Transição e eficiência energética)
GRI 3-3	Gestão dos temas materiais (Saúde, bem-estar e segurança do trabalhador)
GRI 3-3	Gestão dos temas materiais (Mudanças climáticas)
GRI 3-3	Gestão dos temas materiais (Relacionamento com clientes)
GRI 3-3	Gestão dos temas materiais (Biodiversidade e ecossistemas)
GRI 3-3	Gestão dos temas materiais (Ética, integridade e compliance)
GRI 3-3	Gestão dos temas materiais (Universalização do acesso à energia)
GRI 3-3	Gestão dos temas materiais (Resiliência da rede e segurança da comunidade)
GRI 3-3	Gestão dos temas materiais (Atração, desenvolvimento e retenção de colaboradores)
GRI 3-3	Gestão dos temas materiais (Qualidade do serviço)
GRI 3-3	Gestão dos temas materiais (Privacidade e segurança de dados)
GRI 201-2	Implicações financeiras e outros riscos e oportunidades decorrentes de mudanças climáticas
GRI 205-1	Operações avaliadas quanto a riscos relacionados à corrupção

GRI 205-2	Comunicação e treinamento sobre políticas e procedimentos anticorrupção
GRI 205-3	Casos confirmados de corrupção e medidas tomadas
GRI 305-1	Emissões diretas (Escopo 1) de gases de efeito estufa (GEE)
GRI 302-1	Consumo de energia dentro da organização
GRI 304-2	Impactos significativos de atividades, produtos e serviços na biodiversidade
GRI 304-3	Habitats protegidos ou restaurados
GRI 305-2	Emissões indiretas (Escopo 2) de gases de efeito estufa (GEE) provenientes da aquisição de energia
GRI 305-3	Outras emissões indiretas (Escopo 3) de gases de efeito estufa (GEE)
GRI 403-1	Sistema de gestão de saúde e segurança do trabalho
GRI 403-5	Capacitação de trabalhadores em saúde e segurança ocupacional
GRI 403-6	Promoção da saúde do trabalhador
GRI 403-9	Acidentes de trabalho
GRI 403-10	Doenças profissionais
GRI 401-1	Novas contratações e rotatividade de empregados
GRI 404-1	Média de horas de capacitação por ano, por empregado
GRI 404-2	Programas para o aperfeiçoamento de competências dos empregados e assistência para transição de carreira
GRI 404-3	Porcentagem de funcionários que recebem avaliações regulares de desempenho e desenvolvimento de carreira
GRI 418-1	Queixas comprovadas relativas a violação da privacidade e perda de dados de clientes
EU22	Número de pessoas deslocadas física e economicamente e indenização, discriminados por tipo de projeto
EU8	Atividade de pesquisa e desenvolvimento e despesas destinadas a fornecer energia elétrica confiável e

(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

O Relatório Anual considera os Objetivos de Desenvolvimento Sustentável (“ODS”), bem como os correlaciona com os “Compromissos Públicos ESG”, assumidos pelo Grupo Energisa em 2022.

São 6 (seis) os ODS materiais para o negócio, os quais seguem abaixo:

- ODS 7 – Energisa limpa e acessível
- ODS 8 – Trabalho decente e crescimento econômico
- ODS 9 – Indústria, inovação e infraestrutura
- ODS 10 – Redução das desigualdades
- ODS 12 – Consumo e produção responsáveis
- ODS 13 – Ação contra mudança global do clima

(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

O Relatório Anual ainda não considera as recomendações da Força-Tarefa para Divulgações Financeiras

Relacionadas às Mudanças Climáticas (“TCFD”). No entanto, em função do atendimento a Resolução 193 da Comissão de Valores Mobiliários (CVM) com base nas normas IFRS S1 e S2, os requisitos do TCFD serão contemplados a partir das publicações de 2027.

(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

Desde 2020, o Grupo Energisa publica seu inventário de emissão de gases do efeito estufa, conforme metodologia do Programa Brasileiro GHG Protocol. Os inventários do Grupo Energisa referentes aos anos de 2022 obtiveram o selo categoria ouro (escopo 1, 2 e 3) do GHG, o qual é conferido às empresas que publicam seu inventário de forma completa, sendo assegurado por um organismo verificador creditado pela CGCRE (Coordenação Geral de Acreditação do INMETRO), os chamados “OVV”. A chancela de um OVV concede mais credibilidade às declarações de emissões de efeito estufa das empresas, garantindo ao mercado que as informações são verificadas com base em um padrão normativo internacional por uma terceira parte independente. O inventário de GEE de 2024 está em fase de elaboração. Os inventários estão disponíveis na plataforma de Registro Público de Emissões, e podem ser verificados por meio do link:

<https://registropublicodeemissoes.fgv.br/participantes/3244>.

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 matriz de materialidade. a não adoção de indicadores-chave de desempenho ASG (iii) Não aplicável, tendo em vista que a Companhia adota indicadores-chave de desempenho ASG.

(iii) a não adoção de indicadores-chave de desempenho ASG

Não aplicável, tendo em vista que a Companhia adota 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 ou revisão 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

A Companhia pretende implementar as recomendações do Taskforce for Climate-related Financial Disclosures (TCFD) até 2026, para publicação em 2027, com base na publicação dos Padrões de Divulgação de Sustentabilidade pelo IFRS S1(requerimentos gerais de informações financeiras relacionadas à sustentabilidade) e S2 (informações Financeiras relacionadas ao clima), que conectará o relato de informações financeiras relacionadas à sustentabilidade com as demonstrações financeiras das companhias de capital aberto.

(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 gases do efeito estufa.

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 sociedade de economia mista.

(b) atuação do emissor em atendimento às políticas públicas e suas metas de universalização, indicando:

Não aplicável, tendo em vista que a Companhia não é sociedade de economia mista.

(i) os programas governamentais executados no exercício social anterior, os definidos para o exercício social em curso, 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 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, fontes de captação e condições

Não aplicável, tendo em vista que a Companhia não é 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 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 sociedade de economia mista.

1.11 Aquisição ou alienação de ativo relevante

(I) Aquisição da Energisa Distribuição de Gás Nordeste S/A – EDGNE (nova denominação social da Infra Gás e Energia S/A)

Em 06 de novembro de 2024 a controlada EDG concluiu a aquisição de ações ordinárias representativas de 100%

(cem por cento) do capital social total e votante da Energisa Distribuição de Gás Nordeste S/A (EDGNE) prevista no Contrato de Compra e Venda de Ações e Outras Avenças celebrado em 10 de maio de 2024, conforme aditado em 19 de julho de 2024. Também, na mesma data, foi concluída a operação contemplando a aquisição, pela EDGNE, de ações representativas de 51% do capital social total e votante da Norgás S/A, holding detentora das participações societárias em distribuidoras de gás natural localizadas nos estados de Alagoas, Rio Grande do Norte, Ceará, Pernambuco e Sergipe.

Especificamente com relação à participação detida pela Norgás na Sergipe Gás S/A (“Sergás”), no contexto do exercício de determinados direitos de preferência por parte do Estado de Sergipe, em 27 de setembro de 2024, o Estado de Sergipe celebrou contratos de compra e venda de ações que regulam a aquisição da totalidade da participação societária detida pela Norgás na Sergás. Após a verificação das condições precedentes e o fechamento dessa transação envolvendo a Norgás e o Estado de Sergipe, em 18 de dezembro de 2024 a Norgás deixou de ser acionista da Sergás, recebendo por essa operação o valor de R\$132.522.

O quadro abaixo apresenta as participações societárias detidas pela Norgás nas distribuidoras de gás natural localizadas nos estados de Alagoas, Rio Grande do Norte, Ceará e Pernambuco:

Empresas	Participação no capital votante	Participação no capital votante
Gás de Alagoas S/A	17,4%	29,4%
Companhia de Gás do Ceará	17,4%	29,4%
Companhia Pernambucana de Gás	24,5%	41,5%
Companhia Potiguar de Gás	49,0%	83,0%

(II) Aquisição da participação na Ângulo

A controlada Alsol celebrou em 10 de julho de 2024, com a totalidade dos acionistas da Ângulo 45 Participações S/A, contrato de compra e venda de ações e outras avenças, por meio do qual a controlada Alsol regulou os termos e condições para passar a ser titular de ações equivalentes a 100% do capital social Ângulo 45 Participações S/A.

A Ângulo 45 Participações S/A é a única acionista da Ângulo 45 Empreendimentos S/A que detém um conjunto de ativos operacionais de geração distribuída de plantas fotovoltaicas nos estados de São Paulo, Maranhão e Piauí que totalizam aproximadamente 19,4 MWp de capacidade instalada.

	Cafelândia	Pongaí	Mata Roma	Cumbica	Oeiras
Localização	São Paulo	São Paulo	Maranhão	São Paulo	Piauí
Capacidade (MWp)	2,6	2,6	4,8	3,1	6,3
Entrada em Operação	Mai/22	Nov/22	Dez/22	Out/23	Set/23

Em 02 de setembro 2024 a aquisição foi concluída, com a assunção do controle dos ativos pela controlada Alsol.

(III) Aquisição da participação na Clarke

Em 22 de março de 2024 a Companhia adquiriu a participação de 70,04% das ações da Clarke Desenvolvimento de Software S/A, por meio de um investimento total de R\$27.820.

A Clarke, startup e primeiro marketplace de Mercado Livre de Energia do Brasil, é uma plataforma independente que conecta clientes aptos a acessarem o mercado livre a mais de 50 comercializadoras e geradoras de forma digital.

Com a transação a startup pretende ampliar sua atuação no mercado de comercialização de energia, além da oferta mais completa para a experiência do cliente com a diversificação de produtos.

1.12 OPERAÇÕES SOCIETÁRIAS/AUMENTO OU REDUÇÃO DE CAPITAL

1.12 Operações societárias/Aumento ou redução de capital

Aumentos de Capital

Em 24 de março de 2022, o Conselho de Administração da Companhia aprovou aumento de capital, por meio da emissão de 80.830 ações de emissão da Companhia, sendo 16.166 ações ordinárias e 64.664 ações preferenciais. O preço por ação foi definido em R\$ 3,20, totalizando o montante de R\$ 258.736,78. Para mais informações, acessar o link:

<https://www.rad.cvm.gov.br/ENET/frmExibirArquivoIPEExterno.aspx?NumeroProtocoloEntrega=957816>

Em 27 de abril de 2022, a Assembleia Geral Ordinária e Extraordinária da Companhia aprovou aumento de capital, no montante de R\$ 843.500.000,00, sem a emissão de novas ações de emissão da Companhia. Para mais informações, acessar o link:

<https://www.rad.cvm.gov.br/ENET/frmExibirArquivoIPEExterno.aspx?NumeroProtocoloEntrega=971545>

Em 11 de agosto de 2022, o Conselho de Administração da Companhia aprovou aumento de capital, por meio da emissão de 188.600 ações de emissão da Companhia, sendo 37.720 ações ordinárias e 150.880 ações preferenciais. O preço por ação foi definido em R\$ 3,29, totalizando o montante de R\$ 621.328,14. Para mais informações, acessar o link:

<https://www.rad.cvm.gov.br/ENET/frmExibirArquivoIPEExterno.aspx?NumeroProtocoloEntrega=1006990>

Em 18 de agosto de 2022, o Conselho de Administração da Companhia aprovou aumento de capital, por meio da emissão de 224.255.200 ações de emissão da Companhia, sendo 44.851.040 ações ordinárias e 179.404.160 ações preferenciais. O preço por ação foi definido em R\$ 3,29, totalizando o montante de R\$ 738.310.282,05. Para mais informações, acessar o link:

<https://www.rad.cvm.gov.br/ENET/frmExibirArquivoIPEExterno.aspx?NumeroProtocoloEntrega=1009324>

Em 26 de abril de 2023, a Assembleia Geral Ordinária e Extraordinária da Companhia aprovou aumento de capital, no montante de R\$ 101.000.000,00, sem a emissão de novas ações de emissão da Companhia. Para mais informações, acessar o link:

<https://www.rad.cvm.gov.br/ENET/frmExibirArquivoIPEExterno.aspx?NumeroProtocoloEntrega=1090655>

Em 29 de janeiro de 2024, o Conselho de Administração da Companhia aprovou o aumento de capital por meio da emissão de 98.415.590 novas ações ordinárias e 151.922.533 novas ações preferenciais ao preço por ação de R\$ 9,96, totalizando o montante de R\$ 2.493.367.705,08, de forma que o capital da Companhia passou de R\$ 5.047.374.702,32 para R\$ 7.540.742.407,40. Para mais informações, acessar o link:

<https://www.rad.cvm.gov.br/ENET/frmExibirArquivoIPEExterno.aspx?NumeroProtocoloEntrega=1187382>

Em 9 de fevereiro de 2024, o Conselho de Administração da Companhia, tendo em vista o encerramento de prazo aberto para solicitação da conversão de ações ordinárias em ações preferenciais e/ou de ações preferenciais em ações ordinárias estipulado para a formação de Units, homologou o resultado das solicitações de conversão, com a confirmação da emissão das respectivas Units. Na ocasião, o Conselho de Administração também aprovou, ad referendum da próxima Assembleia Geral da Companhia, a reforma do caput do artigo 4º do Estatuto Social para refletir a nova composição do capital social decorrente da conversão. Para mais informações, acessar o link:

<https://www.rad.cvm.gov.br/ENET/frmExibirArquivoIPEExterno.aspx?NumeroProtocoloEntrega=1194840>

Em 19 de novembro de 2025, o Conselho de Administração da Companhia aprovou aumento do capital social mediante a capitalização de reservas de lucros da Companhia, com a emissão e entrega, a título de bonificação, de 228.942.467 novas ações, sendo 88.723.125 ações ordinárias e 140.219.342 ações preferenciais, na proporção de 1:10, ou seja, com a atribuição de 1 nova ação ou 1 nova Unit para cada 10 ações ou 10 Units, conforme Bonificação.

O capital social da Companhia passará dos atuais R\$ 8.129.240.876,12 para R\$ 10.876.550.480,12, dividido em 2.518.367. ações, sendo 975.954.372 ações ordinárias e 1.542.412.758 ações preferenciais, todas nominativas e sem valor nominal. Para mais informações, acessar o link:

<https://www.rad.cvm.gov.br/ENET/frmExibirArquivoPeeExterno.aspx?NumeroProtocoloEntrega=1447527>

Reorganização Societária, Incorporação Rede Power, EDGNE e Denerge, e Aumento de Capital e aprovação da Incorporação da EPM pela Denerge

Denerge: incorporação da EPM

Em 01 de abril de 2026, as Assembleias Gerais Extraordinárias da Energisa Participações Minoritárias S.A. (EPM) e da Denerge – Desenvolvimento Energético S.A. aprovaram a incorporação da EPM pela Denerge. A operação resultou na extinção da EPM e na sucessão universal de todos os seus direitos e obrigações pela Denerge, visando a simplificação da estrutura societária e a otimização da governança do Grupo Energisa.

Para mais informações sobre a reorganização societária, vide Fato Relevante divulgado pela Companhia em 01 de abril de 2025, o qual está disponível para consulta no link: <https://www.rad.cvm.gov.br/ENET/frmExibirArquivoPeeExterno.aspx?NumeroProtocoloEntrega=1500341>

Rede Energia: Aprovação de Incorporação da Rede Power e Aumento de Capital Social

Em 19 de dezembro de 2025, a Assembleia Geral Extraordinária da Rede Energia Participações S.A. aprovou a incorporação da Rede Power Holding Energia S.A., resultando na extinção da Rede Power e na sucessão de todos os seus direitos e obrigações pela Rede Energia. Esta etapa da reorganização não implicou na emissão de novas ações ou alteração no capital social da incorporadora.

Adicionalmente, foi aprovado o aumento do capital social da Rede Energia no montante de R\$ 2.344.350.028,80, mediante a emissão de 457.880.865 novas ações ordinárias, ao preço de R\$ 5,12 por ação. O aumento será integralizado pela EPM através da contribuição de 39,83% das ações da Energisa Mato Grosso (EMT) e capitalização de créditos de mútuo. Aos demais acionistas, fica assegurado o direito de preferência para subscrição das novas ações proporcionalmente às suas participações..

Nova Denerge S.A.: Incorporação de Ações e Conversão da Denerge em Subsidiária Integral

Em 19 de dezembro de 2025, as Assembleias Gerais Extraordinárias aprovaram a incorporação de ações de emissão da Denerge – Desenvolvimento Energético S.A. pela Nova Denerge S.A. A operação foi realizada nos termos do Protocolo e Justificação celebrado em 10 de dezembro de 2025, resultando na conversão da Denerge em subsidiária integral da Nova Denerge, conforme o artigo 252 da Lei das S.A.

Aos acionistas da Denerge que não aprovarem a incorporação (por dissensão, abstenção ou não comparecimento), será assegurado o direito de retirada, nos termos da legislação vigente. A reorganização visa simplificar a estrutura societária do grupo, consolidando o controle sob a Nova Denerge.

Energisa Distribuição de Gás: Incorporação da EDGNE pela EDG

Em 19 de dezembro de 2025, as Assembleias Gerais Extraordinárias aprovaram a incorporação da Energisa Distribuição de Gás Nordeste S.A. (EDGNE) pela Energisa Distribuição de Gás S.A. (EDG). A operação seguiu os termos do Protocolo e Justificação celebrado em 16 de dezembro de 2025, resultando na extinção da EDGNE.

Com a implementação da incorporação, a EDG sucederá a EDGNE a título universal, assumindo todos os seus direitos e obrigações, conforme o artigo 227 da Lei das S.A. Este movimento consolida as operações de distribuição de gás do grupo em uma única estrutura societária.

Para mais informações sobre a reorganização societária, vide Fato Relevante divulgado pela Companhia em 19 de dezembro de 2025, o qual está disponível para consulta no link: <https://www.rad.cvm.gov.br/ENET/frmExibirArquivolPEExterno.aspx?NumeroProtocoloEntrega=1459801>

Aquisição das ações preferenciais da EPM:

Em 12 de dezembro de 2025, a Energisa S.A. informou ao mercado que adquiriu a totalidade das ações preferenciais de sua controlada, Energisa Participações Minoritárias (EPM), anteriormente pertencentes ao Itaú Unibanco S.A., pelo valor total de R\$ 1.034.350.264,98, pago integralmente à vista. Com a conclusão da operação, a Companhia passou a ser titular de 100% do capital social total da EPM, resultando na saída definitiva do Itaú da estrutura acionária da controlada e na extinção do acordo de acionistas vigente desde 2018. A EPM atua como o veículo de participações minoritárias em diversas sociedades do Grupo Energisa. Para mais informações, acessar o link: <https://www.rad.cvm.gov.br/ENET/frmExibirArquivolPEExterno.aspx?NumeroProtocoloEntrega=1456983>

Aquisição da Infra Gás e Energia S.A.

Em 06 de novembro de 2024 a Energisa Distribuição de Gás S.A. concluiu a aquisição de ações ordinárias representativas de 100% (cem por cento) do capital social total e votante da Infra Gás e Energia S.A. prevista no Contrato de Compra e Venda de Ações e Outras Avenças celebrado em 10 de maio de 2024, conforme aditado em 19 de julho de 2024. Destaca-se ainda que, também em 06 de novembro de 2024, foi concluída a operação contemplando a aquisição, pela Infra Gás, de ações representativas de 51% do capital social total e votante da Norgás S.A., holding detentora das participações societárias em distribuidoras de gás natural localizadas nos estados de Alagoas, Rio Grande do Norte, Ceará e Pernambuco.

Para mais informações sobre a incorporação, vide Fato Relevante divulgado pela Companhia em 2 de janeiro de 2024, o qual está disponível para consulta no link: <https://www.rad.cvm.gov.br/ENET/frmExibirArquivolPEExterno.aspx?NumeroProtocoloEntrega=1299090>

Incorporação da Energisa Distribuidora de Gás I S.A. ("EDG I") pela Companhia de Gás do Espírito Santo – ES Gás

Em 29 de dezembro de 2023, foram realizadas assembleias gerais extraordinárias da EDG I e ES Gás, nas quais foram aprovadas a incorporação societária da EDG I pela ES Gás, nos termos e condições do protocolo de justificação e incorporação da EDG I.

Para mais informações sobre a incorporação, vide Fato Relevante divulgado pela Companhia em 2 de janeiro de 2024, o qual está disponível para consulta no link:

<https://www.rad.cvm.gov.br/ENET/frmExibirArquivolPEExterno.aspx?NumeroProtocoloEntrega=1178979>

Aquisição da Agric Adubos e Gestão de Resíduos Industriais e Comerciais Ltda.

Em 04 de agosto de 2023, a controlada da Companhia, Energisa Biogás S.A., passou a ser titular de 83,33% do capital social total da Agric Adubos e Gestão de Resíduos Industriais e Comerciais Ltda. ("Agric"), por meio do pagamento de R\$ 6,5 milhões e de um aporte de capital na Agric no montante de R\$ 53,5 milhões. O capital aportado será utilizado para investimentos na melhoria do sistema de compostagem e novo projeto de produção de biogás e biometano.

A Agric é uma empresa de compostagem de resíduos orgânicos industriais para produção de biofertilizante localizada em Santa Catarina. Com esta aquisição, a Companhia ingressará no setor de produção e comercialização de gás natural renovável, grande vetor para a transição energética no País.

Para mais informações sobre a aquisição, vide Comunicado ao Mercado divulgado pela Companhia em 04 de agosto de 2023, o qual está disponível para consulta no link:

<https://www.rad.cvm.gov.br/ENET/frmExibirArquivoIPEExterno.aspx?NumeroProtocoloEntrega=1129826>

Aquisição da Companhia de Gás do Espírito Santo – ES Gás

Em 03 de julho de 2023 foi concluída a aquisição de 100% das ações representativas do capital social total da Companhia de Gás do Espírito Santo – ES Gás (“ES Gás”), pelo valor de R\$ 1.438.428.949,65, objeto do leilão nº 01/2023, realizado em 31 de março de 2023, por meio da celebração do contrato de compra e venda com o Estado do Espírito Santo e a Vibra Energia.

A ES Gás é detentora da concessão para exploração dos serviços de gás canalizado e demais atividades correlatas e afins para a utilização por todo o segmento no mercado consumidor, seja como matéria prima, seja como geração de energia ou outras finalidades e usos possibilitados pelos avanços tecnológicos no Estado do Espírito Santo, com prazo da concessão até 2045.

Com aquisição, a Companhia ingressa no setor de distribuição de gás, grande vetor para a transição energética no país.

Para mais informações sobre a aquisição, vide:

(i) Ata da Assembleia Geral Extraordinária divulgado pela Companhia em 27 de dezembro de 2023, o qual está disponível para consulta no link:

<https://www.rad.cvm.gov.br/ENET/frmExibirArquivoIPEExterno.aspx?NumeroProtocoloEntrega=1177791>

(ii) Edital de Convocação divulgado pela Companhia em 06 de dezembro de 2023, o qual está disponível para consulta no link:

<https://www.rad.cvm.gov.br/ENET/frmExibirArquivoIPEExterno.aspx?NumeroProtocoloEntrega=1169721>

(iii) Proposta da administração divulgada pela Companhia em 06 de dezembro de 2023, o qual está disponível para consulta no link:

<https://www.rad.cvm.gov.br/ENET/frmExibirArquivoIPEExterno.aspx?NumeroProtocoloEntrega=1169804>

(iv) Laudo de avaliação divulgado pela Companhia em 06 de dezembro de 2023, o qual está disponível para consulta no link:

<https://www.rad.cvm.gov.br/ENET/frmExibirArquivoIPEExterno.aspx?NumeroProtocoloEntrega=1169724>

(v) Comunicado ao Mercado divulgado pela Companhia em 03 de julho de 2023, o qual está disponível para consulta no link:

<https://www.rad.cvm.gov.br/ENET/frmExibirArquivoIPEExterno.aspx?NumeroProtocoloEntrega=1119090>

(vi) Fato Relevante divulgado pela Companhia em 31 de março de 2023, o qual está disponível para consulta no link:

<https://www.rad.cvm.gov.br/ENET/frmExibirArquivoIPEExterno.aspx?NumeroProtocoloEntrega=1080866>

Ao final, já considerando os efeitos das operações acima, e tendo em vista as participações detidas pela Energisa

Participações, a Companhia passou a deter, direta e indiretamente, 91,49% (ante 94,63%) do capital social total da Rede Energia Participações S.A. e 83,88% (ante 87,53%) do capital social total da Energisa Mato Grosso – Distribuidora de Energia S.A.

Incorporação da Energisa Borborema pela Energisa Paraíba

Em 30 de abril de 2023, foram realizadas assembleias gerais extraordinárias da EBO e EPB, nas quais foram aprovadas a incorporação societária da EBO pela EPB, nos termos e condições do protocolo de justificação e incorporação da EBO, considerando que a absorção da totalidade do acervo líquido da EBO pela EPB resultou aumento do capital social da EPB no valor de R\$ 171.623.738,83.

Para mais informações sobre a incorporação, vide Fato Relevante divulgado pela Companhia em 2 de maio de 2023, o qual está disponível para consulta no link:

<https://www.rad.cvm.gov.br/ENET/frmExibirArquivolPEExterno.aspx?NumeroProtocoloEntrega=1094672>

Incorporação da Energisa Nova Friburgo pela Energisa Minas Rio, atual denominação social da Energisa Minas Gerais

Em 30 de novembro de 2022 foram realizadas assembleias gerais extraordinárias da EMR e ENF que aprovaram a incorporação da ENF pela EMR. Na mesma assembleia, foi aprovada, ainda, a alteração da denominação social da Energisa Minas Gerais Distribuidora de Energia S.A., que passou a ser denominada Energisa Minas Rio – Distribuidora de Energia S.A.

Para mais informações sobre a incorporação, vide Fato Relevante divulgado pela Companhia em 30 de novembro de 2022, o qual está disponível para consulta no link:

<https://www.rad.cvm.gov.br/ENET/frmExibirArquivolPEExterno.aspx?NumeroProtocoloEntrega=1036950>

Aquisição do Grupo Gemini Energy

Em 17 de fevereiro de 2022, a ETE, controlada da Companhia, celebrou um contrato de compra e venda de ações com a Power Fundo de Investimento em Participações Infraestrutura e Perfin Apollo 14 Fundo de Investimento em

Participações Infraestrutura, tendo por objeto a aquisição de 100% das ações de emissão da Gemini Energy S.A. ("Gemini Energy"), detentora de 85,04% e 83,33%, respectivamente, de 2 concessionárias operacionais de transmissão, LMTE e LXTE, na região Norte que interligam importantes sistemas de geração como Tucuruí e Xingu a centros de consumo do Pará e Amapá, e de 100% de 1 concessionária operacional de transmissão, LTTE, na região Sudeste que faz a ligação entre os Estados do Rio de Janeiro e São Paulo. A operação foi finalizada em 10 de junho de 2022.

Nos termos do contrato, a aquisição da totalidade das ações do capital social da Gemini Energy foi efetuado pelo valor por ação equivalente a R\$ 0,344497 para a aquisição do total de 2.330.105.717 ações ordinárias de emissão da Gemini Energy.

Para mais informações sobre essa operação, vide Fato Relevante divulgado pela Companhia em 10 de junho de 2022, o qual está disponível para consulta no link:

<https://www.rad.cvm.gov.br/ENET/frmExibirArquivolPEExterno.aspx?NumeroProtocoloEntrega=990110>

Aquisição da Energisa Paranaíba

Em 2 de dezembro de 2021, a ETE, controlada da Companhia, celebrou um contrato de compra e venda de ações com a Geogroup Holding Ltda. E PO do Brasil Ltda., tendo por objeto ações ordinárias representativas de 100% do capital social total da GPTE, pelo valor de R\$ 102.086.114,96. A aquisição foi concluída em 11 de fevereiro de 2022.

Para mais informações sobre essa operação, vide Fato Relevante divulgado em 11 de fevereiro de 2022, o qual está disponível para consulta no link:

<https://www.rad.cvm.gov.br/ENET/frmExibirArquivolPEExterno.aspx?NumeroProtocoloEntrega=942534>

Contrato de Compra e Venda e Subscrição de Participações Societárias com a Vision Sistemas

Em 28 de janeiro de 2022, a controlada Alsol celebrou um contrato de compra e venda e subscrição de participações societárias com a Vision Sistemas Ltda., por meio do qual a Alsol se tornou titular de quotas ou ações, conforme o caso, equivalentes a 100% do capital social das seguintes sociedades: SPE Vision Solar I Ltda., Vision Francisco Sá SPE S.A., Vision Itaobim SPE S.A., UFV Vision IV Curvelo S.A., SPE Vision V Almenara Ltda., UFV Vision VI Arcos 2,5 MW SPE Ltda., SPE UFV Vision VII Mateus Leme 2,4 MW Ltda., Vision VIII Iguatama 2,4 MW SPE Ltda., Renesolar Engenharia Elétrica Ltda., Flowsolar Engenharia Elétrica Ltda. E Carbonsolar Engenharia Elétrica Ltda.

Em 30 de março de 2022 ocorreu a aprovação da aquisição pelo CADE.

Em 8 de abril de 2022 foi finalizada a aquisição das sociedades que detêm os projetos de unidades de geração fotovoltaica em desenvolvimento, quais sejam, Renesolar Engenharia Elétrica Ltda., Flowsolar Engenharia Elétrica Ltda. e Carbonsolar Engenharia Elétrica Ltda. Em 6 de maio de 2022, foi concluída a aquisição de mais duas unidades de geração fotovoltaica operacionais, quais sejam, SPE Vision Solar I Ltda. e Vision Francisco Sá SPE S.A. Assim, a Companhia acrescentou ao seu portfólio 2 unidades, já em operação, de geração distribuída por fonte solar, com potência de 5,0 MWp. Em 02 de outubro de 2023 foram concluídas as aquisições da UFV Vision IV Curvelo S.A. e da UFV Vision VI Arcos 2,5 MW SPE S.A. Em 01 de novembro de 2023, foi concluída a aquisição da Vision Itaobim SPE S.A.

A consumação das demais operações relativas aos outros grupos de sociedades (SPE Vision V Almenara Ltda., SPE UFV Vision VII Mateus Leme 2,4 MW Ltda. E Vision VIII Iguatama 2,4 MW SPE Ltda.) permanece condicionada à verificação de determinadas condições precedentes aplicáveis especificamente às referidas sociedades.

Para mais informações sobre as operações, vide Comunicado ao Mercado divulgado pela Companhia em 9 de maio de 2022, o qual está disponível para consulta no link:

<https://www.rad.cvm.gov.br/ENET/frmExibirArquivoIPEExterno.aspx?NumeroProtocoloEntrega=978361>

Acordo de Investimento com o Itaú Unibanco S.A.

Em 10 de fevereiro de 2023 em 26 de dezembro de 2023, ocorreu o fechamento da operação de aumento de capital da Energisa Participações Minoritárias S.A. ("Energisa Participações"), por meio da qual o Itaú subscreveu e integralizou 55.915.722 novas ações preferenciais, nominativas, escriturais e sem valor nominal de emissão da Energisa Participações.

Como resultado da operação, a Energisa participações passou a deter direta e indiretamente 28,7%% (ante 29,73%) do capital social total da Energisa Mato Grosso – Distribuidora de Energia S.A.

Acordo de Investimento com o Banco Bradesco S.A.

Em 11 de setembro de 2024, a Companhia celebrou o acordo de investimentos e outras avenças com o Banco Bradesco S.A. regulando os termos e condições gerais para o ingresso do Investidor no quadro acionário de sociedade controlada pela Companhia, denominada Energisa Participações Nordeste S.A. ("EPNE").

A EPNE é uma sociedade de propósito específico que tem por objeto social a participação no capital de outras sociedades, quer como acionista ou sócia ou, ainda, em consórcios de empresas. As partes realizaram uma operação de aumento de capital mediante a subscrição de novas ações ordinárias e preferenciais de emissão da EPNE, nos seguintes principais termos:

Com a efetivação da operação, o Bradesco passa a ser titular da totalidade das ações preferenciais de emissão da EPNE, correspondentes a 23,64% do seu capital social total. A Energisa, por sua vez, será titular da totalidade das ações ordinárias de emissão da EPNE, passando a deter 76,36% de participação no seu capital total.

Para mais informações sobre a operação, vide Fato Relevante divulgado em 11 de setembro de 2024, o qual está disponível para consulta no link:

<https://ri.energisa.com.br/divulgacoes-e-resultados/aviso-comunicado-e-fatos-relevantes/>

1.13 Acordos de acionistas

Em 31 de março de 2023, foi rescindido o acordo de acionistas da GIPAR S.A., acionista controladora da Companhia, tendo como partes o Itaú Unibanco S.A. e a Nova GIPAR Holding S.A. e, na qualidade de interveniente anuente, a GIPAR S.A. ("Acordo GIPAR"). O Acordo GIPAR havia sido celebrado em 23 de junho de 2017 e aditado em 4 de dezembro de 2018.

Nos termos do Acordo GIPAR, enquanto o Itaú Unibanco era titular de, ao menos, 60% das ações preferenciais de emissão da GIPAR, a prática de determinados atos ou a aprovação de determinadas matérias pela GIPAR estariam sujeitas à prévia e expressa aprovação, por escrito, do Itaú Unibanco.

Esse rol contemplava determinadas matérias que diziam respeito diretamente à Companhia, incluindo a aprovação, pela GIPAR: (i) da alienação, venda ou qualquer forma de transferência (inclusive a título gratuito), em uma ou mais operações, que excedesse(m) 10% dos ativos da Companhia e/ou de suas controladas ou de ativos que fossem relacionados à geração de mais de 10% da receita operacional da Companhia e/ou suas controladas; e (ii) de pedido de autofalência, recuperação judicial ou extrajudicial, liquidação ou dissolução da Companhia e/ou de suas controladas.

A alienação da participação societária detida pela GIPAR na Companhia dependia do voto favorável da maioria dos titulares de ações ordinárias da GIPAR (atualmente detidas pela Nova GIPAR) e de, ao menos, 60% das ações preferenciais da GIPAR (atualmente detidas pelo Itaú), exceto: (i) enquanto a GIPAR detivesse participação societária superior a 29,53% do capital social da Companhia; e (ii) no caso de alienações cujos recursos fossem utilizados para a realização das modalidades de resgate das ações preferenciais de emissão da GIPAR detidas pelo Itaú, em conformidade com o Acordo GIPAR.

Assim, na data deste Formulário de Referência, a Companhia não possui acordo de acionistas arquivado em sua sede, nem do qual seu controlador é parte.

1.14 Alterações significativas na condução dos negócios

Não aplicável, tendo em vista que não ocorreram, no exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2024, alterações significativas na forma de condução dos negócios da Companhia.

1.15 Contratos relevantes celebrados pelo emissor e suas controladas

CLASSIFICAÇÃO	RAMO DE ATIVIDADE	CONTRATANTE	VALOR CONTRATADO PROCESSO
TI	HOLDING	ESA	R\$ 33.164.664,50
TI	HOLDING	ESA	R\$ 11.200.998,11

1.16 Outras informações relevantes

Seguem listados abaixo os contratos de concessão dos segmentos de atuação do Grupo Energisa:

Controlada	Nº do Contrato de Concessão	Data de Assinatura	Data de Vencimento	Condições de Renovação
Energisa Minas Rio	ANEEL 40/1999	18 de junho de 1999	7 de julho de 2045	A concessão originalmente venceu em 7 de julho de 2015 e foi renovada por meio do Decreto nº 8.461, de 2 de junho de 2015. Foi celebrado um aditamento que estendeu os termos da concessão e estipulou certos indicadores financeiros e requisitos de qualidade a serem cumpridos pela concessionária.
Energisa Sergipe	ANEEL 07/1997	23 de dezembro de 1997	23 de dezembro de 2027	Poderá ser renovada por até 30 anos, mediante pedido da concessionária.
Energisa Paraíba	ANEEL 19/2001	21 de março de 2001	21 de março de 2031	Poderá ser renovada por até 30 anos, mediante pedido da concessionária.
Energisa Mato Grosso	ANEEL 03/1997	11 de dezembro de 1997	11 de dezembro de 2027	Poderá ser renovada por até 30 anos, mediante pedido da concessionária.
Energisa Mato Grosso do Sul	ANEEL 01/1997	4 de dezembro de 1997	4 de dezembro de 2027	Poderá ser renovada por até 30 anos, mediante pedido da concessionária.

Energisa Tocantins	ANEEL 52/1999	1 de janeiro de 2020	31 de dezembro de 2049	A concessão originalmente venceu em 30 de janeiro de 2020. Foi celebrado um aditamento que estendeu os termos da concessão e estipulou certos indicadores financeiros e requisitos de qualidade a serem cumpridos pela concessionária.
Energisa Sul-Sudeste	ANEEL 13/1999	7 de fevereiro de 1999	7 de julho de 2045	A concessão originalmente venceu em 7 de julho de 2015 e foi renovada por meio do Decreto nº 8.461, de 2 de junho de 2015. Foi celebrado um aditamento que estendeu os termos da concessão e estipulou certos indicadores financeiros e requisitos de qualidade a serem cumpridos pela concessionária.
Energisa Rondônia	Aneel 02/2018	30 de outubro de 2018	29 de outubro de 2048	Poderá ser renovada por até 30 anos, mediante pedido da concessionária.
Energisa Acre	Aneel 03/2018	5 de dezembro de 2018	6 de dezembro de 2048	Poderá ser renovada por até 30 anos, mediante pedido da concessionária.
ES GÁS	ARSPES	1 de agosto de 2020	1 de agosto de 2045	Não se aplica, tendo em vista que não há previsão de renovação no Contrato.

Governança Corporativa

A governança corporativa da Energisa é fundamentada nos princípios de transparência e equidade no acesso à informação, com uma estrutura organizacional composta pelo Conselho de Administração, Conselho Fiscal, Diretoria Executiva e Comitês de Assessoramento, todos trabalhando de forma integrada para garantir a efetividade da gestão e a criação de valor para os acionistas.

A Energisa tem se dedicado continuamente ao aprimoramento de seu modelo de governança corporativa, ajustando suas políticas para atender aos padrões do mercado e às expectativas de seus investidores. Este esforço visa assegurar que as práticas de governança da empresa estejam

sempre alinhadas com as melhores práticas do mercado, focando na transparência, na responsabilidade e na criação de valor sustentável para os stakeholders.

Em 2024, a Energisa reafirmou a independência do seu Conselho de Administração, com eleição de 3 novos membros do conselho, sendo um eleito em votação em separado por grupos de acionistas não-controladores. O Conselho de Administração é composto por 07 membros e atualmente 05 membros são considerados independentes, conforme os critérios de independência estabelecidos no anexo K da Resolução CVM 80. Essa composição é fundamental para garantir uma supervisão imparcial e equilibrada das decisões estratégicas.

Para garantir a eficácia da governança, o Conselho de Administração tem em sua composição 3 comitês: (i) Auditoria e Riscos; (ii) Pessoas e Sustentabilidade e (iii) Estratégia e Alocação de Capital. Estes comitês, são compostos na sua maioria, por membros do conselho de administração e desempenham papel crucial na supervisão das operações da empresa e na gestão de riscos e oportunidades estratégicas, assegurando que as decisões estejam alinhadas com os interesses de longo prazo de todos os stakeholders.

A Energisa também adota um conjunto de políticas, códigos e programas relacionados à governança corporativa, todos aprovados pelo Conselho de Administração. Entre as principais políticas destacam-se as de Contribuições e Doações, Gerenciamento de Riscos decorrentes do Mercado Financeiro, Ética e Conduta, Sustentabilidade, Destinação de Resultados, Transações entre Partes Relacionadas e Conflito de Interesses, Negociação de Valores Mobiliários, Controle e Divulgação de Informações Relevantes, além de Política de Indicação e Remuneração com suas atividades supervisionada e conduzida por membros eleitos pela administração da companhia. Todos esses documentos estão disponíveis para consulta no site de Relações com Investidores da Energisa.

A estratégia da Energisa está alinhada ao Nível 2 de Governança Corporativa da B3 e em conformidade com o Código ABRASCA de Autorregulação e Boas Práticas das Companhias Abertas, reafirmando o compromisso da empresa com as melhores práticas de governança e com a criação de valor sustentável para seus acionistas e demais partes interessadas.

Gestão de riscos

A Energisa e suas controladas adotam uma abordagem abrangente para a gestão de riscos, com políticas específicas e um manual dedicado à área, bem como uma política direcionada à gestão de riscos relacionados ao mercado financeiro. Estas diretrizes fornecem um quadro claro para mitigar, remediar e monitorar os riscos enfrentados pela empresa.

A gestão de riscos é guiada pelo modelo de três linhas de defesa do Committee of Sponsoring Organizations of the Treadway Commission (Coso). As auditorias são conduzidas de acordo com a norma ISO 31000 - Auditoria Baseada em Riscos (ABR) e abrangem os processos organizacionais considerados críticos.

Os riscos identificados são registrados em uma matriz que avalia a vulnerabilidade dos processos internos em relação aos valores em risco e seus possíveis impactos na empresa. Esta análise abrange uma variedade de riscos, como operacionais, regulatórios, de segurança, reputacionais, ambientais, entre outros, incluindo o potencial de perda financeira. Durante o período em questão, os riscos mais destacados incluíram faturamento, gestão de contratos, controle patrimonial, operação e manutenção, negociação de débitos, indicadores de qualidade, suprimento de materiais, gestão do contencioso, dentre outros.

A eficácia dos processos é avaliada mensalmente e a área de riscos propõe recomendações e ações para reduzir a vulnerabilidade dos processos e mitigar os riscos. Esses resultados são apresentados trimestralmente ao Comitê de Auditoria.

Para garantir conformidade com a Lei Geral de Proteção de Dados (LGPD), a empresa implementou diversas iniciativas de segurança, incluindo controle rigoroso de acesso aos sistemas, adoção de tecnologias como DLP (Data Loss Protection) para prevenção de vazamento de dados, além de monitoramento contínuo, criptografia, anonimização de dados e o projeto Energisa Mais Segura. A Política de Privacidade foi implementada e permanece em vigor, sendo complementada pela aquisição e personalização de ferramentas de mercado, com o objetivo de aprimorar o atendimento às demandas dos clientes relacionadas à proteção de dados. Adicionalmente, os processos de atendimento ao cliente foram revisados para garantir a total conformidade com as exigências da LGPD.

Ética e integridade

A condução ética e a integridade nos negócios e nos relacionamentos com diversos públicos são princípios fundamentais para a Energisa. Com o intuito de orientar as partes interessadas sobre seus valores, o Conselho de Administração aprovou em 2021 um Programa de Integridade, reforçando o compromisso com iniciativas nacionais e internacionais relacionadas à ética e à integridade, incluindo a prevenção e o combate à corrupção, em conformidade com a Lei nº 12.846/2013 (Lei Anticorrupção). Recentemente, o Código de Ética e de Conduta foi amplamente revisado para alinhar o documento às práticas de mercado, à Política Anticorrupção e ao Programa de Integridade da Companhia.

Para receber demandas internas e externas relacionadas aos temas tratados no Código de Ética e de Conduta e no âmbito do Programa de Integridade, a Energisa disponibiliza um canal externo (terceirizado) de denúncia, conhecido como Canal da Ética, acessível aos colaboradores e ao público externo através de número telefônico gratuito, site e aplicativo.

Em 2024, o Canal da Ética recebeu 523 denúncias sobre supostos desvios éticos envolvendo colaboradores próprios ou terceirizados. Neste período, o Comitê de Ética determinou a aplicação de 66 medidas disciplinares em resposta aos desvios éticos identificados, além de recomendar a implantação de outras medidas de natureza administrativa visando à melhoria dos processos e controles internos.

Inovação e P&D

O Grupo Energisa tem ampliado seus investimentos em temas estratégicos como transição energética, automação do grid e projetos com inteligência artificial para aprimorar a tomada de decisão. Essas iniciativas reforçam o compromisso da empresa com a inovação e a busca por soluções que impulsionem a modernização do setor elétrico.

A inovação é um pilar estratégico da Energisa, orientando suas operações e decisões de alto nível. Comprometida com a melhoria contínua e o desenvolvimento de soluções inovadoras, a empresa se destaca na liderança da transformação energética no Brasil, mantendo-se na vanguarda do setor elétrico. Esse compromisso é reforçado pelo valor organizacional "coragem para ousar e inovar", que impulsiona decisões estratégicas e se reflete em conquistas expressivas. Entre elas, destacam-se o 1º lugar no setor elétrico e a 4ª posição geral no Prêmio Valor Inovação 2024, o 2º lugar em Inovação na categoria Energia do Prêmio Época e o Prêmio Security Leaders 2024, na categoria Segurança Cibernética, pelo Programa de Combate a Fraudes por Canais Digitais, que utiliza inteligência artificial para proteger clientes. Além disso, outras premiações reforçam esse posicionamento, como o 3º lugar no Prêmio Latam 2024, na categoria "Melhor Estratégia de Operação", sendo a única empresa do setor elétrico a participar, e a boa colocação no Prêmio ABT, que reconhece excelência no relacionamento com clientes no Brasil.

A empresa também conta com o Energisa Digital Labs (EDL), centro de excelência em advanced analytics e inteligência artificial, com o objetivo de disseminar a cultura data-driven e desenvolver

tecnologias inovadoras nos mais diversos processos de atuação do Grupo. Em outras palavras, o EDL busca promover processos de tomada de decisão embasados na coleta, transformação e análise de dados e em modelos preditivos e prescritivos. Ao desenvolver produtos e serviços orientados ao cliente, converter dados em inteligência analítica avançada e cultivar uma mentalidade ágil, objetiva-se estimular a adoção de decisões fundamentadas em dados em todas as áreas da empresa, desde a Operação e Manutenção até o Atendimento ao Cliente. Neste último ano, o Digital Labs expandiu sua atuação, incorporando conceitos de Design de Produtos com intuito de gerar ideias inovadoras de alto potencial econômico, alinhadas aos objetivos estratégicos do Grupo. Neste sentido, mais de 16 experimentações foram realizadas, das quais 6 apresentaram resultados promissores em sua etapa de MVP, justificando um aumento nos investimentos para evolução do produto e escalabilidade dos ganhos para toda a empresa.

Outro destaque é o Programa de Pesquisa, Desenvolvimento e Inovação (PD&I) visa não apenas impulsionar inovações em produtos, melhorias operacionais e de processos, mas também gerar impacto positivo para a sociedade. Nos últimos três anos, por exemplo, foram investidos cerca de R\$ 93,0 milhões em iniciativas de PDI. Para ilustrar essa estratégia, quatro iniciativas se destacam, entre elas o Projeto de Descarbonização, que busca reconhecer as particularidades da matriz energética brasileira, além de desenvolver metodologia pioneira para medição e definição de metas de descarbonização alinhadas às realidades do setor elétrico nacional. Desenvolvido em parceria com consultorias especializadas e stakeholders estratégicos, garantindo uma abordagem robusta e adaptada ao cenário local.

Em linhas gerais, o projeto inclui uma análise detalhada de metodologias internacionais, identificando lacunas e propondo melhorias específicas para avanço no mercado. A nova metodologia se baseia em metas associadas à energia gerenciável por cada agente do setor e abrange a cadeia de valor, promovendo maior engajamento e corresponsabilização no processo de transição energética. Dessa maneira, garantimos não só o desenvolvimento de algo inovador e sustentável, mas também alinhado às metas regulatórias e ambientais do país.

Na linha de inovação regulatória, o Sandbox Tarifário e o Sandbox Tarifa Fixa, que abordam a criação de ambientes de experimentação, em três Unidades de Negócio do Grupo Energisa, e que permitirão testar modalidades tarifárias inovadoras, incluindo tarifas Time of Use (ToU), tarifas dinâmicas e a modalidade de pré-pagamento. As iniciativas avaliarão a eficiência tarifária no alinhamento com custos e preços de curto prazo, o comportamento dos consumidores, considerando características regionais, o impacto de estratégias de comunicação ativa sobre a resposta a incentivos tarifários e o uso do pré-pagamento como ferramenta para reduzir perdas não técnicas e inadimplência. Tal aplicação transforma os mecanismos de distribuição de energia de forma a se adequar à necessidade de cada cliente.

Por fim, temos o projeto intitulado de VPP (Virtual Power Plant) que trata da implantação e gestão de Recursos Energéticos Distribuídos (geração fotovoltaica e armazenamento de energia) com operação remota para prestação de serviços ancilares locais voltados à melhoria da qualidade da energia. Desse modo, o projeto oferece uma alternativa às adequações tradicionais da rede de distribuição, alinhando-se à transição energética e aos desafios da rede do futuro, como o aumento da geração solar distribuída, o crescimento das cargas e a eletrificação de veículos.

Além disso, inclui a validação de um modelo de negócio com o conceito de “fontes despacháveis”, integrando unidades híbridas (geração fotovoltaica e armazenamento, como mencionado anteriormente), unidades exclusivamente de armazenamento e unidades exclusivamente fotovoltaicas, utilizando compensação tarifária no modelo de tarifa branca para A4 verde.

Gestão de Pessoas, Saúde e Segurança

Os últimos anos têm sido transformadores no âmbito da Gestão de Pessoas, Saúde e Segurança, marcados por um contexto de rápidas mudanças no trabalho e pela integração de novas tecnologias, como a IA generativa. Apesar dos desafios, a Energisa, que conta com mais de 17 mil colaboradores para atender mais de 20 milhões de clientes, tem se destacado pela capacidade de adaptação e pela implementação de iniciativas que colocam as pessoas no centro da transformação.

Avanços significativos foram consolidados, reforçando o compromisso com o bem-estar e o desenvolvimento integral dos colaboradores. Estes pilares estratégicos têm sido fundamentais para fortalecer a cultura organizacional, melhorar a qualidade de vida no trabalho e assegurar um ambiente seguro e inclusivo para todos.

A transformação tecnológica trouxe consigo oportunidades e a necessidade de um reposicionamento estratégico no que diz respeito à gestão de talentos. Temos investido em upskilling e reskilling, mapeando de forma proativa as competências necessárias para enfrentar o impacto das tecnologias emergentes.

- **Atração e Retenção de Talentos:** Com foco no desenvolvimento nacional, reforçamos os esforços para atrair e reter talentos, especialmente em territórios críticos, promovendo a formação de mão de obra local.
- **Formação Contínua:** Atualizamos os programas de treinamento, garantindo reciclagens regulares para funções operacionais, o que contribui diretamente para a eficiência e segurança das operações.
- **Diversidade, Equidade e Inclusão (DEI):** Avançamos com iniciativas que promovem um ambiente de trabalho mais diverso e equitativo, essencial para uma cultura organizacional sustentável.

A cultura da Energisa é ancorada nos valores – Vida, Pessoas, Inovação, Cliente, Compromisso e Resultados – que têm sido reforçados por meio de ritos culturais e pela atuação estratégica das lideranças.

- **Liderança como Protagonista:** Desenvolvimento contínuo das competências de liderança, promovendo decisões ágeis, estratégicas e orientadas para as pessoas.
- **Cultura de Confiança e Inovação:** Ambiente que estimula autonomia e a criatividade, fortalecendo a resiliência e agilidade da força de trabalho.

A saúde e o bem-estar dos colaboradores são pilares fundamentais na Energisa, para garantir um ambiente resiliente e produtivo. Programas de saúde e qualidade de vida, como o Viva Energia, se destacam com ações voltadas à prevenção de doenças, ao estímulo a um estilo de vida saudável e ao acompanhamento das condições de saúde de todo o público interno, incluindo pacientes crônicos e grupos de risco.

Também é destaque o programa Saúde Integral, com iniciativas focadas no bem-estar de colaboradores e dependentes. O beneficiário conta com apoio e atendimento 24 horas por dia e sete dias por semana em campos como social, psicológico, físico, jurídico, nutricional, previdenciário e financeiro.

A segurança dos colaboradores e parceiros é uma prioridade estratégica. Para isso, a Energisa conta com um roadmap de segurança alicerçado na aceleração da tecnologia e na prevenção. Soluções tecnológicas para monitorar e reduzir riscos, promovendo um espaço seguro para todos. E cultura de prevenção que incentiva a participação ativa de todos os colaboradores no fortalecimento das práticas de segurança.

A construção de uma força de trabalho resiliente e ágil é o foco para enfrentar as constantes mudanças de mercado e

tecnologia. A Energisa aposta numa cultura de inovação, confiança e autonomia, fundamentais para manter a competitividade e garantir o sucesso da organização a longo prazo.

Com este compromisso, a Energisa reafirma sua visão de um futuro, onde pessoas e tecnologia caminham lado a lado, garantindo excelência, segurança e sustentabilidade.

Responsabilidade Social e Gestão Cultural

O Grupo Energisa sempre manteve um firme compromisso com o desenvolvimento sustentável, reconhecendo sua crescente importância no contexto empresarial atual. Nesse sentido, reitera seu comprometimento com a sociedade por meio da adoção da agenda ASG.

Desenhada em 2022, a estratégia de Sustentabilidade da Energisa reflete uma trajetória centenária construída organicamente e estruturada em três causas, que orientam iniciativas de respeito à natureza e às pessoas. — Ação pelo clima, transformação energética e mobilidade social — e desdobrada em cinco objetivos e nove compromissos públicos, por meio dos quais também contribuimos ativamente para os Objetivos de Desenvolvimento Sustentável (ODS), da Organização das Nações Unidas.

No âmbito sociocultural, o Grupo Energisa se empenha em ações alinhadas à agenda ASG, destacando o apoio às manifestações culturais autênticas e a valorização da diversidade cultural nas regiões onde atua. Busca não apenas incentivar a produção cultural e a preservação da memória, mas também impulsionar a economia criativa e mobilizar projetos e parcerias que contribuam para o desenvolvimento sustentável dos biomas mais frágeis.

Para concretizar esses objetivos, conta com o apoio de suas organizações sociais: a Fundação Ormeo Junqueira Botelho, que há 37 anos, promove a diversidade e a preservação do patrimônio material e imaterial da Zona da Mata Mineira, e o Instituto Energisa, criado com o propósito de alavancar as potencialidades dos territórios onde atua por meio de iniciativas educacionais, culturais, sociais e esportivas.

No campo da cultura, o Instituto Energisa atua com o intuito de estimular e desenvolver as potencialidades artísticas das comunidades, promovendo uma programação multilinguagem e inclusiva que valorize a diversidade cultural e fomenta a economia criativa. Um exemplo de compromisso foi visto em 2024, quando as Usinas Culturais de João Pessoa (PB) e Nova Friburgo (RJ) e o Centro Cultural Humberto Mauro (MG) proporcionaram uma programação cultural diversificada, beneficiando diretamente mais de 80 mil pessoas.

Destacamos também o Programa Rio Pomba Valley, desenvolvido pelo Instituto Energisa na Zona da Mata Mineira, que visa transformar a região em um hub de inovação e criatividade, a partir do desenvolvimento tecnológico e

audiovisual, formando capital humano qualificado para demandas da nova economia, além de desenvolver e/ou atrair empresas de base tecnológica com potencial de crescimento em nível nacional. Em 2024, iniciamos o terceiro ciclo com um curso técnico completo em desenvolvimento de sistemas, certificado pelo Ministério da Educação (MEC), com 1.200 horas de aulas presenciais ao longo de um ano e meio no Senai de Cataguases. Após o final do curso, os alunos saem formados e prontos para o mercado de trabalho, inclusive para atuarem na própria Energisa.

Por meio do Programa Energisa Cultural, criado em 2022, a empresa apoia projetos e iniciativas culturais em diversos estados do Brasil. Através de um formulário contínuo de inscrição no site do

Grupo (Programa Energisa Cultural | Energisa (grupoenergisa.com.br)), o Programa apresenta um portfólio de projetos multilinguagem, através de incentivo fiscal, integrado aos compromissos de forma sistêmica. Em 2024, foram investidos R\$ 27,3 milhões, por meio de sete mecanismos de fomento em 69 projetos incentivados, em 11 estados onde atuamos, cobrindo 78 municípios com impacto direto para 716.376 pessoas e indireto para 2.168.387, gerando 4.306 empregos diretos e 10.248 indireto.

Eficiência Energética

O Grupo Energisa reforça, ano após ano, sua dedicação à eficiência energética. Em 2024, o investimento de R\$ 70,8 milhões reflete o contínuo empenho na otimização do consumo de energia e na promoção da sustentabilidade.

O projeto Nossa Energia amplifica esse compromisso ao promover educação, economia e eficiência energética em comunidades de todo o Brasil. Em 2024, a iniciativa viabilizou a substituição de 313 mil lâmpadas LED, 2,2 mil geladeiras e 60 ventiladores, garantindo mais eficiência e redução do consumo. Além disso, as Unidades Móveis Educacionais impactaram 89 mil pessoas, entre alunos, professores e o público em geral, promovendo a conscientização sobre o uso responsável e seguro da energia elétrica.

Outros projetos foram implementados, abrangendo a substituição de equipamentos obsoletos, a implantação de sistemas fotovoltaicos e outras ações de eficiência energética em diversos setores. Com um investimento de R\$ 30,24 milhões, as iniciativas beneficiaram 135 clientes, incluindo hospitais, instituições de ensino e assistência social, prédios públicos, indústrias, consumidores residenciais e 28 municípios, que foram contemplados com a modernização da iluminação pública.

Essas ações geraram redução de custos, impulsionaram o uso de energias renováveis e ajudaram na diminuição das emissões de gases de efeito estufa, contribuindo para a diversificação da matriz energética e a promoção da sustentabilidade.

Universalização do acesso à energia

A democratização e a universalização do acesso à energia são pilares estratégicos da Energisa. A empresa tem como meta levar, até 2026, energia elétrica limpa e acessível a aproximadamente 55 mil unidades consumidoras em áreas remotas de sua concessão. Para isso, tem investido em tecnologias de baterias e geração solar fotovoltaica voltadas para comunidades isoladas, além de desenvolver soluções acessíveis ao consumidor de energia.

Por meio do programa Luz para Todos, uma iniciativa do Governo Federal em parceria com empresas como a Energisa, busca-se levar energia elétrica a áreas rurais e comunidades isoladas do Brasil. Ao proporcionar acesso a esse serviço essencial, que impulsiona o desenvolvimento econômico e social, o programa manteve um papel relevante na melhoria da qualidade de vida dos brasileiros em 2024.

Somente em 2024, a Energisa ligou 12.172 novos clientes à rede elétrica, totalizando 47.276 clientes atendidos desde 2021. Nos estados do Acre, Rondônia, Mato Grosso, Mato Grosso do Sul e Tocantins, além de contribuir para a universalização do acesso à energia, a empresa promove iniciativas como a adoção da tarifa social e projetos de eficiência energética, em linha com seu compromisso com a democratização do setor.

Gestão de emissões

Alinhado à sua missão de ser protagonista na transformação energética, conectando pessoas e empresas a soluções mais eficientes e construindo um mundo mais sustentável, o Grupo Energisa

tornou públicos, em 2022, seus compromissos ASG, resultado de um processo estratégico minucioso. Esse planejamento considerou tanto os impactos negativos quanto os positivos, além das oportunidades de negócio associadas.

Entre os pilares centrais desses compromissos, destaca-se a meta ambiciosa de alcançar a neutralidade de carbono até 2050. Para viabilizar esse objetivo, o Grupo vem avançando consistentemente em sua jornada de sustentabilidade, implementando diversas iniciativas de gestão e redução de emissões. Um exemplo é a publicação do inventário de gases de efeito estufa (GEE), elaborado de forma completa e auditado por uma terceira parte independente.

Pelo terceiro ano consecutivo, a Energisa reportou seus dados de emissões ao Carbon Disclosure Project (CDP), conquistando, em 2024, uma nota B. O CDP é uma iniciativa internacional que avalia a transparência e a gestão de riscos climáticos das empresas, e essa participação reforça o compromisso da Energisa com a comunicação clara e responsável de suas ações e resultados em sustentabilidade.

Além disso, em 2024, a Companhia aprovou seu plano de descarbonização, consolidando a estratégia do Grupo para a redução das emissões sob seu controle e influência. A partir de 2025, essa estratégia será desdobrada para todas as unidades e negócios, garantindo o alinhamento dos esforços para alcançar a neutralidade de carbono. Esse movimento não apenas responde aos desafios climáticos globais, mas também posiciona a Energisa como referência na transição energética sustentável no Brasil.

Diversidade e Inclusão

O compromisso do Grupo com a criação de um ambiente inclusivo e diversificado é evidente. A empresa se empenha em alcançar um equilíbrio representativo, tanto da presença de mulheres, pretos e pardos, PCDs em todos os níveis.

Para promover essa diversidade, a Companhia está implementando uma matriz de desenvolvimento e sucessão com foco na equidade de gênero, visando a redução de possíveis vieses no processo de seleção. Durante o ano de 2024, gestoras sêniores da empresa atuaram como mentoras, enquanto as líderes em desenvolvimento foram orientadas por figuras femininas influentes de outras organizações.

Os esforços resultaram em um aumento significativo na representatividade feminina nos cargos de liderança, que subiu para 23,3% em 2024, em comparação com os 18,6% registrados em 2020. Além disso, a empresa alcançou um percentual de 58,4% de colaboradores pretos e pardos, refletindo seu compromisso com a diversidade étnica.

Para a área operacional, a empresa realizou quatro turmas de formação de eletricitistas de rede exclusiva para mulheres da comunidade dos territórios onde estamos presentes, e quando avaliamos todas as turmas exclusivas e mistas, foram mais de 3.300 mulheres que se inscreveram, demonstrando a atratividade das nossas operações para o público feminino.

Em 2024, a Energisa permaneceu na carteira do IDIVERSA B3, o primeiro índice da América Latina a considerar critérios de gênero e raça na composição de suas empresas. O índice tem como objetivo medir o desempenho médio das ações de companhias listadas que se destacam pela diversidade, com base no Score de Diversidade desenvolvido pela B3. A permanência da Energisa no IDIVERSA B3 reforça seu compromisso com a igualdade de gênero e étnico-racial no ambiente de trabalho, além de reconhecer a diversidade como um fator estratégico para o sucesso corporativo e o desenvolvimento sustentável.

Sustentabilidade na cadeia de fornecedores

Em 2024, a Energisa direcionou suas iniciativas de sustentabilidade, principalmente, para a gestão de fornecedores, reforçando seu compromisso com as questões ambientais, sociais e de governança (ASG) e reconhecendo a crescente responsabilidade das empresas quanto às práticas sustentáveis de seus parceiros.

Dentre as iniciativas, destaca-se a continuidade do Programa Sinergisa, dedicado ao desenvolvimento dos fornecedores do grupo Energisa. O programa promove avaliações de gestão e a aplicação de práticas, regras e conceitos reconhecidos mundialmente, buscando aprimorar a gestão dos fornecedores de materiais e serviços. Além de mitigar riscos na cadeia de suprimentos, essa iniciativa fomenta uma cultura organizacional voltada para a melhoria contínua dos processos desses parceiros.

Em 2024, quatro novas empresas foram incluídas no Programa Sinergisa, todas submetidas a avaliações para verificar suas práticas sustentáveis. Além disso, o Programa de Desenvolvimento Assistido foi implementado em outras 13 empresas, oferecendo suporte para mitigar deficiências identificadas em 181 não conformidades. Para cada uma delas, foram elaborados planos de ação, acompanhados por meio de reuniões periódicas e mentorias conduzidas por tutores da área de qualidade de fornecedores.

Especificamente em fornecedores de materiais e equipamentos, o Programa Sinergisa realizou 82 auditorias da Avaliação do Risco Potencial dos Fornecedores (ARPF), abrangendo tanto novas homologações quanto reavaliações. Mais de 120 requisitos foram analisados, sendo 50 voltados exclusivamente para critérios ASG. Alguns desses requisitos tiveram sua pontuação revisada, adquirindo maior peso no resultado das empresas auditadas. Como resultado das auditorias, foram estabelecidas 312 ações corretivas e de desenvolvimento, das quais 176 já foram concluídas.

A Energisa segue monitorando de perto seus fornecedores, incentivando a melhoria contínua e substancial dos processos de fabricação em conformidade com os princípios ASG, a Política de Sustentabilidade e o Código de Ética do Grupo Energisa, visando estabelecer parcerias com fornecedores alinhados às melhores práticas do mercado.

Além disso, o material orientativo utilizado nas avaliações e no Programa de Desenvolvimento Assistido foi revisado, garantindo alinhamento com as diretrizes e recomendações ASG.

2.1 Os diretores devem comentar sobre:

2.1.a. Condições financeiras e patrimoniais gerais

O Grupo Energisa, e suas controladas diretas e indiretas ("Grupo Energisa"), nos últimos 3 anos, manteve relevante posição de caixa, oriunda, em parte, da geração operacional da Companhia e suas subsidiárias. A Companhia acessa fontes diferenciadas de financiamento para implementar seus planos de negócios.

As condições financeiras e patrimoniais do Grupo Energisa encerraram o exercício de 2024 de forma satisfatória, consistente com os últimos anos. Essas condições são demonstradas por suas posições de ativos - consolidado, que somaram:

R\$ bilhões	31/12/2024	Var. % (24x23)	31/12/2023	Var. % (23x22)	31/12/2022
Ativos consolidados	77,2	+13,5	68,0	+13,9	59,7

A Diretoria da Companhia entende que a atual estrutura de capital da Companhia, mensurada, principalmente, pela relação dívida líquida sobre o patrimônio líquido, apresenta níveis de alavancagem satisfatórios.

R\$ milhões	31/12/2024	31/12/2023	31/12/2022
Dívida (a)	35.517,7	33.136,5	28.724,0
Caixa, equivalentes de caixa e aplicações financeiras (b)	-899,1	7.594,0	5.948,3
Dívida Líquida (c)	34.618,6	31.838,0	22.807,8
Patrimônio Líquido (d)	17.279,5	11.897,5	11.020,0
Índice de Endividamento Líquido	2,00	2,68	2,52

(a) Total de empréstimos, financiamentos, debêntures e encargos de dívidas.

(b) Consideram as aplicações financeiras no mercado aberto.

(c) A dívida líquida considera caixa, equivalentes de caixa e aplicações financeiras.

(d) O patrimônio líquido atribuível aos controladores inclui todo o capital e as reservas do Grupo, gerenciados como capital.

O total de empréstimos, financiamentos, encargos de dívidas e debêntures, bem como as disponibilidades financeiras são conciliados abaixo:

Total de empréstimos, financiamentos e debêntures (milhões)	31/12/2024	31/12/2023	31/12/2022

A) Curto Prazo	6.721,50	7.669,7	7.149,7
Encargos de dívida	400,2	759,1	511,3
Empréstimos e financiamentos	4.601,10	3.985,1	3.534,0
Debêntures	1.720,20	2.925,5	3.104,4
B) Longo Prazo	28.796,20	25.466,8	21.574,3
Empréstimos e financiamentos	11.721,40	13.130,3	10.162,1
Debêntures	17.074,80	12.336,5	11.412,2
= Total de empréstimos, financiam. e debêntures	35.517,70	33.136,5	28.724,0

O aumento nos empréstimos, financiamentos e debêntures reflete as captações realizadas ao longo de 2024, com o objetivo de financiar investimentos, alongar os prazos de dívidas e fortalecer o capital de giro do Grupo.

Abaixo, a Companhia apresenta seus indicadores de liquidez, que refletem a saúde financeira da Companhia e sua capacidade de honrar compromissos no curto prazo e médio prazo.

Indicadores de Endividamento e Liquidez	2024	2023	2022
Índice de Endividamento Geral (Passivo Total / Ativo total)	71,3%	76,9%	79,1%
Composição do Endividamento (Passivo Circulante/Passivo Total)	26,6	29,3	28,0
Imobilização do Patrimônio Líquido (Ativo Não Circulante/PL)	267,2	324,0%	272,0%

Liquidez Corrente (Ativo Circulante/Passivo Circulante)	1,2	1,1	1,1
Liquidez Seca (Ativo Circulante - Estoque)/Passivo Circulante)	1,22	1,11	1,10

Fonte: Demonstrações Financeiras Padronizadas da Companhia.

A Diretoria entende que os indicadores apresentados pela Companhia são compatíveis com o setor em que está inserida e que a Companhia apresenta condições financeiras e patrimoniais suficientes para implementar seu plano de negócios e cumprir suas obrigações de curto e longo prazo.

Disponibilidades Financeiras	31/12/2024	31/12/2023	31/12/2022
Caixa e equivalentes de caixa com liquidez imediata	899,1	1.298,4	916,2
Aplicações financeiras (circulante)	7.662,1	6.090,2	4.835,5
Aplicações financeiras (não circulante)	411,2	205,3	196,6
= Total de Disponibilidades Financeiras	8.972,4	7.594,0	5.948,3
Total de empréstimos, financiam. e debêntures líquido das disponibilidades financeiras	26.545,3	25.542,5	22.775,7

2.1.b. Estrutura de capital

A Diretoria da Companhia entende que a atual estrutura de capital da Companhia, mensurada principalmente pela relação dívida líquida sobre o patrimônio líquido, apresenta níveis de alavancagem conservadores e satisfatórios. A seguir, apresenta-se a oscilação dos indicadores Dívida Líquida/ (Dívida Líquida + Patrimônio Líquido) e Patrimônio Líquido / (Dívida Líquida + Patrimônio Líquido), onde (Dívida Líquida – Empréstimos e Financiamentos + Debêntures – Disponibilidades), apurados da seguinte forma:

Empréstimos, financiamentos e debêntures (R\$ milhões)	31/12/2024	31/12/2023	31/12/2022
Dívida Líquida (a)	26.545,3	25.542,5	22.775,6

Patrimônio Líquido	22.143,2	15.176,0	12.483,7
Dívida Líquida / (Dívida Líquida + Patrimônio Líquido)	54,5%	61,9%	64,6%
Patrimônio Líquido / (Dívida Líquida + Patrimônio Líquido)	45,5%	38,1%	35,4%

(a) total de empréstimos, financiamentos, encargos de dívidas e debêntures, circulante e não circulante, deduzido do caixa, equivalente de caixa e aplicações financeiras circulante e não circulante

O setor de energia elétrica requer uso intensivo de capital. A Companhia realiza frequentemente captações por meio do mercado financeiro e de capitais para financiar suas estratégias de crescimento, o que explica a estrutura de capital da Companhia. Os Diretores da Companhia entendem que a Companhia possui estrutura de capital adequada ao cumprimento de suas obrigações de curto e médio prazo e à condução de suas operações por meio de suas controladas.

2.1.c. Capacidade de pagamento em relação aos compromissos financeiros assumidos

O fluxo de caixa operacional do Grupo Energisa é suficiente para honrar seus compromissos financeiros, sendo mantidos excedentes de níveis prudentes e monitorados constantemente, levando em consideração a sua Política de Gestão de Riscos decorrentes do Mercado Financeiro.

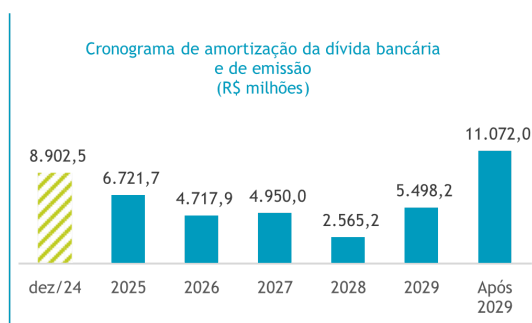
A posição consolidada de caixa, equivalentes de caixa, aplicações financeiras e créditos setoriais totalizou R\$ 8.893,7 milhões em 31 de dezembro de 2024, R\$ 7.018,6 milhões em 31 de dezembro de 2023 e frente aos R\$ 6.112,0 milhões em 31 de dezembro de 2022.

Ressalte-se que os referidos saldos acima incluem os créditos referentes à Conta de Desenvolvimento Energético (CDE), Conta de Consumo de Combustíveis Fósseis (CCC) e Conta de Compensação dos Valores da Parcela A (CVA), no montante negativo de R\$ 78,7 milhões em 31 de dezembro de 2024, positivo de R\$ 575,3 milhões em 31 de dezembro de 2023 e positivo de R\$ 163,7 milhões em 31 de dezembro de 2022.

Os Diretores da Companhia e de suas subsidiárias entendem que a dívida total está escalonada ao longo dos anos, refletindo o esforço empreendido pela Companhia no alongamento do perfil consolidado da dívida, conforme gráfico a seguir:

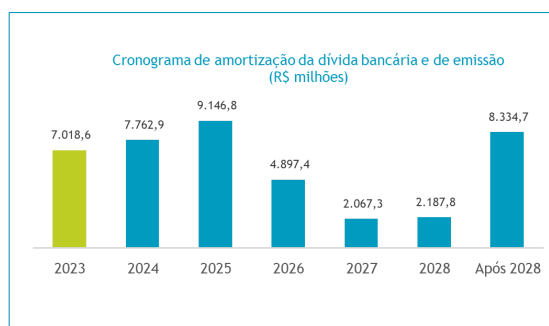
Cronograma de amortização da dívida bancária em 31 de dezembro 2024

Em 31 de dezembro de 2024, o prazo médio da dívida fechou em 5,7 anos, um aumento de 1,9 ano em relação ao 4T23 e 0,7 ano a mais que o registrado em setembro de 2024, reforçando a solidez financeira da companhia.



Cronograma de amortização da dívida bancária em 31 de dezembro 2023

Em 31 de dezembro de 2023, o prazo médio da dívida bruta passou para 3,8 anos, ante 3,6 anos registrado em setembro de 2023 e o custo médio da dívida bruta caiu 1,08 pontos percentuais, encerrando o período em 12,08% (101,79% do CDI), ante em 13,16% (101,49% do CDI) no trimestre anterior de 2023.



Cronograma de amortização da dívida bancária em 31 de dezembro 2022

Em 31 de dezembro de 2022, o prazo médio da dívida bruta foi de 3,9 anos, em linha com o registrado em setembro de 2022 e o custo médio da dívida bruta reduziu 0,22 pontos percentuais, encerrando o período em 13,87% (103,19% do CDI), ante 14,09% (103,19% do CDI) em setembro de 2022.



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

O Grupo Energisa possui acesso aos mecanismos de financiamento do mercado de capitais tais como debêntures, fundos de investimento em direitos creditórios (FIDC), notas promissórias e emissões no mercado externo.

Fontes de financiamento pelo Grupo Energisa em 2024

As contratações de financiamento pelo Grupo Energisa totalizaram R\$ 18.642,4 milhões em 2022, com custo médio de 110,8% do CDI e prazo médio de 3,54 anos.

Companhia	Tipo de emissão	Montante total (R\$ milhões)	Custo Médio (% CDI a.a.)	Prazo Médio (anos)
ALSOL, ECOM, EMR, EMS, EMT, EPB, ERO, ESE, ESGÁS, ESS, ETE e ETO	Lei 4.131	6.213,25	110,57%	2,10

EAC, EMR, EMS, EMT, EPB, EPNE, ERO, ESA, ESS e ETO	Debentures	8.965,19	105,04%	6,56
ALSOL, EAC, EMR, EMS, EMT, EPB, ERO, ESE, ESS e ETO	FINEM	964	115,59%	16,06
ESA	Follow on	2.500,00	-	-
Total		18.642,44	107,80%	5,41

Fontes de financiamento pelo Grupo Energisa em 2023

As contratações de financiamento pelo Grupo Energisa totalizaram R\$ 11.939,4 milhões em 2023, com custo médio de 113,12% do CDI e prazo médio de 3,63 anos.

Companhia	Tipo de emissão	Montante total (R\$ milhões)	Custo Médio (% CDI a.a.)	Prazo Médio (anos)
EMR, EMT, ESE, EBO, EMS, EPB, EDG I, ESA, ETE, RDP I, RDP II, ERO, ECOM	Lei 4.131	4.725,38	115,16%	1,81
EMS, ETO, ESS, ESA, EMR, ESE, EPB, EMT, ERO, EAC, Alsol	Debentures / Nota Comercial	6.117,00	114,42%	4,15
ETT, EPA II, EAM	CCB	328,83	87,93%	9,01
ALSOL, ETT, RDP I e RDP II	FINEM	768,24	100,97%	8,38
Total		11.939,44	113,12%	3,63

Fontes de financiamento pelo Grupo Energisa em 2022

As contratações de financiamento pelo Grupo Energisa totalizaram R\$ 6.286,2 milhões em 2022, com custo médio de 110,8% do CDI e prazo médio de 3,54 anos.

Companhia	Tipo de emissão	Montante total (R\$ milhões)	Custo Médio (% CDI a.a.)	Prazo Médio (anos)
ALSOL, ECOM, EMS, EMT, ENF, ERO, ESE, ESOL e ESS	Lei 4.131	2.579,0	111,9%	2,07
EMR, EMS, EMT, EPB, ERO, ESA, ESE, ESS, ETE e ETO	Debentures ICVM 476	2.302,0	111,5%	4,65
ETE, EMR, EMS, ESS e ETO	Nota Comercial	1.100,0	112,3%	3,40
ETT	BNDES	66,5	94,2%	9,61
ETTe EAC	CCB	238,7	89,7%	7,56
Total		6.286,2	110,8%	3,54

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

O Grupo Energisa busca financiamentos que aperfeiçoem o seu perfil de endividamento, como financiamentos por meio da Lei 4.131, debêntures, notas comerciais, cédulas de créditos bancários e financiamentos no mercado externo. Alternativamente, também pode optar por se financiar mediante o aumento de seu capital social, mediante subscrição pública ou particular de ações de sua emissão.

Adicionalmente, o Grupo Energisa tem linhas de financiamentos pré-aprovadas e não utilizadas com bancos de primeira linha caso haja necessidade de algum capital de giro.

A contratação de qualquer endividamento deverá observar os aspectos abaixo, de acordo com a Política de Gestão de Riscos decorrentes do Mercado Financeiro, divulgada no site de relação com investidores do Grupo Energisa:

- O endividamento deve estar alinhado ao planejamento estratégico e às necessidades de financiamento dos projetos operacionais e de investimento;
- A contratação de dívidas deve considerar a exposição a variações cambiais, de taxas de juros e de inflação;
- Preferência por dívidas indexadas a índices que estejam alinhados com as receitas do Grupo, reduzindo o risco de descasamento;

- Endividamentos em moeda estrangeira devem ser, sempre que possível, hedgeados por meio de instrumentos financeiros compatíveis;
- A exposição cambial líquida deve ser limitada conforme parâmetros definidos;
- Avaliação do prazo médio, custo, indexador e cronograma de amortização das dívidas;
- Busca por alongamento do prazo médio da dívida e diversificação de fontes (bancos, mercado de capitais, organismos multilaterais, etc.);
- A política estabelece indicadores de endividamento (ex: Dívida Líquida/EBITDA, Cobertura de Juros) que devem ser monitorados e respeitados;
- As instituições com as quais se contratam dívidas devem ter rating mínimo estabelecido pela política;
- Toda contratação de endividamento deve passar por critérios de aprovação corporativa, conforme alçada definida (diretoria, comitês, conselho);
- Transparência e rastreabilidade dos processos são essenciais.

A Política de Gestão de Riscos decorrentes do Mercado Financeiro ("PGRM" ou Política) da Companhia e suas controladas que passa por atualização periodicamente e se encontra em sua 13ª versão, aprovada pelo Conselho de Administração em maio de 2025.

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

2.1.f.i. a 2.1.f.iv Contratos de empréstimo e financiamento relevantes/ Outras relações de longo prazo com instituições financeiras/ Grau de subordinação entre as dívidas/ Eventuais restrições impostas ao emissor, em especial, em relação a limites de endividamento e contratação de novas dívidas, à distribuição de dividendos, à alienação de ativos, à emissão de novos valores mobiliários e à alienação de controle societário, bem como se o emissor vem cumprindo essas restrições.

Contratos de empréstimo e financiamento relevantes

Posição em 31 de dezembro de 2023, 2022 e 2021

Em 31 de dezembro 2024, a dívida líquida, deduzida dos créditos setoriais, foi de R\$ 24.986,4 milhões, contra R\$ 24.874,2 milhões em dezembro de 2023 e R\$ 22.181,9 milhões em dezembro de 2022. Consequentemente, a relação dívida líquida por EBITDA ajustado (covenants) foi 3,0x em 31 de dezembro de 2024, 3,1x em 31 de dezembro de 2023 e 3,0x em 31 de dezembro de 2022.

Nas operações de empréstimos e financiamentos, a Companhia e suas controladas possuem covenants de 4,0x para contratos realizados até 2019 e 4,25x para os demais. Nas operações de debentures, as empresas do Grupo Energisa possuem covenants de 4,0x para emissões realizadas até março de 2020 e 4,25x para as demais. A política de gestão de riscos decorrentes do mercado financeiro aprovada pelo Conselho de Administração em 11 de maio de 2023, prevê o patamar desejável de 3,5x.

Os quadros a seguir demonstram as dívidas consolidadas circulante e não circulante da Companhia e as disponibilidades financeiras (caixa, equivalente de caixa e aplicações financeiras circulante e não circulante) nos últimos três exercícios:

Descrição Valores em R\$ milhões	Consolidado		
	31/12/2024	31/12/2023	31/12/2022
Circulante	6.714,9	7.873,3	7.682,2
Empréstimos e financiamentos	4.601,1	3.985,1	3.534,0
Debêntures	1.720,2	2.925,5	3.104,4
Encargos de dívidas	400,2	759,1	511,3
Parcelamento de impostos e benefícios pós-emprego	28,2	34,4	60,9
Instrumentos financeiros derivativos líquidos:	(34,9)	169,1	471,7
Não circulante	27.165,3	24.019,5	20.611,6
Empréstimos, financiamentos e arrendamentos	11.721,4	13.130,3	10.162,1
Debêntures	17.074,8	12.336,5	11.412,2
Parcelamento de impostos e benefícios pós-emprego	203,0	250,2	269,4
Instrumentos financeiros derivativos líquidos:	(1.833,9)	(1.697,5)	(1.232,1)
Total das dívidas	33.880,2	31.892,8	28.293,9
(-) Disponibilidades financeiras:	8.972,4	7.593,9	5.948,3
Total das dívidas líquidas	24.907,8	24.298,8	22.345,6
(-) Créditos CDE	724,3	263,6	259,2
(-) Créditos CCC	187,7	182,8	188,1
(-) Créditos CVA ⁽¹⁾	(990,7)	(1.021,7)	(283,6)
Total das dívidas líquidas deduzidas de créditos setoriais	24.986,4	24.874,2	22.181,9

Dívida líquida / EBITDA ajustadoCovenants 12 meses	3,0	3,1	3,0

A diretoria da Companhia entende que o custo médio da dívida e duration da Companhia se encontram em níveis adequados ao longo dos anos.

A movimentação dos empréstimos, financiamentos e encargos de dívidas está demonstrada a seguir:
(Valores em R\$ mil)

Posição em 31 de dezembro de 2024

Consolidado									
	Saldos em 2023	Captação	Combinação de negócios	Pagamento de Principal	Pagamento de Juros	Encargos, atualização monetária, cambial e Custos	Custos Apropriados	Marcação Mercado da Dívida	Saldos em 2024
Mensuradas ao custo amortizado									
Moeda nacional									
Pré Fixado	608.080	-	11.639	(37.610)	(34.104)	37.578	-	-	585.583
Pós Fixado									
INPC	128.123	-	-	(11.430)	(6.249)	12.147	-	-	122.591
IPCA	3.459.149	964.000	12.424	(261.650)	(229.851)	382.078	-	-	4.326.150
SELIC	6.015.702	2.445.009	-	(5.047.583)	(1.061.529)	661.016	-	-	3.012.615

CDI	993.693	-	-	-	(78.710)	100.229	-	-	1.015.212
TR	-27.229	-	-267	-	-	14.564	(12.879)	-	(25.811)
(-) Custo com captação	13.638	1.879	-	(1.447)	(744)	1.444	-	-	14.770
Outros	11.191.156	3.410.888	23.796	(5.359.720)	(1.411.187)	1.209.056	(12.879)	-	9.051.110
Total ao custo amortizado									
Mensuradas ao valor justo									
Moeda estrangeira									
Dólar	6.296.228	5.912.253		(6.522.328)	(378.403)	1.976.478	-	-	7.284.228
Euro	385.086	-		-	(16.780)	94.331	-	-	462.637
(-) Custo com captação	(124)	-		-	-	124	-	-	-
Marcação a mercado	2.176	-	-	-	-	-	-	(77.424)	(75.248)
Total ao valor justo	6.683.366	5.912.253	-	(6.522.328)	(395.183)	2.070.933	-	(77.424)	7.671.617
Total	17.874.522	9.323.141	23.796	(11.882.048)	(1.806.370)	3.279.989	(12.879)	(77.424)	16.722.727

Posição em 31 de Dezembro de 2023

Consolidado									
	Saldos em 2022	Captação	Combinação de negócios	Pagamento de Principal	Pagamento de Juros	Encargos atualização monetária, cambial e Custos	Custos Apropriados	Marcação Mercado da Dívida	Saldos em 2024
Mensuradas ao custo amortizado									
Moeda nacional									
Pré Fixado	546.993	81.071	-	(32.472)	(25.388)	37.876	-	-	608.080
Pós Fixado									
INPC	133.445	1.559	-	(12.748)	(6.651)	12.518	-	-	128.123
IPCA	2.459.407	1.097.440	-	(155.739)	(202.475)	260.516	-	-	3.459.149
SELIC	3.285	-	-	(3.260)	(252)	227	-	-	-
CDI	4.961.076	1.950.000	46.696	(1.139.457)	(546.954)	744.341	-	-	6.015.702
TR	956.407	-	-	-	(86.404)	123.690	-	-	993.693
(-) Custo com captação	(21.407)	-	(36)	-	-	10.014	(15.800)	-	(27.229)

Outros	21.967	2.532	23.796	(550)	(11.862)	1.551	-	-	13.638
Total ao custo amortizado Mensuradas ao valor justo	9.061.173	3.132.602	46.660	(1.344.226)	(879.986)	1.190.733	(15.800)	-	11.191.156
Moeda estrangeira									
Dólar	4.710.548	4.490.885	-	(2.607.958)	(253.482)	(43.765)	-	-	6.296.228
Euro	493.860	230.865	-	(337.812)	(7.242)	5.415	-	-	385.086
(-) Custo com captação	(371)	-	-	-	-	247	-	-	(124)
Marcação a mercado	(57.878)	-	-	-	-	-	-	60.054	2.176
Total ao valor justo	5.146.159	4.721.750	-	(2.945.770)	(260.724)	(38.109)	-	60.054	6.683.366
Total	14.207.332	7.854.352	46.660	(4.289.996)	(1.140.710)	1.152.630	(15.800)	60.054	17.874.522

Posição em 31 de dezembro de 2022

Consolidado

	Saldo s em 2021	Capta ção	Combi nação de negóci os	Paga mento de Princi pal	Paga mento de Juros	Encarg os, atualiza ção monetár ia, cambial e Custos	Custo s Aprop riados	Marcaç ão Merca do da Dívida	Saldo s em 2024
Mensuradas ao custo									
Moeda nacional									
Pré Fixado	234. 994	-	324.9 28	(24.59 6)	(17.26 9)	28.936	-	-	546.9 93
Pós Fixado									
INPC	172. 901	31.80 1	-	(81.31 1)	(9.154)	19.208	-	-	133.4 45
IPCA	2.17 2.22 3	281.6 34	-	(115.2 58)	(121.5 03)	242.311	-	-	2.459 .407
Selic	-	-	3.576	(296)	(397)	402	-	-	3.285
CDI	4.26 6.99 3	1.190. 000	-	(765.5 48)	(323.2 32)	592.863	-	-	4.961 .076
TR	945. 402	-	-	-	(89.41 7)	100.422	-	-	956.4 07
Gastos com captaçã o	(16.3 51)	-	-	-	-	5.925	(10.98 1)	-	(21.4 07)
Outros	14.0 38	6.951	-	(518)	(1.022)	2.518	-	-	21.96 7
Total do custo	7.79 0.20 0	1.510. 386	328.5 04	(987.5 27)	(561.9 94)	992.585	(10.98 1)	-	9.061 .173

Mensuradas ao valor justo									
Moeda estrangeira									
Dólar	3.19 0.60 5	2.365. 003	-	(672.3 72)	(87.62 3)	(85.065)	-	-	4.710 .548
Euro	787. 534	214.0 15	-	(388.4 27)	(8.971)	(110.29 1)	-	-	493.8 60
Gastos com captação	(958)	-	-	-	-	587	-	-	(371)
Marcação o a mercado	(8.17 6)	-	-	-	-	-	-	(49.70 2)	(57.8 78)
Total ao valor justo	3.96 9.00 5	2.579. 018 -		(1.060 .799)	(96.59 4)	(194.76 9) -		(49.70 2)	5.146 .159
Total	11.7 59.2 05	4.089. 404	328.5 04	(2.048 .326)	(658.5 88)	797.816	(10.98 1)	(49.70 2)	14.20 7.332

A composição da carteira de empréstimos, financiamentos e as principais condições contratuais são como segue:

Empresa / Operação	Total		Encargos	Encargos Swap Ponta Passiva (% a.a)	Vencimento	Amortização do principal	Taxa efetiva de juros (a.a)(1)	Taxa efetiva de SWAP (a.a)(8)	Garantias (2)	Covenants (3)
	2024	2023	Financeiros Anuais (% a.a)							
ESA										
FRN Santander - 4132130	-	23.050	CDI + 0.90%	-	nov/24	Semestral a partir de dez/21	11,78%	-	-	1
BRADESCO - NP 6ª Emissão 2ª Série	-	189.279	CDI + 2.30%	-	dez/24	Final	13,18%	-	-	2
BANCO DA CHINA BRASIL -CCB - L0036-2020	85.441	85.170	CDI + 1.60%	-	dez/25	Final	12,48%	-	-	2
BTG – FIDC (6)	322.192	283.900	CDI + 2.35%	-	jan/25	Final	13,23%	-	-	NA
Nota Promissória 7ª Emissão	-	954.595	CDI + 1.80%	-	jul/24	Final	12,68%	-	-	2
(-) Custo com captação	-	(1.451)								
Total em Moeda Nacional	407.633	1.534.543								
ICBC - CCB ICBCBRPANAMAWK2021001	-	242.098	USD + 1.85%	CDI + 1,71 %	jun/24	Final	29,75%	12,59%	-	2
SCOTIABANK LOAN 26062023	-	150.510	USD + 5.84%	CDI + 1,85 %	jun/25	Final	33,74%	12,73%	-	2
JP MORGAN LOAN 28062023	127.437	99.653	USD + 5.74%	CDI + 1,85 %	jun/25	Final	33,64%	12,73%	-	2
BNP Loan 01072023	63.394	52.659	EURO + 5.13%	CDI + 1,85 %	jun/25	Final	25,4%	12,73%	-	2
(-) Custo com captação	-	(124)								
Marcação à Mercado de Dívida (4)	(422)	(4.444)								
Total em Moeda Estrangeira	190.409	540.352								
Total ESA	598.042	2.074.895								
ESE										
ENERGISAPREV - Equac. de Déficit - Plano Sergipe Saldado	3.995	3.916	IPC + 5.41%	-	jul/44	Mensal a partir de jan/21	10,09%	-	A	NA
ENERGISAPREV - MIGRAÇÃO - Plano Sergipe CD	2.042	3.088	IPCA + 5.78%	-	jun/26	Mensal a partir de jun/21	10,61%	-	A	NA
BNDES - 20.2.0495-1 SUBCREDITO A	27.923	36.033	IPCA + 1.83 + 3.00%	-	out/27	Mensal a partir de abr/22	9,66%	-	A + R	2
BNDES - 20.2.0495-1 SUBCREDITO B	71.181	67.895	IPCA + 1.83 + 3.00%	CDI + 0,02%	dez/34	Mensal a partir de nov/27	9,66%	10,90%	A + R	2
ENERGISAPREV - Equac. de Déficit - Plano Sergipe Saldado	7.260	7.191	IPC + 5.16%	-	fev/41	Mensal a partir de abr/22	9,84%	-	A	NA
ENERGISAPREV - Equac. de Déficit - Plano Sergipe Saldado	2.554	2.531	IPC + 5.16%	-	dez/40	Mensal a partir de abr/22	9,84%	-	A	NA
1ª EMISSÃO NOTA COMERCIAL SÉRIE ÚNICA (9)	-	150.229	CDI + 1.80%	-	jun/25	Final	12,68%	-	A	2
ENERGISAPREV - MIGRAÇÃO - Plano Energisa CD	35.061	54.451	IPCA + 5.78%	-	mai/26	Mensal a partir de jul/23	10,61%	-	A	NA
ENERGISAPREV - MIGRAÇÃO - Plano Energisa CD	11.350	11.144	IPCA + 5.41%	-	jun/44	Mensal a partir de jul/23	10,24%	-	A	NA
ENERGISAPREV - MIGRAÇÃO - Plano Energisa CD	6.574	8.055	IPCA + 4.96%	-	abr/28	Mensal a partir de jul/23	9,79%	-	A	NA
ENERGISAPREV - Equac. de Déficit - Plano Sergipe Saldado	961	-	IPC + 4.96%	-	set/25	Mensal a partir de mar/24	9,64%	-	A	NA
BNDES - 23.2.0331-1	76.760	-	IPCA + 5.48% + 1.50%	-	dez/43	Mensal a partir de jul/25	11,81%	-	F	NA
(-) Custo com captação	(915)	(943)								
Total em Moeda Nacional	244.746	343.590								
Resolução 4131 - Citibank Loan 62779	-	244.505	SOFR + 0.75%	CDI + 1,40%	jul/24	Final	33,96%	12,28%	A	2
EPB										
ENERGISAPREV - Equac. de Déficit - Plano Funasa Saldado	1.923	2.135	INPC + 5.28%	-	dez/29	Mensal a partir de jan/21	-	-	A	NA
CCB Bradesco 24032020	-	137.402	CDI + 1.75%	-	mar/24	Final	12,63%	-	A	2
BTG PACTUAL - BNDES 3/20 - SUBCREDITO A	91.044	101.113	IPCA + 1.83% + 3.23%	-	fev/31	Mensal a partir de abr/22	9,89%	-	A + R	2
BTG PACTUAL - BNDES 3/20 - SUBCREDITO B	60.246	57.464	IPCA + 1.83% + 3.23%	CDI + 0,25%	dez/34	Mensal a partir de fev/31	9,89%	11,13%	A + R	2
ENERGISAPREV - MIGRAÇÃO - Plano Energisa CD (7)	22.138	23.013	INPC + 5.28%	-	jun/33	Mensal a partir de jan/21	10,05%	-	A	NA
ENERGISAPREV - Equac. de Déficit - Plano Funasa BD I (7)	66.626	68.883	INPC + 5.28%	-	nov/33	Mensal a partir de jan/21	10,05%	-	A	NA
ENERGISAPREV - Equac. de Déficit - Plano Funasa BD I (7)	1.450	1.499	INPC + 5.28%	-	nov/33	Mensal a partir de jan/21	10,05%	-	A	NA
1ª EMISSÃO DE NOTA COMERCIAL SÉRIE ÚNICA (9)	-	50.076	CDI + 1.80%	-	jun/25	Final	12,68%	-	A	2
BNDES - 23.2.0334-1	110.770	-	IPCA + 5.48% + 1.50%	-	dez/43	Mensal a partir de jul/25	11,81%	-	F	2
(-) Custo com captação	(1.011)	(239)								
Total em Moeda Nacional	353.186	441.346								
BAML - LOAN 24032023	58.678	45.876	USD + 5.03%	CDI + 1,55 %	mar/25	Final	32,93%	12,43%	A	2
SCOTIABANK LOAN 4131 09032023	-	38.277	USD + 1.52%	CDI + 1,65%	jun/24	Final	29,42%	12,53%	A	2
SCOTIABANK LOAN 4131 09032023	24.307	18.997	USD + 5.36%	CDI + 1,57 %	mar/26	Final	33,26%	12,45%	A	2
CITIBANK LOAN TRADE 63408	-	61.272	SOFR + 0.84%	CDI + 1,55 %	jul/24	Final	5%	12,43%	A	2
CITIBANK LOAN TRADE 64064	-	49.902	SOFR + 0.86%	CDI + 1,70 %	jul/24	Final	34,07%	12,58%	A	2
CITIBANK LOAN TRADE 66133	144.037	-	SOFR + 0.93%	CDI +1 ,25 %	jul/26	Final	34,14%	12,13%	A	2
SANTANDER LOAN CCB 1067308	193.491	-	USD + 5.37%	CDI + 1,25 %	jul/26	Final	33,27%	12,13%	A	2
Marcação à Mercado de Dívida (4)	(4.585)	(799)								
Total em Moeda Estrangeira	415.928	213.525								
Total EPB	769.114	654.871								
EMR										
BTG PACTUAL - BNDES 2/20	67.627	70.952	IPCA + 1.83% + 3.23%	-	dez/34	Mensal a partir de abr/22	9,89%	-	A + R	2
1ª Nota comercial	105.916	106.719	CDI + 1.55%	-	jul/26	Anual a partir de jul/25	12,43%	-	A	2
1ª EMISSÃO NOTA COMERCIAL SÉRIE ÚNICA(9)	-	90.137	CDI + 1.80%	-	jun/25	Final	12,68%	-	A	2
BNDES - 23.2.0337-1	60.279	-	IPCA + 5.48% + 1.50%	-	dez/43	Mensal a partir de jul/25	11,81%	-	F	2
(-) Custo com captação	(785)	(850)								

Empresa / Operação	Total		Encargos	Encargos Swap Ponta Passiva (% a.a)	Vencimento	Amortização do principal	Taxa efetiva de juros (a.a)(1)	Taxa efetiva de SWAP (a.a)(8)	Garantias (2)	Covenants (3)
	2024	2023	Financeiros Anuais (% a.a)							
Total em Moeda Nacional	233.037	266.958								
SCOTIABANK - LOAN 4131 - 17062021	-	38.277	USD + 1.52%	CDI + 1,65%	jun/24	Final	29,42%	12,53%	A	2
BAML - LOAN 4131 - 28012021	-	88.692	USD + 1.83%	CDI + 1,75 %	fev/24	Final	29,73%	12,63%	A	2
BAML - LOAN 4131 - 09122021	-	34.155	USD + 2.19%	CDI + 1,50%	jun/24	Final	30,09%	12,38%	A	2
BAML - LOAN 20052022	37.849	29.591	USD + 3.98%	CDI + 1,75 %	mai/25	Final	31,88%	12,63%	A	2
BAML - LOAN 24012023	125.821	98.404	USD + 5.31%	CDI + 1,40 %	jan/25	Final	33,21%	12,28%	A	2
BAML - LOAN 18122024	128.741	-	USD + 5.34%	CDI + 1,58 %	jan/26	Final	33,24%	12,46%	A	2
SCOTIABANK - LOAN 4131 - 06122024	113.049	-	USD + 4.52%	CDI + 1,10 %	dez/27	Final	32,42%	11,98%	A	2
Marcação à Mercado de Dívida (4)	(4.306)	(2.341)								
Total em Moeda Estrangeira	401.154	286.778								
Total EMR	634.191	553.736								

EMT										
FIDC Grupo Energisa IV - 1ª Serie	353.690	353.542	TR + 7.00%	-	out/34	Mensal a partir de nov/29	7,81%	-	R	NA
FIDC Grupo Energisa IV - 2ª Serie	328.116	360.251	CDI + 0.70%	-	abr/31	Mensal a partir de mai/21	11,58%	-	R	NA
BNDES - 20.2.0494-1 SUBCREDITO A	86.034	111.084	IPCA + 1.83% + 3.00%	-	out/27	Mensal a partir de abr/22	9,66%	-	A + R	2
BNDES - 20.2.0494-1 SUBCREDITO B	219.438	209.308	IPCA + 1.83% + 3.00%	CDI + 0,02	dez/34	Mensal a partir de nov/27	9,66%	10,90%	A + R	2
ENERGISAPREV - MIGRAÇÃO - Plano Energisa CD (7)	11.018	11.690	INPC + 5.46%	-	dez/31	Mensal a partir de jan/21	10,23%	-	A	NA
ENERGISAPREV - Equac. de Déficit - Plano Risco (7)	1.371	1.376	INPC + 0.00%	-	fev/38	Mensal a partir de abr/22	4,77%	-	A	NA
1ª EMISSÃO NOTA COMERCIAL SÉRIE ÚNICA (9)	-	500.763	CDI + 1.80%	-	jun/25	Final	12,68%	-	A	2
2ª EMISSÃO NOTA COMERCIAL SÉRIE ÚNICA	67.471	-	CDI + 1.20%	-	dez/27	Final	12,08%	-	A	2
SANTANDER - FRN - CCB Nº 1071684	301.940	-	CDI + 1.04%	-	dez/27	Final	11,92%	-	A	NA
BNDES - 23-2-0330-1	203.445	-	IPCA + 5.48% + 1.50%	-	dez/43	Mensal a partir de jul/25	11,81%	-	F	2
(-) Custo com captação	(2.870)	(3.060)								
Total em Moeda Nacional	1.569.653	1.544.954								
Merryl Lynch Loan 09022022	160.472	133.427	EURO + 1.48%	CDI + 1,60%	fev/25	Final	21,75%	12,48%	A	2
SCOTIABANK - LOAN 4131 - 11062021	-	113.500	USD + 1.21%	CDI + 1,65%	jun/24	Final	29,11%	12,53%	A	2
J P MORGAN Loan	-	286.265	USD + 3.04%	CDI + 1,55%	mar/24	Final	30,94%	12,43%	A	2
Citibank Loan 60976	-	101.819	SOFR + 1.00%	CDI + 1,40%	mar/24	Final	34,21%	12,28%	A	2
Scotiabank Loan 13102022	-	241.016	USD + 5.25%	CDI + 1,40%	ago/24	Final	33,15%	12,28%	A	2
Merryl Lynch Loan 01122022	-	186.563	USD + 5.67%	CDI + 1,45%	dez/24	Final	33,57%	12,33%	A	2
Citibank Loan 62778	-	293.478	SOFR + 0.80%	CDI + 1,50%	jun/24	Final	34,01%	12,28%	A	2
Scotiabank Loan 09032023)	279.530	218.469	USD + 5.36%	CDI + 1,57%	mar/26	Final	33,26%	12,45%	A	2
Merryl Lynch Loan 24032023)	35.207	27.525	USD + 5.03%	CDI + 1,55%	mar/25	Final	32,93%	12,43%	A	2
Safra Loan 157495	-	15.404	USD + 6.42%	CDI + 1,60%	fev/24	Final	34,32%	12,48%	A	2

Empresa / Operação	Total		Encargos	Encargos Swap Ponta Passiva (% a.a)	Vencimento	Amortização do principal	Taxa efetiva de juros (a.a)(1)	Taxa efetiva de SWAP (a.a)(8)	Garantias (2)	Covenants (3)
	2024	2023	Financeiros Anuais (% a.a)							
Safra Loan 157497	-	13.030	USD + 6.42%	CDI + 1,60%	ago/24	Final	34,32%	12,48%	A	2
Safra Loan 157522	15.858	11.535	USD + 6.42%	CDI + 1,60%	fev/25	Final	34,32%	12,48%	A	2
Safra Loan 157523	295.312	214.812	USD + 6.42%	CDI + 1,60%	ago/25	Final	34,32%	12,48%	A	2
BAML LOAN 17112023	152.667	119.382	USD + 5.95%	CDI + 1,53%	nov/25	Final	33,85%	12,41%	A	2
CITIBANK NCE - TRADE 65874	365.181	-	SOFR + 1.50%	CDI + 1,25%	jun/28	Final	34,71%	12,13%	A	2
Scotiabank Loan 4131 30072024	311.874	-	USD + 5.03%	CDI + 1,40%	ago/27	Final	32,93%	12,28%	A	2
J P MORGAN Loan 20092024	171.206	-	USD + 5.27%	CDI + 0,60%	jan/25	Final	33,17%	11,48%	A	2
Marcação à Mercado de Dívida (4)	(13.247)	1.452								
Total em Moeda Estrangeira	1.774.060	1.977.677								
Total EMT	3.343.713	3.522.631								

EMS										
FIDC Grupo Energisa IV - 1ª Serie	291.730	291.607	TR + 7.00%	-	out/34	Mensal a partir de nov/29	7,81%	-	R	NA
FIDC Grupo Energisa IV - 2ª Serie	149.731	164.392	CDI + 0.70%	-	abr/31	Mensal a partir de mai/21	11,58%	-	R	NA
BNDES 20.2.0493-1 SUBCREDITO A	70.275	90.686	IPCA + 1.83% + 3.00%	-	out/27	Mensal a partir de abr/22	9,66%	-	A + R	2
BNDES 20.2.0493-1 SUBCREDITO B	179.142	170.872	IPCA + 1.83% + 3.00%	CDI + 0,02%	dez/34	Mensal a partir de nov/27	9,66%	10,90%	A + R	2
Nota Promissória 3ª emissão	-	68.120	CDI + 1.75%	-	jul/24	Final	12,63%	-	A	2
1ª Nota comercial 1ª série	211.396	212.927	CDI + 1.40%	-	jul/25	Final	12,28%	-	A	2
1ª Nota comercial 2ª série	211.545	213.074	CDI + 1.55%	-	jul/26	Anual a partir de jul/25	12,43%	-	A	2
2ª EMISSÃO DE NOTA COMERCIAL SÉRIE ÚNICA (9)	-	190.290	CDI + 1.80%	-	jun/25	Final	12,68%	-	A	2
BNDES - 23.2.0329-1	148.324	-	IPCA + 5.48% + 1.50%	-	dez/43	Mensal a partir de jul/25	11,81%	-	F	2
3ª Nota comercial Série Única	53.414	-	CDI + 1.20%	-	dez/27	Final	12,08%	-	A	2
(-) Custo com captação	(2.900)	(3.415)								
Total em Moeda Nacional	1.312.657	1.398.553								
BAML - LOAN 4131 - 16032022	72.825	60.559	EURO + 1.60%	CDI + 1,60 %	mar/25	Final	21,87%	12,48%	A	2
BAML - LOAN 4131 - 28012021	-	74.677	USD + 1.83%	CDI + 1,60 %	fev/24	Final	29,73%	12,63%	A	2
Loan Citi - 60975	-	152.729	SOFR + 1.00%	CDI + 1,75 %	mar/24	Final	34,21%	12,28%	A	2
Scotiabank Loan 4131 01122022	-	139.524	USD + 4.48%	CDI + 1,40 %	dez/25	Final	32,38%	12,33%	A	2
BAML - LOAN 4131 - 24032023	82.149	64.226	USD + 5.03%	CDI + 1,45 %	mar/25	Final	32,93%	12,43%	A	2
Citibank - Loan Trade 64331	-	141.173	SOFR + 0.84%	CDI + 1,55 %	set/25	Final	34,05%	12,53%	A	2
CITIBANK NCE - TRADE 65873	292.332	-	SOFR + 1.50%	CDI + 1,25 %	jun/28	Final	34,71%	12,13%	A	2
BAML - LOAN 4131 - 24042024	232.259	-	USD + 5.34%	CDI + 1,25 %	jun/26	Final	33,24%	12,13%	A	2
Scotiabank Loan 4131	182.202	-	USD + 5.03%	CDI + 1,40 %	ago/27	Final	32,93%	12,28%	A	2
Marcação à Mercado de Dívida (4)	(8.824)	(1.554)								
Total em Moeda Estrangeira	852.943	631.334								

Empresa / Operação	Total		Encargos	Encargos Swap Ponta Passiva (% a.a)	Vencimento	Amortização do principal	Taxa efetiva de juros (a.a)(1)	Taxa efetiva de SWAP (a.a)(8)	Garantias (2)	Covenants (3)
	2024	2023	Financeiros Anuais (% a.a)							
Total EMS	2.165.600	2.029.887								
ETO										
BNDES - 20.2.0496-1	164.571	172.667	IPCA + 1.83% + 3.00%	-	dez/34	Mensal a partir de abr/22	9,66%	-	A + R	2
ENERGISAPREV - MIGRAÇÃO - Plano Energisa CD	2.764	3.035	INPC + 4.96%	-	jun/30	Mensal a partir de jan/21	9,73%	-	A	NA
ENERGISAPREV - Equac. de Déficit - Plano Risco	1.745	1.751	INPC + 5.17%	-	few/38	Mensal a partir de abr/22	9,94%	-	A	NA
1ª Emissão Nota Comercial	134.719	119.645	CDI + 1.55%	-	set/25	Final	12,43%	-	A	2
2ª EMISSÃO DE NOTA COMERCIAL SÉRIE ÚNICA (9)	-	30.046	CDI + 1.80%	-	jun/25	Final	12,68%	-	A	2
3ª EMISSÃO DE NOTA COMERCIAL SÉRIE ÚNICA	157.083	157.658	CDI + 1.55%	-	ago/25	Final	12,43%	-	A	2
BNDES - 23-2-0332-1	118.932	-	IPCA + 5.48% + 1.50%	-	dez/43	Mensal a partir de jul/25	11,81%	-	F	2
4ª NOTA COMERCIAL SÉRIE ÚNICA	9.839	-	CDI + 1.20%	-	dez/27	Final	12,08%	-	A	2
(-) Custo com captação	(1.785)	(1.233)								
Total em Moeda Nacional	587.868	483.569								
BAML - LOAN 4131 - 28012021	-	74.677	USD + 1.83%	CDI + 1,75%-	fev/24	Final	29,73%	12,63%	A	2
BAML - LOAN 4131 - 19032024	126.530	-	USD + 5.43%	CDI + 1,30%	mar/26	Final	33,33%	12,18%	A	2
SCOTIABANK - LOAN 4131 - 12082024	196.483	-	USD + 4.74%	CDI + 1,40%	ago/27	Final	32,64%	12,28%	A	2
SCOTIABANK - LOAN 4131 - 09122024	133.355	-	USD + 4.42%	CDI + 1,10%	dez/27	Final	32,32%	11,98%	A	2
Marcação à Mercado de Dívida (4)	(8.542)	(257)								
Total em Moeda Estrangeira	447.826	74.420								
Total ETO	1.035.694	557.989								
ESS										
BNDES - 20.2.0497-1	126.693	132.924	IPCA + 2.10% + 3.00%	-	dez/34	Mensal a partir de abr/22	9,93%	-	A + R	2
ENERGISAPREV - MIGRAÇÃO - Plano Energisa CD	10.867	11.991	INPC + 4.91%	-	abr/30	Mensal a partir de jan/21	9,68%	-	A	NA
NOTA PROMISSÓRIA 3ª EMISSÃO 3ª SÉRIE	-	123.096	CDI + 1.50%	-	ago/24	Final	12,38%	-	A	2
ENERGISAPREV - Equac. de Déficit - Plano Elétricas BD I	2.170	2.206	INPC + 4.75%	-	fev/36	Mensal a partir de abr/22	9,52%	-	A	NA
1ª EMISSÃO NOTA COMERCIAL	158.875	160.079	CDI + 1.55%	-	jul/26	Annual a partir de jul/25	12,43%	-	A	2
ENERGISAPREV - Equac. de Déficit - Plano Elétricas OP	519	544	INPC + 5.04%	-	dez/32	Mensal a partir de jan/23	9,81%	-	A	NA
2ª EMISSÃO NOTA COMERCIAL SÉRIE ÚNICA (9)	-	50.076	CDI + 1.80%	-	jun/25	Final	12,68%	-	A	2
BNDES - 23.2.0333-1	88.013	-	IPCA + 5.48% + 1.50%	-	dez/43	Mensal a partir de jul/25	11,81%	-	F	2
3ª EMISSÃO NOTA COMERCIAL SÉRIE ÚNICA)	9.839	-	CDI + 1.20%	-	dez/27	Final	12,08%	-	A	2
(-) Custo com captação	(1.562)	(1.407)								
Total em Moeda Nacional	395.414	479.509								
Scotiabank Loan - 14122021	-	119.365	USD + 1.98%	CDI + 1,60%	ago/24	Final	29,88%	12,48%	A	2
Scotiabank Loan - 13102022	-	60.253	USD + 5.25%	CDI + 1,40%	ago/24	Final	33,15%	12,28%	A	2
SANTANDER Loan - CCB	114.654	-	USD + 5.40%	CDI + 1,25%	jul/26	Final	33,30%	12,13%	A	2
Empresa / Operação	2024	2023	Financeiros Anuais (% a.a)	Encargos Swap Ponta Passiva (% a.a)	Vencimento	Amortização do principal	Taxa efetiva de juros (a.a)(1)	Taxa efetiva de SWAP (a.a)(8)	Garantias (2)	Covenants (3)
Scotiabank Loan - 4131)	290.219	-	USD + 5.03%	CDI + 1,40%	ago/27	Final	32,93%	12,28%	A	2
Scotiabank Loan - 4131 - 06122024	51.386	-	USD + 4.52%	CDI + 1,10%	dez/27	Final	32,42%	11,98%	A	2
Marcação à Mercado de Dívida (4)	(6.942)	(4.683)								
Total em Moeda Estrangeira	449.317	174.935								
Total ESS	844.731	654.444								
ERO										
CCEE - Eletrobrás	142.036	144.719	PRÉ + 5.00%	-	out/48	Mensal a partir de jan/24	5,00%	-	R	NA
FRN 4131614	-	14.336	CDI + 0.90%	-	nov/24	Semestral a partir de dez/21	11,78%	-	A	1
BTG PACTUAL - BNDES 4/200	192.025	201.469	IPCA + 1.83% + 3.23%	-	dez/34	Mensal a partir de abr/22	9,89%	-	A + R	2
1ª EMISSÃO NOTA COMERCIAL SÉRIE ÚNICA (9)	-	400.610	CDI + 1.80%	-	jun/25	Final	12,68%	-	A	2
BNDES - 23-2-0335-1	38.614	-	IPCA + 5.48% + 1.50%	-	dez/43	Mensal a partir de jul/25	11,81%	-	F	2
(-) Custo com captação	(351)	(1.752)								
Total em Moeda Nacional	372.324	759.382								
Scotiabank Loan 13102022	-	60.253	USD + 5.25%	CDI + 1,40%	ago/24	Final	33,15%	12,28%	A	2
Santander Loan CCB	-	304.773	USD + 6.63%	CDI + 1,65%	ago/24	Final	34,53%	12,53%	A	2
Citibank Loan 64334	-	204.060	SOFR + 0.84%	CDI + 1,65%	jun/24	Final	34,05%	12,53%	A	2
CITIBNAK NCE - TRADE 65875	256.859	-	SOFR + 1.47%	CDI + 1,10%	jun/27	Final	34,68%	11,98%	A	2
SANTANDER LOAN CCB 1067306	341.454	-	USD + 5.37%	CDI + 1,25%	jul/26	Final	33,27%	12,13%	A	2
SCOTIABANK LOAN 4131 - 30072024)	77.967	-	USD + 5.03%	CDI + 1,40%	ago/27	Final	32,93%	12,28%	A	2
Marcação à Mercado de Dívida (4)	(6.277)	5.909								
Total em Moeda Estrangeira	670.003	574.995								
Total ERO	1.042.327	1.334.377								
EAC										
CCEE - Eletrobrás	67.553	68.812	PRÉ + 5.00%	-	dez/48	Mensal a partir de jan/24	5,00%	-	R	NA
BTG PACTUAL - BNDES 1/20	95.945	100.660	IPCA + 1.83% + 3.23%	-	dez/34	Mensal a partir de abr/22	9,89%	-	A + R	2
NOTA PROMISSÓRIA 1ª EMISSÃO 5ª SÉRIE	-	17.088	CDI + 1.81%	-	jan/24	Final	12,69%	-	A	2
NOTA PROMISSÓRIA 1ª EMISSÃO 6ª SÉRIE	-	324.132	CDI + 1.81%	-	jul/24	Final	12,69%	-	A	2
China Constrution Bank CCB nº 1303950	90.467	90.191	CDI + 1.50%	-	jun/26	Final	12,38%	-	A	2
1ª EMISSÃO DE NOTA COMERCIAL SÉRIE ÚNICA (9)	-	140.214	CDI + 1.80%	-	jun/25	Final	12,68%	-	A	2
BNDES - 23.2.0336-1	64.096	-	IPCA + 5.48% + 1.50%	-	dez/43	Mensal a partir de jul/25	11,81%	-	F	2
(-) Custo com captação	(2.122)	(3.291)								
Total em Moeda Nacional	315.939	737.806								
Total EAC	315.939	737.806								

Empresa / Operação	Total		Encargos	Encargos Swap Ponta Passiva (% a.a)	Vencimento	Amortização do principal	Taxa efetiva de juros (a.a)(1)	Taxa efetiva de SWAP (a.a)(8)	Garantias (2)	Covenants (3)
	2024	2023	Financeiros Anuais (% a.a)							
ESOL										
BBM - LOAN AGREEMENT N° 56735	-	8.556	USD + 1.74%	CDI + 1,34%	fev/24	Anual a partir de fev/23	29,64%	12,22%	A	NA
BBM - LOAN AGREEMENT N° 56890	-	12.002	USD + 1.77%	CDI + 1,36%	jun/24	Anual a partir de jun/23	29,67%	12,24%	A	NA
Marcação à Mercado de Dívida (4)	-	(327)								
Total em Moeda Estrangeira	-	20.231								
Total ESOL	-	20.231								
ETE										
1ª Nota Comercial	352.359	352.456	CDI + 1,45%	-	jun/25	Final	12,33%	-	A	NA
(-) Custo com captação	(175)	(524)								
Total em Moeda Nacional	352.184	351.932								
Santander Loan 4131 - 27072023	-	469.531	USD + 6.68%	CDI + 1,75%	jul/25	Final	34,58%	12,63%	A	2
CITIBANK - LOAN TRADE N° 67071 (3)	142.386	-	SOFR + 0.79%	CDI + 0,40%	jun/25	Final	34,00%	11,28%	A	2
BAML LOAN 4131 - 24122024	97.221	-	USD + 5.26%	CDI + 0,69%	dez/26	Final	33,16%	11,57%	A	2
Marcação à Mercado de Dívida (4)	(1.145)	8.439								
Total em Moeda Estrangeira	238.462	477.970								
Total ETE	590.646	829.902								
EPA I										
BASA - CCB 048-19/0002-0 (5)	187.337	195.329	IPCA + 1.89%	CDI - 3,88%	abr/40	Mensal a partir de mai/24	6,72%	7,00%	A + R + S	ICSD
(-) Custo com captação	(924)	(999)								
Total em Moeda Nacional	186.413	194.330								
Total EPA I	186.413	194.330								
EPA II										
BASA - CCB 128-20/0050-8 (5)	236.385	242.625	IPCA + 1.68%	CDI - 4,07%	jul/40	Mensal a partir de mai/24	6,51%	6,81%	A + R + S	ICSD
(-) Custo com captação	(1.244)	(1.323)								
Total em Moeda Nacional	235.141	241.302								
Total EPA II	235.141	241.302								
ECOM										
XP Comercializadora LP01-2024	5.872	71.777	IPCA + 0.00	-	jan/25	Mensal a partir de fev/24	4,83%	-	-	N/A
Total em Moeda Nacional	5.872	71.777								
BBM - LOAN AGREEMENT N° 56889	-	19.195	USD + 1.76%	CDI + 1,36%	mai/24	Anual a partir de jun/23	29,66%	12,24%	A	N/A
BBM LOAN AGREEMENT N° 57777	-	30.034	USD + 5.45%	CDI + 1,40%	set/24	Final	33,35%	12,28%	A	N/A
BOCOM BBM LOAN N° 58172	48.688	-	USD + 5.06%	CDI + 1,42 %	mai/26	Final	32,96%	12,3%	A	N/A
BOCOM BBM LOAN N° 58394	33.998	-	USD + 4.54%	CDI + 0,95 %	set/25	Final	32,44%	11,83%	A	N/A
Empresa / Operação	2024	2023	Encargos Financeiros Anuais (% a.a)	Encargos Swap Ponta Passiva (% a.a)	Vencimento	Amortização do principal	Taxa efetiva de juros (a.a)(1)	Taxa efetiva de SWAP (a.a)(8)	Garantias (2)	Covenants (3)
Marcação à Mercado de Dívida (4)	(770)	(765)								
Total em Moeda Estrangeira	81.916	48.464								
Total ECOM	87.788	120.241								
EGCS-RP1										
BNDES - 23.9.0040-1 SUBCREDITO A	55.411	55.112	IPCA + 1.50% + 5.31%	-	set/47	Mensal a partir de jan/24	11,64%	-	F	2
(-) Custo com captação	(251)	(273)								
Total em Moeda Nacional	55.160	54.839								
SCOTIABANK - LOAN 4131 - 27072023 (3)	-	67.718	USD + 6.40%	-	jan/24	Final	34,3%	12,16%	A	2
Marcação à Mercado de Dívida (4)	-	(41)								
Total em Moeda Estrangeira	-	67.677								
Total EGCS-RP1	55.160	122.516								
EGCS-RP2										
BNDES - 23.9.0040-1 SUBCREDITO B	55.411	55.112	IPCA + 1.50% + 5.31%	-	set/47	Mensal a partir de jan/24	11,64%	-	F	2
(-) Custo com captação	(251)	(273)								
Total em Moeda Nacional	55.160	54.839								
SCOTIABANK - LOAN 4131 - 27072023 (3)	-	67.718	USD + 6.40%	-	jan/24	Final	34,3%	12,16%	A	2
Marcação à Mercado de Dívida (4)	-	(41)								
Total em Moeda Estrangeira	-	67.677								
Total EGCS-RP2	55.160	122.516								
ETT										
BASA - CCB 128-21/0008-1 (5)	325.904	330.631	IPCA + 2.46%	-	mai/41	Mensal a partir de out/24	7,29%	-	A + R + F	ICSD
BNDES - 21.02.0247-1 (5)	202.076	188.756	IPCA + 3.03% + 1.81%	-	mai/41	Mensal a partir de out/24	9,67%	-	R	ICSD
(-) Custo com captação	(1.530)	(1.664)								
Total em Moeda Nacional	526.450	517.723								
Total ETT	526.450	517.723								
ALSOL										
BNDES - 21.9.0069 -2 SUBCREDITO A	21.862	23.569	PRÉ + 4.55%	-	out/37	Mensal a partir de nov/22	4,55%	-	A + R	NA
BNDES - 21.9.0069 -2 SUBCREDITO B	24.522	25.204	IPCA + 3.28% + 3.51%	-	out/37	Mensal a partir de nov/22	11,62%	-	A + R	NA
BNDES - 22.2.0405-1 SUBREDITO A	571.453	544.684	IPCA + 5.23% + 1.50%	-	jan/39	Mensal a partir de jan / 26	11,56%	-	F	NA
BNDES - 22.2.0405-1 SUBREDITO B	68.643	68.628	PRÉ + 2.52%	-	jan/39	Mensal a partir de jan / 26	2,52%	-	F	NA
BNDES - 23.2.0405-1	82.509	-	IPCA + 5.48% + 1.50%	-	jun/40	Mensal a partir de jan / 26	11,81%	-	F	NA
1ª EMISSÃO NOTA COMERCIAL SÉRIE ÚNICA	118.750	105.202	CDI + 1.80%	-	ago/25	Final	12,68%	-	A	2
2ª EMISSÃO NOTA COMERCIAL SÉRIE ÚNICA	104.338	104.672	CDI + 1.80%	-	ago/25	Final	12,68%	-	A	2

Condições restritivas financeiras (Covenants) - o contrato possui cláusulas restritivas que em geral, requerem a manutenção de certos índices financeiros em determinados níveis. Essas garantias são estruturadas a partir de indicadores estabelecidos nos contratos com base nas demonstrações financeiras consolidadas, sendo os listados abaixo:

Cláusulas Restritivas	Índice Requerido	Exigibilidade
Dívida Líquida / EBITDA Ajustado Covenants (*)	1. Menor ou igual a 4,0x até o vencimento, para operações contratadas até 2019 2. Menor ou igual a 4,25x até o vencimento, para as demais operações	Trimestral e Anual

(*) EBITDA + Receitas de acréscimos moratórios.

O descumprimento desses níveis pode implicar em vencimento antecipado das dívidas (vide nota explicativa nº 35). Em 2024, as exigências contratuais foram cumpridas.

4- As operações estão sendo mensuradas ao valor justo por meio do resultado, de acordo com os métodos da contabilidade de "hedge" de valor justo ou pela designação como "Fair Value Option" (vide nota explicativa nº 35).

5- Em julho de 2019, junho de 2020, junho de 2021 e em junho de 2022 as controladas Energisa Pará Transmissora de Energia I S/A (EPA I), Energisa Pará Transmissora II S/A (EPA II), Energisa Tocantins Transmissora de Energia S/A (ETT), Energisa Amazonas Transmissora de Energia S/A (EAM) contrataram financiamento junto ao Banco da Amazônia. Além disso, a Energisa Tocantins Transmissora de Energia S/A (ETT) contratou financiamento junto ao BNDES. Esses financiamentos possuem apuração de índice financeiro respeitando o seguinte limite de covenants:

Índice de Cobertura do Serviço da Dívida (ICSD), maior ou igual a 1,3%, apurado anualmente, após 12 (doze) meses de pagamento do principal, até a data do vencimento do contrato.

6 - Vide nota explicativa nº 4.

7- As controladas indiretas LMTE e LXTE, possuem as Garantias e Covenants, conforme segue:

Garantias:

CRSD equivalente a 3x o último serviço da dívida mensal. Penhor de 100% das ações das concessionárias e dos direitos emergentes da concessão, incluindo as ContasReservas.

Covenants:

Índice de Cobertura do Serviço da Dívida (ICSD), maior ou igual a 1,3x, apurado anualmente, após 12 (doze) meses de pagamento do principal, até a data do vencimento do contrato. Em 2024, as exigências contratuais foram cumpridas.

As taxas efetivas de swap na ponta passiva representam as variações ocorridas no exercício de 2024 demonstrados na nota explicativa nº 35.

Em 26 de dezembro de 2024 as controladas diretas e indiretas fizeram a liquidação antecipada junto ao Banco Bradesco S/A no valor de R\$1.713.254.

Garantias:

Para garantia do pagamento das parcelas, as controladas mantêm aplicações financeiras no montante de R\$66.618 (R\$66.942 em 2023), registrado na rubrica "Aplicações financeiras no mercado aberto e "recursos vinculados" no ativo não circulante, consolidado.

Os contratos de financiamentos em moeda estrangeira possuem proteção de swap cambial e instrumentos financeiros derivativos (vide nota explicativa nº 35).

A Companhia e suas controladas têm como prática contábil alocar o pagamento de juros na atividade de financiamento na demonstração do fluxo de caixa.

Os principais indicadores utilizados para a atualização dos empréstimos e financiamentos tiveram as seguintes variações percentuais e taxas efetivas no exercício:

Moeda/indicadores	2024	2023
US\$ x R\$	27,90%	-7,21%
TJLP	6,19%	7,05%
CDI	10,88%	13,15%
IPCA	4,83%	4,62%
TR	0,81%	2,39%
IPC-FIPE	4,68%	3,17%
Euro	20,27%	-3,91%
INPC	4,77%	3,71%

Os financiamentos classificados no passivo não circulante têm seus vencimentos assim programados:

	Consolidado
2026	2.903.635

			Emissão	Nº de Títulos Emitidos / circulação	Rendimentos (a.a)	Encargos Swap Ponta Passiva (% a.a.)	Vencimento	Amortização do principal	Taxa efetiva de juros (a.a.)	Taxa efetiva de SWAP (a.a)(3)	Garantias (1)	Covenants (4)
	Total											
	2024	2023										
ESA												
Debêntures 8ª Emissão/2ª Série	-	254.935	15/06/2017	177348 / 177348	IPCA + 5.66%	-	jun/24	Final	10,49%	-	R	1
Debêntures 9ª Emissão 2ª Série	-	16.098	15/10/2017	1328 / 1328	IPCA + 4.71%	-	out/24	Final	9,54%	-	R	1
Debêntures 9ª Emissão 3ª Série	31.469	29.982	15/10/2017	2472 / 2472	IPCA + 5.11%	-	out/27	Final	9,94%	-	R	1
Debêntures 11ª Emissão	703.649	669.936	15/04/2019	500000 / 500000	IPCA + 4.62%	-	abr/26	Final	9,45%	-	SG	1
Debêntures 13ª Emissão	11.076	402.882	25/08/2020	576396 / 576396	CDI + 2.30%	-	ago/25	Anual a partir de ago/23	13,18%	-	SG	2
Debêntures 14ª Emissão 1ª Série	72.579	69.152	15/10/2020	55000 / 55000	IPCA + 4.23%	-	out/27	Final	9,06%	-	SG	2
Debêntures 14ª Emissão 2ª Série	561.107	534.609	15/10/2020	425000 / 425000	IPCA + 4.47%	CDI - 1,54	out/30	Anual a partir de out/28	9,3%	9,34%	SG	2
Debêntures 15ª Emissão 1ª Série	395.275	376.586	15/10/2021	330000 / 330000	IPCA + 6.09%	-	out/31	Anual a partir de out/29	10,92%	-	SG	2
Debêntures 15ª Emissão 2ª Série	56.687	718.834	15/10/2021	700000 / 700000	CDI + 1.64%	-	out/26	Final	12,52%	-	SG	2
Debêntures 15ª Emissão 3ª Série	307.784	308.170	15/10/2021	300000 / 300000	CDI + 1.80%	-	out/28	Final	12,68%	-	SG	2
Debêntures 16ª Emissão 1ª Série	348.081	331.622	15/04/2022	309.383 / 309.383	IPCA + 6.16%	-	abr/29	Operações	10,99%	-	SG	2
Debêntures 16ª Emissão 2ª Série	214.509	204.366	15/04/2022	190.617 / 190.617	IPCA + 6.28%	-	abr/32	Anual a partir de abr/30	11,11%	-	SG	2
Debêntures 16ª Emissão 3ª Série	256.331	256.655	15/04/2022	250.000 / 250.000	CDI + 1.50%	-	abr/27	Final	12,38%	-	SG	2
Debêntures 17ª Emissão 1ª Série	562.890	563.441	20/10/2022	550.000 / 550.000	CDI + 1.50%	-	out/27	Final	12,38%	-	SG	2
Debêntures 17ª Emissão 2ª Série	204.745	204.944	20/10/2022	200.000 / 200.000	CDI + 1.65%	-	out/29	Final	12,53%	-	SG	2
Debêntures 18ª Emissão 1ª Série	1.364.298	1.211.040	20/06/2023	1.130.000 / 1.130.000	CDI + 1.60%	-	jun/26	Final	12,48%	-	SG	2
Debêntures 18ª Emissão 2ª Série	401.292	401.249	20/06/2023	400.000 / 400.000	CDI + 2.10%	-	jun/28	Final	12,98%	-	SG	2
Debêntures 19ª Emissão 1ª Série	198.001	187.566	15/09/2023	184.299 / 184.299	IPCA + 6.17%	CDI + 0,65	set/30	Final	11%	11,53%	SG	2
Debêntures 19ª Emissão 2ª Série	1.239.364	1.173.739	15/09/2023	1.152.701 / 1.152.701	IPCA + 6.45%	CDI + 0,90 / CDI 0,88 / CDI + 0,891	set/33	Final	11,28%	11,78%	SG	2
Debêntures 19ª Emissão 3ª Série	517.557	512.444	15/09/2023	500.000 / 500.000	CDI + 1.45%	-	set/28	Final	12,33%	-	SG	2
Debêntures 20ª Emissão 1ª Série	672.733	-	15/04/2024	646.556 / 646.556	IPCA + 6.16%	CDI + 0,15	abr/31	Final	10,99%	11,03%	SG	2
Debêntures 20ª Emissão 2ª Série	825.963	-	15/04/2024	793.444 / 793.444	IPCA + 6.40%	CDI + 0,44	abr/39	Final	11,23%	11,32%	SG	2
Debêntures 21ª Emissão 2ª Série	906.810	-	04/09/2024	876.564 / 876.564	CDI + 0.80%	-	set/29	Final	11,68%	-	SG	2
Debêntures 22ª Emissão 2ª Série	748.977	-	15/09/2024	730.000 / 730.000	IPCA + 6.44%	CDI + 0,04	set/34	Final	11,27%	10,92%	SG	2

[illegible]

	Total		Emissão	Nº de Títulos Emitidos / circulação	Rendimentos (a.a)	Encargos Swap Ponta Passiva (% a.a.)	Vencimento	Amortização do principal	Taxa efetiva de juros (a.a.)	Taxa efetiva de SWAP (a.a)(3)	Garantias (1)	Covenants (4)
	2024	2023										
Debêntures 4ª Emissão	112.963	215.211	15/09/2018	240000 / 240000	IPCA + 5.08%	103,70% CDI	set/25	Anual a partir de out/23	9,91%	11,28%	A	1
Debêntures 5ª Emissão 1ª Série	-	239.080	10/06/2019	237596 / 237596	CDI + 0.95%	-	jun/24	Final	11,83%	-	A	1
Debêntures 5ª Emissão 2ª Série	163.534	163.435	10/06/2019	162404 / 162404	CDI + 1.15%	-	jun/26	Final	12,03%	-	A	1
Debêntures 9ª Emissão	209.043	209.981	15/02/2023	200.000 / 200.000	CDI + 1.40%	-	fev/25	Final	12,28%	-	A	2
(-) Custos de captação	(603)	(1.740)										
Total ETO	484.937	825.967										
ESS												
Debêntures 4ª Emissão	32.948	62.770	15/09/2018	70000 / 70000	IPCA + 5.08%	103,70% CDI	set/25	Anual a partir de set/23	9,91%	11,28%	A	1
Debêntures 5ª Emissão	62.654	62.937	15/02/2020	60000 / 60000	CDI + 1.15%	-	fev/25	Final	12,03%	-	A	1
Debêntures 7ª Emissão	95.838	91.242	15/01/2022	81.000 / 81.000	IPCA + 6.10%	CDI + 0,814%	jan/32	Anual a partir de jan/30	10,93%	11,69%	A	2
Debêntures 8ª Emissão	125.233	125.732	22/08/2022	120.000 / 120.000	CDI + 1.60%	-	ago/27	Anual a partir de ago/26	12,48%	-	A	2
Debêntures 9ª Emissão	-	157.543	15/02/2023	150.000 / 150.000	CDI + 1.50%	-	fev/26	Anual a partir de ago/26	12,38%	-	A	2
Debêntures 12ª Emissão	170.693	-	04/09/2024	165.000 / 165.000	CDI + 0.80%	-	set/29	Final	11,68%	-	A	2
(-) Custos de captação	(129)	(737)										
Total ESS	487.237	499.487										
ETE												
Debêntures 1ª Emissão 1ª Série	105.062	100.099	15/12/2018	75500 / 75500	IPCA + 4.92%	104,25% CDI	dez/25	Final	9,75%	11,43%	F	1
Debêntures 1ª Emissão 2ª Série	71.618	68.234	15/12/2018	51462 / 51462	IPCA + 5.14%	105,15% CDI	dez/28	Anual a partir de dez/26	9,97%	11,44%	F	1
Debêntures 1ª Emissão 3ª Série	171.217	163.129	15/12/2018	123038 / 123038	IPCA + 4.98%	104,50% CDI	dez/25	Final	9,81%	11,37%	F	1
Debêntures 2ª Emissão 1ª Série	75.746	72.169	00/01/00	57.400 / 57.400	IPCA + 4.23%	CDI + 0,835%	out/27	Final	8,93%	11,72%	A	2
Debêntures 2ª Emissão 2ª Série	109.053	103.903	15/10/2020	82600 / 82600	IPCA + 4.47%	CDI + 1,78%	out/30	Anual a partir de out/28	9,30%	9,34%	A	2
Debêntures 3ª Emissão	-	312.786	05/03/2021	300000 / 300000	CDI + 1.80%	-	mar/24	Final	12,68%	10,88%	A	2
	Total		Emissão	Nº de Títulos Emitidos / circulação	Rendimentos (a.a)	Encargos Swap Ponta Passiva (% a.a.)	Vencimento	Amortização do principal	Taxa efetiva de juros (a.a.)	Taxa efetiva de SWAP (a.a)(3)	Garantias (1)	Covenants (4)
	2024	2023										
(-) Custos de captação	(2.697)	(9.407)										
Total ETE	529.999	810.913										
ERO												
Debêntures 5ª Emissão	-	301.386	18/06/2021	300000 / 300000	CDI + 1.90%	-	jun/24	Final	12,78%	-	A	2
Debêntures 9ª Emissão	286.710	-	15/04/2024	280.000 / 280.000	CDI + 0.85%	-	abr/29	Anual a partir de out/29	11,73%	-	A	2
Debêntures 12ª Emissão 1ª Série	349.359	-	15/12/2024	348.500 / 348.500	CDI + 0.95%	-	dez/29	Final	11,83%	-	A	2
Debêntures 12ª Emissão 2ª Série	51.629	-	15/12/2024	51.500 / 51.500	CDI + 1.10%	-	dez/31	Anual a partir de dez/30	11,98%	-	A	2
(-) Custos de captação	(811)	-										
Total ERO	686.887	301.386										
EAC												
Debêntures 3ª Emissão	140.553	-	15/12/2024	140.000 / 140.000	CDI + 0.95%	-	dez/29	Final	11,83%	-	A	2
(-) Custos de captação	(464)	-										
Total EAC	140.089	-										
ALSOL												
Debêntures 1ª Emissão	-	102.814	23/10/2019	100000 / 100000	CDI + 1.20%	-	out/24	Final	12,08%	-	A	2
Debêntures 2ª Emissão	134.910	135.214	15/03/2021	130000 / 130000	CDI + 2.35%	-	mar/25	Final	13,23%	-	A	NA
(-) Custos de captação	(49)	(310)										
Total ALSOL	134.861	237.718										
LTTE												
Debêntures 5ª Emissão	489.540	491.876	15/10/2020	410.000 / 410.000	IPCA + 5.09%	-	out/38	Anual a partir de out/22	9,92%	-	A	ICSD
(-) Custos de captação	(24.139)	(25.884)										
Total LTTE	465.401	465.992										
LXTE												
Debêntures 1ª Emissão	466.274	508.373	27/01/12	602.447.753 / 602.447.753	TJLP + 6.00%	-	out/30	Semestral a partir de abr/15	7,19%	-	R + S + B	ICSD
Debêntures 2ª Emissão	159.432	156.501	29/03/21	120.000 / 120.000	IPCA + 5.83%	-	out/36	Anual a partir de abr/23	10,66%	-	A	2

	Total		Emissão	Nº de Títulos Emitidos / circulação	Rendimentos (a.a)	Encargos Swap Ponta Passiva (% a.a.)	Vencimento	Amortização do principal	Taxa efetiva de juros (a.a.)	Taxa efetiva de SWAP (a.a)(3)	Garantias (1)	Covenants (4)
	2024	2023										
(-) Custos de captação	(10.122)	(11.522)										
Sub Total LXTE	615.584	653.352										
(Debêntures 2ª Emissão)	-	(34.970)										
Total LXTE	615.584	618.382										
LMTE												
Debêntures 3ª Emissão (3)	438.687	478.295	27/01/12	569.568.025 / 569.568.025	TJLP + 6.00%	-	out/30	Semestral a partir de out/22	7,19%	-	SG	1
(-) Custos de captação	(5.733)	(6.716)										
Total LMTE	432.954	471.579										
TOTAL	20.002.491	15.115.040										
(-) Custos de captação (deb. Espelho)	(200.558)	(64.639)										
(-) Custos de captação (deb. Não espelho)	(106.164)	(116.555)										
Total dos (-) Custos de captação	(306.722)	(181.194)										
Marcação à Mercado de Dívida	(900.755)	328.126										
Total em moeda nacional	18.795.014	15.261.972										
CONSOLIDADO	18.795.014	15.261.972										

A composição dos saldos das debêntures e as principais condições contratuais são como segue:

R = Recebíveis, A = Aval Energisa S/A. e SG = Sem Garantia, S = Seguro

B = CRSD equivalente aos últimos 6 meses de serviço da dívida. Penhor de 100% das ações das concessionárias e dos direitos emergentes da concessão, incluindo as Contas-Reservas.

Eliminado para fins do consolidação.

As taxas efetivas de swap na ponta passiva representam as variações ocorridas no exercício de 2024 demonstrados na nota explicativa nº 35.

O descumprimento desses níveis pode implicar em vencimento antecipado das dívidas. Em 2024, as exigências contratuais foram cumpridas.

(ii) outras relações de longo prazo mantidas com instituições financeiras

Nesta data, não há outras relações de longo prazo com instituições financeiras, além das descritas nos itens 2.1 (f) (i) acima.

(iii) grau de subordinação entre as dívidas

Não existe grau de subordinação contratual entre as dívidas corporativas quirografárias da Companhia. As dívidas financeiras que possuem garantia real contam com as preferências e prerrogativas previstas em lei.

(iv) eventuais 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 a Companhia vem cumprindo essas restrições

Condições restritivas financeiras (Covenants) - 2024

Condições de covenants - o contrato possui cláusulas restritivas que em geral, requerem a manutenção de certos índices financeiros em determinados níveis. Essas garantias são estruturadas a partir de indicadores estabelecidos pela Energisa S/A., sendo os principais listados abaixo:

Condições de covenants:

As debêntures possuem cláusulas restritivas que em geral, requerem a manutenção de certos índices financeiros em determinados níveis, sendo os listados abaixo:

Cláusulas Restritivas	Índice Requerido	Exigibilidade
Dívida Líquida / EBITDA Ajustado Covenants (*)	1. Menor ou igual a 4,0x até o vencimento, para emissões até março de 2021 2. Menor ou igual a 4,25x até o vencimento, para as demais emissões	Trimestral e Anual

(*)(EBIDTA + Receitas de acréscimos moratórios)

Para as debentures da LTTE e LXTE, requerem a manutenção de certos índices financeiros em determinados níveis. Índice de Cobertura do Serviço da Dívida (ICSD), maior ou igual a 1,20, com base nas demonstrações contábeis regulatórias auditadas. Em 2024 as exigências contratuais foram cumpridas.

O descumprimento desses níveis pode implicar em vencimento antecipado das dívidas. Em 2024, as exigências contratuais foram cumpridas.

Vencimentos

Em 31 de dezembro de 2024, as debêntures classificadas no passivo não circulante têm seus vencimentos assim programados:

Valores em R\$

Ano	Controladora	Consolidado
2026	1.855.448	1.814.279
2027	1.008.940	1.646.256
2028	1.477.420	1.777.322
2029	1.578.120	5.020.942

Após 2029	3.757.799	6.815.986
Total	9.677.727	17.074.785

Condições restritivas financeiras (Covenants) -2023

Condições de covenants - o contrato possui cláusulas restritivas que em geral, requerem a manutenção de certos índices financeiros em determinados níveis. Essas garantias são estruturadas a partir de indicadores estabelecidos pela Energisa S/A., sendo os principais listados abaixo: Condições de covenants:

As debêntures possuem cláusulas restritivas que em geral, requerem a manutenção de certos índices financeiros em determinados níveis, sendo os listados abaixo:

Cláusulas Restritivas	Índice Requerido	Exigibilidade
Dívida Líquida / EBITDA Ajustado Covenants (*)	1. Menor ou igual a 4,0x de março de 2021 para emissões até março de 2021 2. Menor ou igual a 4,25x até o vencimento, para as demais emissões	Trimestral e Anual

(*) (EBITDA + Receitas de acréscimos moratórios)

Para as debentures da LTTE e LXTE, requerem a manutenção de certos índices financeiros em determinados níveis. Índice de Cobertura do Serviço da Dívida (ICSD), maior ou igual a 1,20, com base nas demonstrações contábeis regulatórias auditadas. Em 2023 as exigências contratuais foram cumpridas.

O descumprimento desses níveis pode implicar em vencimento antecipado das dívidas. Em 2023, as exigências contratuais foram cumpridas.

Vencimentos

Em 31 de dezembro de 2023, as debêntures classificadas no passivo não circulante têm seus vencimentos assim programados:

Ano	Controladora	Consolidado

	2025	184.571	1.965.507
	2026	1.342.418	2.366.644
	2027	1.002.990	1.669.406
	2028	2.612.882	2.928.378
Após 2028		2.695.184	3.406.544
Total		7.838.045	12.336.479

Condições restritivas financeiras (Covenants) - 2022

Condições de covenants - os instrumentos de dívida que regulam as emissões e financiamentos da Companhia possuem cláusulas restritivas que em geral, requerem a manutenção de certos índices financeiros em determinados níveis. Essas garantias são estruturadas a partir de indicadores estabelecidos pela Companhia, sendo os principais listados abaixo:

Cláusulas Restritivas	Índice Requerido	Exigibilidade
Dívida líquida / EBITDA Ajustado (*)	Menor ou igual a: Trimestral e Anual 4,0x até o vencimento Para o empréstimo via FRN entre a Energisa S.A. e o Santander, com vencimento em nov/22 e para o empréstimo via FRN entre Energisa S.A. e Santander com vencimento em nov/24.	Trimestral e Anual

Dívida líquida / EBITDA Ajustado (*)	Menor ou igual a: 4,25x até o vencimento Para 6ª emissão de Notas Promissórias da Energisa S/A com vencimento em dez/24, 7ª emissão de Notas Promissórias da Energisa S/A com vencimento em jul/24, empréstimo via CCB entre o Bank of China e a Energisa S/A, com vencimento em Dez/23 e o empréstimo via CCB entre o ICBC e a Energisa S/A com vencimento em Jun/24.	Trimestral e Anual

(*) EBITDA + Receitas de acréscimos moratórios.

O descumprimento desses níveis pode implicar em vencimento antecipado das dívidas (vide nota explicativa nº 35). Em 31 de dezembro de 2022, as exigências listadas neste item foram cumpridas.

1. As operações estão sendo mensuradas ao valor justo por meio do resultado, de acordo com os métodos da contabilidade de "hedge" de valor justo ou pela designação como "Fair Value Option" (vide nota explicativa nº 35).

2. Em julho de 2019, junho de 2020 e em junho de 2021 as controladas Energisa Pará Transmissora de Energia I S/A (EPA I) e a Energisa Pará Transmissora II S/A (EPA II), Energisa Tocantins Transmissora de Energia S/A (ETT) contrataram financiamento junto ao Banco da Amazônia e para o BNDES na Energisa Tocantins Transmissora de Energia S/A (ETT) o qual possui apuração de índice financeiro respeitando o seguinte limite de covenants:

Índice de Cobertura do Serviço da Dívida (ICSD), maior ou igual a 1,3%, apurado anualmente, após 12 (doze) meses de pagamento do principal, até a data do vencimento do contrato.

3. De acordo com a Lei nº 14.120 de 1ª de março de 2021 foi efetuado baixa no saldo dos financiamentos junto a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE no valor total de R\$728.404 mil, sendo R\$560.949 mil para Energisa Rondônia e R\$167.455 mil para Energisa Acre.

4. O valor do empréstimo com o Banco BTG Pactual, refere-se ao acordo de cotista que prevê uma opção de venda contra a Energisa para a aquisição das cotas do banco no montante inicial de R\$200.000 mil atualizadas anualmente a CDI + 2,35%, podendo ser exercida quando do descumprimento de certas obrigações contidas no regulamento do acordo de cotista ou a qualquer momento a partir do quarto exercício do acordo.

5. Contrato firmado com a Energisaprev - Fundação Energisa de Previdência, em decorrência da migração dos planos de benefício definido para o plano de contribuição definida.

Alteração efetuada nos planos de previdência em função da Instrução PREVIC nº 31/2020, incorrendo em uma reclassificação na patrocinadora entre as rubricas benefício pós emprego e empréstimo, financiamentos e encargos de dívidas. Outros contratos têm como finalidade a cobertura dos déficits dos planos de previdência.

6. As controladas indiretas empresas Linhas Macapá Transmissora de Energia S/A e Linhas Xingu Transmissora de Energia S, possuem as Garantias e Covenants, conforme segue:

Garantias: CRSD equivalente a 3x o último serviço da dívida mensal. Penhor de 100% das ações das concessionárias e dos direitos emergentes da concessão, incluindo as Contas-Reservas.

Garantias

Para garantia do pagamento das parcelas, as controladas mantêm aplicações financeiras no montante de R\$65.339 mil (R\$88.575 mil em 2021), registrado na rubrica "Aplicações financeiras no mercado aberto e recursos vinculados" no ativo não circulante, consolidado.

Os contratos de financiamentos em moeda estrangeira possuem proteção de swap cambial e instrumentos financeiros derivativos (vide nota explicativa nº 35).

A Companhia e suas controladas têm como prática contábil alocar o pagamento de juros na atividade de financiamento na demonstração do fluxo de caixa.

Os principais indicadores utilizados para a atualização dos empréstimos e financiamentos tiveram as seguintes variações percentuais e taxas efetivas nos exercícios:

Moeda/indicadores	2022	2021
US\$ x R\$	-6,50%	7,39%
TJLP	6,78%	4,38%
SELIC	12,46%	4,38%
CDI	12,39%	4,42%
IPCA	5,78%	10,06%
IGP-M	5,46%	16,78%
LIBOR	2,40%	0,16%
UMBNB	0,10%	0,11%
TR	1,63%	0,05%
IPC-FIPE	7,32%	9,74%
Euro	-11,89%	-0,89%
INPC	5,93%	-0,89%
SOFR	1,90%	0,00%

Vencimentos

Em 31 de dezembro de 2022, as debêntures classificadas no passivo não circulante têm seus vencimentos assim programados:

Ano	Controladora	Consolidado
2024	440.107	2.593.601
2025	188.475	1.483.604
2026	1.317.472	1.875.490
2027	997.244	1.612.950
Após 2027	1.763.543	3.846.569
Total	4.706.841	11.412.214

2.1.g. Limites dos financiamentos contratados e percentuais já utilizados

Abaixo estão ilustrados os financiamentos contratados pelas empresas do grupo Energisa e o respectivo percentual de sua utilização até o dia 31 de dezembro de 2024

Credor	Empresa	Valor Contratado	Valor Utilizado	Saldo Utilizado (%)
		(R\$ Milhões)	(R\$ Milhões)	

BNDES	ALSOL	50 ,0	50 ,0	100%
	ALSOL	668	81	12%
	ALSOL	700	600	86%
	EMS	288	144	50%
	EMT	395	197,5	50%
	ESE	149	74,5	50%
	ESS	171	85,5	50%
	ETO	231	115,5	50%
	EMR	117	58,5	50%

	ERO	75	37,5	50%
	EAC	125	62,5	50%
	RDP	110	110	100%
BASA	EPA I	189	189	100%
Banco Repassador -	EPB	215	107,5	50%

Abaixo estão ilustrados os financiamentos contratados pelas empresas do grupo Energisa e o respectivo percentual de sua utilização até o dia 31 de dezembro de 2023

Credor	Empresa	Valor Contratado	Valor Utilizado	Saldo Utilizado (%)
		(R\$ Milhões)	(R\$ Milhões)	
BNDES	ALSOL	50	50	100%
BNDES	ALSOL	700	600	86%
	EMS	255	255	100%
	EMT	311	311	100%
BNDES FINEM	ESE	101	101	100%
	ESS	129	129	100%
	ETO	169	169	100%
	EMG	70	70	100%

Banco Repassador -	EPB	155	155	100%
BNDES FINEM	ERO	198	198	100%
	EAC	99	99	100%
BNDES	RDP	110	110	100%
BASA	EPA I	189	189	100%

Abaixo estão ilustrados os financiamentos contratados pelas empresas do grupo Energisa e o respectivo percentual de sua utilização até o dia 31 de dezembro de 2022

Credor	Empresa	Valor Contratado (R\$ Milhões)	Valor Utilizado (R\$ Milhões)	Saldo Utilizado (%)
BASA	EPA I	201	189	94,03%
BASA	EPA II	250	186	74,40%
BASA	ETT	327	204	62,39%
BNDES	ETT	166	133	80,12%
BASA	EAM	150	0	0,00%
ALSOL	BNDES	50	25	50,00%
ALSOL	BNDES	700	0	0,00%
BNDES FINEM	EMS	255	255	100,00%
	EMT	311	311	100,00%
	ESE	101	101	100,00%
	ESS	129	129	100,00%
	ETO	169	169	100,00%

Banco Repassdor - BNDES FINEM	EMG	70	70	100,00%
	EPB	155	155	100,00%
	ERO	198	198	100,00%
	EAC	99	99	100,00%

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

Os Diretores da Companhia apresentam nas tabelas abaixo os valores relativos à demonstração de resultado consolidado, seguidos de sua análise sobre as principais variações ocorridas entre os períodos.

Comparação dos resultados operacionais nos exercícios encerrados em 31 de dezembro de 2024 e 2023

(R\$ milhões)

	2024	AV %	2023	AV %	AH %
Operações continuadas					
Receita operacional líquida	33,7155	+ 1000	28,5319	+ 1000	+ 182
Custo do serviço de energia elétrica	(14.2179)	- 422	(11.8865)	- 417	+ 200
Compra e transporte do gás	(1.2988)	- 39	(8189)	- 29	+ 590
Custo de operação e dos serviços prestados a terceiros	(9.6352)	- 286	(8.0455)	- 282	+ 200
Lucro bruto	8,5636	+ 254	7,781	+ 273	+ 100
Despesas gerais e administrativas	(2.0344)	- 60	(1.5464)	- 54	+ 320
Outras receitas	1793	+ 05	440	+ 02	+ 4550
Outras despesas	(5892)	- 17	(2313)	- 08	+ 1680

Equivalência patrimonial	(85)	+ 00			
Resultado antes das receitas (despesas) financeiras líquidas	6,1109	+ 181	6,0473	+ 212	+ 10
Receitas financeiras	1,8552	+ 55	1,6873	+ 59	+ 100
Despesas financeira	(3.5909)	- 107	(4.1648)	- 146	- 140
Despesas financeiras líquidas	(1.7358)	- 51	(2.4775)	- 87	- 300
Resultado antes dos tributos sobre o lucro	4,3752	+ 130	3,5698	+ 125	+ 230
Imposto de renda e contribuição social corrente	(1561)	- 05	(7516)	- 26	- 790
Imposto de renda e contribuição social diferido	4172	+ 12	(2347)	- 08	
Lucro líquido do exercício	4,6363	+ 138	2,5835	91	+ 790

Receita operacional líquida

Em 2024, a receita líquida consolidada da companhia registrou um crescimento de 18,2%, totalizando R\$ 33.715,5 milhões, em comparação aos R\$ 28.531,9 milhões no exercício anterior. Esse desempenho positivo foi impulsionado por variações expressivas em diversos segmentos de negócio. O segmento de Distribuição de Energia Elétrica apresentou um aumento de 13,8%, atingindo R\$ 29.006,0 milhões, reflexo da expansão dos serviços prestados e do aumento na demanda de energia. A Transmissão de Energia Elétrica obteve uma elevação de 25,7%, alcançando R\$ 1.589,5 milhões, devido à evolução dos projetos de infraestrutura aumento da receita de construção em função da evolução física dos projetos em construção. A (re)energisa, apresentou crescimento na receita líquida de 44,3%, somando R\$ 1.827,5 milhões, destacando-se o aumento de 71,6% na Comercialização de Energia Elétrica e de 66,1% na Geração Distribuída.

Custo do Serviço de Energia Elétrica e Gás natural

Os custos do serviço de energia elétrica consolidada, totalizaram R\$ 14.217,9 em 2024, aumento de 20%, influenciado, principalmente, pela compra e transporte de gás em R\$ 1.298,8 milhões e pelos ajustes na Parcela A, na aquisição de energia e custos de transmissão.

Custo de Operação e dos Serviços Prestados a Terceiros

Os custos de operação e dos serviços prestados a terceiros, totalizaram R\$ 9.635,2 milhões no ano, aumento de 20% (R\$ 1,589,7 milhões) em relação ao mesmo período do ano passado.

Lucro Bruto

O lucro bruto consolidado em 2024 apresentou aumento de 10%, para R\$ 8.563,6 em consequência do aumento das receitas em relação aos custos do serviço de energia elétrica e gás natural.

Resultado Financeiro (receitas menos despesas financeiras)

O Resultado financeiro em 2024 da Companhia apresentou uma despesa financeira menor (30%), quando comparado ao com ano anterior em função, principalmente, do impacto contábil com a influenciado pelo efeito da marcação ao mercado (MTM) das operações de opção de compra das ações da EPM e EPNE e efeito positivo com receita financeira de indêbitos tributários.

Lucro Líquido

No 4T24, o lucro líquido do período antes da participação dos minoritários foi de R\$ 4.636,3 milhões, crescimento de 79% em relação ao mesmo período do ano anterior.

Comparação das contas patrimoniais em 31 de dezembro de 2024 e 2023 (R\$ milhões)

	2024	AV %	2023	AV %	AH %
Ativo Circulante					
Caixa e equivalente de caixa	899,1	+ 1,0	1.298,4	+ 19	- 30,8
Aplicações financeiras no mercado aberto e recursos vinculados	7.662,1	+ 10,0	6,090,2	+ 8,9	+ 25,8
Clientes consumidores concessionárias e outros	4.450,8	+ 6,0	4.830,6	+ 7,1	- 7,9
Títulos de créditos a receber	4,5	+ 0,0	11,3	+ 0,0	- 60,0
Estoques	137,9	+ 0,0	177,6	+ 0,3	- 22,3
Tributos a recuperar	1.747,6	+ 2,0	2.244,8	+ 3,3	- 22,2
Dividendos a receber	23,9	+ 0,0	-	+ 0,0	-
Instrumentos financeiros derivativos	565,2	+ 1,0	419,0	+ 0,6	+ 34,9
Ativos financeiros setoriais	209,7	+ 0,0	210,0	+ 0,3	- 0,1
Concessão do serviço público- ativo de contrato	778,7	+ 1,0	699,0	+ 1,0	+ 11,4

Outros créditos	1.536,4	+ 2,0	1.225,3	+ 1,8	+ 25,4
Total do circulante	18.016,0	+ 23,0	17.206,2	+25.0	+ 4,7
Não circulante					
Realizável a longo prazo					
Aplicações financeiras no mercado aberto e recursos vinculados	411,2	+ 1,0	205,4	+ 0,3	+ 100,2
Clientes consumidores e concessionárias	495,9	+ 1,0	1.952,0	+ 2,9	- 74,6

	2024	AV %	2023	AV %	AH %
Títulos de créditos a receber	7,7	+ 00	8,0	+ 0,0	- 3,4
Ativos financeiros setoriais	224,6	+ 00	93,7	+ 0,1	+ 139,7
Créditos com partes relacionadas	-	+ 0,0	-	-	-
Tributos a recuperar	2.672,7	+ 3,0	-	+ 0,0	+ 31,7
Créditos tributários	2.604,6	+ 3,0	2.029,4	+ 3,0	+ 72,0
Depósitos e cauções vinculados	1.630,2	+ 20	1.514,6	+ 2,2	+ 5,5
Instrumentos financeiros derivativos	2.596,2	+ 30	1.545,7	+ 2,3	+ 47,5
Ativo financeiro indenizável da concessão	14.530,8	+ 19,0	1.760,3	+ 2,6	+ 23,9
Concessão do serviço público- ativo de contrato	8.156,2	+ 11,0	11.729,6	+ 17,2	+ 11,4
Outros créditos	587,4	+ 1,0	7.318,6	+ 10,8	+ 7,6

	33.917,5	+ 44,0	545,8	+ 0,8	+ 18,2
Ativo contratual - Infraestrutura em construção	2.376,2	+ 3,0	2.042,9	+ 3,0	+ 16,3
Investimentos	673,3	+ 1,0	73,2	+ 0,1	+ 819,7
Imobilizado	3.256,1	+ 4,0	2.852,9	+ 4,2	+ 14,1
Intangível	18.942,6	+ 25,0	17.190, 1	+ 25,3	+ 10,2
Total do não circulante	59.165,6	+ 77,0	50.862, 3	+ 74,7	+ 16,3
Total do ativo	77.181,7	+ 100,0	68.068, 5	+ 100,0	+ 13,4

	2024	AV %	2023	AV %	AH %
Passivo Circulante					
Fornecedores	2.622,2	+ 3,4	2.556,9	+ 3,8	+ 2,6
Encargos de dívidas	400,2	+ 0,5	759,1	+ 1,0	- 47,0
Empréstimos e financiamentos	4.601,1	+ 6,0	3.985,1	+ 6,0	+ 15,0
Debentures	1.720,2	+ 2,2	2.925,5	+ 4,0	- 41,0
Impostos e contribuições sociais	854,6	+ 1,1	912,3	+ 1,0	- 6,0
Parcelamento de impostos	0,7	+ 0,0	1,2	+ 0,0	- 43,0
Encargos setoriais	307,7	+ 0,4	426,9	+ 1,0	- 28,0
Incorporação de redes	260,5	+ 0,3	254,9	+ 0,0	+ 2,0
Instrumentos financeiros derivativos	530,3	+ 0,7	588,1	+ 1,0	- 10,0

Benefícios pós-emprego	27,5	+ 0,0	33,2	+ 0,0	- 17,0
Dividendos a pagar	873,9	+ 1,1	428,5	+ 1,0	+ 104,0
Obrigações estimadas	174,8	+ 0,2	156,7	+ 0,0	+ 12,0
Passivos financeiros setoriais	989,9	+ 1,3	1.100,0	+ 2,0	- 10,0
Taxa de iluminação pública	134,5	+ 0,2	137,2	+ 0,0	- 2,0
Arrendamentos operacionais	25,2	+ 0,0	9,0	+ 0,0	+ 178,0
Efeitos da Redução do ICMS na base Pis e Cofins	404,8	+ 0,5	468,2	+ 1,0	- 14,0
Outras passivos	725,2	+ 0,9	606,7	+ 1,0	+ 20,0
Total do circulante	14.653,4	+ 19,0	15.349,7	+ 23,0	- 5,0
Não circulante					
Fornecedores	174,0	+ 0,2	149,0	+ 0,2	+ 17,0
Empréstimos e financiamentos	11.721,4	+ 15,2	13.130,3	+ 19,3	- 11,0
Debentures	17.074,8	+ 22,1	12.336,5	+ 18,1	+ 38,0
Passivos financeiros setoriais	435,1	+ 0,6	225,4	+ 0,3	+ 93,0

	2024	% AV	2023	% AV	AH %
Imposto de renda e contribuição social diferida	5.895,40	+ 7,6	5.006,1	+ 7,4	+ 18,0
Acordos operacionais	104,5	+ 0,1	73,0	+ 0,1	+ 43,0
Impostos e contribuições sociais	854,7	+ 1,1	2.022,90	+ 3,0	- 58,0

Parcelamento de impostos	0,2	+ 0,0	0,8	+ 0,0	- 77,0
Encargos setoriais	154,0	+ 0,2	124,8	+ 0,2	+ 23,0
Provisão para riscos trabalhistas cíveis fiscais e regulatórios	1.579,0	+ 2,0	1.836,5	+ 2,7	- 14,0
Instrumentos financeiros derivativos	762,4	+ 1,0	62,8	+ 0,1	+ 1.113,0
Benefícios pós-emprego	202,8	+ 0,3	249,4	+ 0,4	- 19,0
Efeitos da Redução do ICMS na base de cálculo do Pis e Cofins	923,9	+ 1,2	1.465,7	+ 2,2	- 37,0
Outras passivos	503,0	+ 0,7	319,9	+ 0,5	+ 57,0
Total do não circulante	40.385,0 0	+ 52,3	37.003, 1	+ 54,4	+ 9,0
Patrimônio líquido					
Capital social	7.540,70	+ 9,8	5.047,4 0	+ 7,4	+ 49,0
Custo com emissão de ações	(109,4)	- 0,1	(65,7)	- 0,1	+ 67,0
Reserva de capital	1.134,1	+ 1,5	776,7	+ 1,1	+ 46,0
Reserva de lucros	8.717,7	+ 11,3	6.248,1	+ 9,2	+ 40,0
Dividendos adicionais propostos	63,6	+ 0,1	-	+ 0,0	-
Outros resultados abrangentes	(67,3)	- 0,1	(109,0)	- 0,2	- 38,0
	17.279,5	+ 22,4	11.897, 5	+ 17,5	+ 45,0
Participação de acionistas não controladores	4.863,7	+ 6,3	3.818,2	+ 5,6	+ 27,0
Total do patrimônio líquido	22.143,2	+ 28,7	15.715, 7	+ 23,1	+ 41,0

Total do passivo e patrimônio líquido	77.181,7	+ 100,0	68.068,5	+ 100,0	+ 13,0

Comparação dos resultados operacionais nos exercícios encerrados em 31 de dezembro de 2023 e 2022 (R\$ milhões)

	2023	AV %	2022	AV %	AH %
Operações continuadas					
Receita operacional líquida	28.531,9	+ 100,0	26.503,1	+ 100,0	+ 7,7
Custo do serviço de energia elétrica	(11.886,5)	- 41,7	(11.782,9)	- 44,5	+ 0,9
Compra e transporte do gás	(818,9)	- 2,9		+ 0,0	-
Custo de operação e dos serviços prestados a terceiros	(8.045,5)	- 28,2	(7.529,3)	- 28,4	+ 6,9
Lucro bruto	7.781,0	+ 27,3	7.190,9	+ 27,1	+ 8,2
Despesas gerais e administrativas	(1.546,4)	- 5,4	(1.369,3)	- 5,2	+ 12,9
Outras receitas	44,0	+ 0,2	74,5	+ 0,3	- 41,0
Outras despesas	(231,3)	- 0,8	(174,4)	- 0,7	+ 32,7
Resultado antes das receitas (despesas) financeiras líquidas	6.047,3	+ 21,2	5.721,8	+ 21,6	+ 5,7
Receitas financeiras	1.687,3	+ 5,9	1.613,4	+ 6,1	+ 4,6
Despesas financeiras	(4.164,8)	- 14,6	(4.196,4)	- 15,8	- 0,8
Despesas financeiras líquidas	(2.477,5)	- 8,7	(2.583,0)	- 9,7	- 4,1
Resultado antes dos tributos sobre o lucro	3.569,8	+ 12,5	3.138,8	+ 11,8	+ 13,7
Imposto de renda e contribuição social corrente	(751,6)	- 2,6	(906,1)	- 3,4	- 17,1

Imposto de renda e contribuição social diferido	(234,7)	- 0,8	195,4	+ 0,7	-
Lucro líquido do exercício	2.583,5	+ 9,1	2.428,0	+ 9,2	+ 6,4

Receita operacional líquida

No ano de 2023, a receita operacional líquida foi de R\$ 28.531,9 milhões, um aumento de 7,7% comparado ao valor apurado em 2022 destacando os efeitos nos negócios do Grupo, conforme abaixo:

No segmento de Distribuição, houve uma redução/ na receita operacional de 2,1% em 2022, explicada principalmente pelo crescimento de 5,2% do consumo de energia elétrica entre os períodos e pelo reflexo das revisões tarifárias da EMT, EMS, ESE, e dos reajustes tarifários das demais distribuidoras. A revisão tarifária de ERO e EAC tem efeito pequeno no resultado do ano por ter ocorrido em dezembro.

No segmento de Transmissão, o aumento da receita em R\$ 8,8 milhões é explicado, principalmente: (i) aumento da receita de construção em função da evolução física dos projetos em construção Energisa Amazonas, Energisa Amapá, Energisa Amazonas II e Energisa Tocantins II; (ii) reajuste tarifário da RAP (Receita Anual Permitida) de 3,93% (IPCA) conforme Resolução Homologatória nº 3.216 da ANEEL; (ii) Entrada em operação dos projetos:

- Energisa Tocantins I que teve entrada em operação da 1ª e 2ª fases em dezembro de 2022 e da 3ª fase em janeiro de 2023 (R\$ 15,7 milhões);
- Novas instalações de transmissão na concessão Energisa Manaus em setembro de 2023 (+R\$ 1,1 milhões);
- Reforço na concessão Energisa Pará II em março 2023 (R\$ 1,2milhões).

Na (re)energisa, a redução de 4,0% no ano foi puxado, principalmente, pela queda de receita da Energisa Soluções em função do menor volume de novos contratos entrantes e sazonalidade e pela Comercializadora em razão da queda dos preços de curto prazo.

Na Distribuição de gás natural, a aquisição da ES Gás foi responsável pelo acréscimo de R\$ 496 milhões no 4T23.

Custo do Serviço de Energia Elétrica e Gás natural

Os custos do serviço de energia elétrica consolidada, totalizaram R\$ 12.705,4 em 2023, aumento de 7,8%. Influenciado, principalmente, pela compra e transporte de gás em R\$ 819,0 milhões e pelos ajustes na Parcela A, na aquisição de energia e custos de transmissão.

Custo de Operação e dos Serviços Prestados a Terceiros

Os custos de operação e dos serviços prestados a terceiros, totalizaram R\$ 8.045,5 milhões no ano, aumento de 6,9% (R\$ 516,0 milhões) em relação ao mesmo período do ano passado.

Resultado Bruto

O resultado bruto consolidado em 2023 apresentou aumento de 8,2%, para R\$ 7.781,0 em consequência do aumento das receitas em relação aos custos do serviço de energia elétrica e gás natural.

Resultado Financeiro (receitas menos despesas financeiras)

O Resultado financeiro em 2023 da Cia apresentou uma despesa financeira menor (4,1%), quando comparado ao com ano anterior em função, principalmente, impacto contábil com a variação de MTM (opção de compra da EPM) e incremento de receitas reconhecidas como créditos de impostos e incorporação de redes.

Lucro Líquido

No 4T23, o lucro líquido do período antes da participação dos minoritários foi de R\$ 729,1 milhões, crescimento de 50,3% em relação ao mesmo período do ano anterior.

A participação dos minoritários foi de R\$ 689,3 milhões no ano de 2023 e R\$ 212,6 milhões no 4T23, aumento de 135,6% e 157,8% no comparativo com os respectivos períodos de 2022.

Comparação das contas patrimoniais em 31 de dezembro de 2023 e 2022 (R\$ milhões)

	2023	AV % 2023	2022	AV % 2022	AH %
Ativo Circulante					
Caixa e equivalente de caixa	1.298,4	+ 1,9	916,2	+ 1,5	+ 41,7
Aplicações financeiras no mercado aberto e recursos vinculados	6.090,2	+ 8,9	4.835,5	+ 8,1	+ 25,9
Clientes, consumidores, concessionárias e outros	4.830,6	+ 7,1	3.952,1	+ 6,6	+ 22,2
Títulos de créditos a receber	11,3	+ 0,0	11,0	+ 0,0	+ 3,0
Estoques	177,6	+ 0,3	145,4	+ 0,2	+ 22,1
Tributos a recuperar	2.244,8	+ 3,3	2.261,5	+ 3,8	- 0,7
Dividendos a receber	-	+ 0,0	-	+ 0,0	-
Instrumentos financeiros derivativos	419,0	+ 0,6	195,4	+ 0,3	+ 114,4
Ativos financeiros setoriais	210,0	+ 0,3	488,5	+ 0,8	- 57,0
Concessão do serviço público-ativo de contrato	699,0	+ 1,0	659,9	+ 1,1	+ 5,9
Outros créditos	1.225,3	+ 1,8	1.258,8	+ 2,1	- 2,7

Total do circulante	17.206,2	+25,0	14.724,3	+24,7	+16,9
Não circulante					
Realizável a longo prazo					
Aplicações financeiras no mercado aberto e recursos vinculados	205,4	+ 0,3	196,6	+ 0,3	+ 4,5
Clientes, consumidores e concessionárias	1.952,0	+ 2,9	1.662,5	+ 2,8	+ 17,4
Títulos de créditos a receber	8,0	+ 0,0	99,9	+ 0,0	+6,3
Ativos financeiros setoriais	93,7	+ 0,1	401,1	+ 0,7	- 76,6
Tributos a recuperar	-	+ 0,0	2.677,8	+ 0,0	-
Créditos tributários	2.029,4	+ 3,0	1.519,1	+ 4,5	-24,2
Depósitos e cauções vinculados	1.514,6	+ 2,2	1.306,8	+ 2,5	- 0,3
Instrumentos financeiros derivativos	1.545,7	+ 2,3	1.252,0	+ 2,2	+ 18,3
Ativo financeiro indenizável da concessão	1.760,3	+ 15,0	9.789,6	+ 2,1	+ 40,6
Concessão do serviço público-ativo de contrato	11.729,6	+ 17,2	6.739,2	+ 16,4	+ 19,8
Outros créditos	7.318,6	+ 10,8	539,2	+ 11,3	+ 8,6
	545,8	+ 0,8	26.183,8	+ 1,1	- 13,6
Ativo contratual - Infraestrutura em construção	2.042,9	+ 3,0	1.672,0	+ 2,8	+ 22,2
Investimentos	73,2	+ 0,1	49,2	+ 0,1	+ 48,6
Imobilizado	2.852,9	+ 4,2	1.875,2	+ 3,1	+ 52,1
Intangível	17.190,1	+ 25,3	15.166,2	+ 25,4	+ 13,4

Total do não circulante	50.862,3	+ 74,7	44.946,4	+ 75,3	+ 13,2
Total do ativo	68.068,5	+100,0	44.961,1	+100,0	14,1
Capital social	5.047,4	+ 7,4	4.946,4	+ 16,6	+ 2,0
Custo com emissão de ações	(65,7)	- 0,1	(65,7)	- 0,2	-
Reserva de capital	776,7	+ 1,1	1.037,1	+ 3,5	- 25,1
Reserva de lucros	6.248,1	+ 9,2	5.146,9	+ 17,3	+ 21,4
Dividendos adicionais propostos	-	+ 0,0	87,8	+ 0,3	-
Outros resultados abrangentes	(109,0)	-0,2	(132,6)	-0,4	-17,8
	11.897,5	+ 17,5	11.019,9	+ 36,9	+ 8,0
Participação de acionistas não controladores	3.818,2	+ 5,6	1.463,9	+ 4,9	+ 160,8
Total do patrimônio líquido	15.715,7	+ 23,1	12.483,8	+ 41,8	+ 25,9
Total do passivo e patrimônio líquido	68.068,5	+ 100,0	59.670,7	+ 100,0	+ 14,0

Comparação dos Resultados Operacionais nos exercícios encerrados em 31 de dezembro de 2022 e 2021 (R\$ milhões)

	2022	AV %	2021 (reapresentado)	AV % (2021)	AH %
Operações continuadas					

Receita operacional líquida	26.503,1	+ 100,0	26.475,5	+ 100,0	+ 0,1
Custo do serviço de energia elétrica	(11.782,9)	- 44,5	(14.969,9)	- 56,5	- 21,3
Custo de operação e dos serviços prestados a terceiros	(7.529,3)	- 28,4	(5.807,9)	- 21,9	+ 29,6
Lucro bruto	7.190,9	+ 27,1	5.697,7	+ 21,5	+ 26,2
Despesas gerais e administrativas	(1.369,3)	- 5,2	(887,4)	- 3,4	+ 54,3
Outras receitas	74,5	+ 0,3	299,1	+ 1,1	- 75,1
Outras despesas	(174,4)	- 0,7	(482,8)	- 1,8	- 63,9
Resultado antes das receitas (despesas) financeiras líquidas	5.721,8	+ 21,6	4.626,6	+ 17,5	+ 23,7
Receitas financeiras	1.613,4	+ 6,1	1.430,2	+ 5,4	+ 12,8
Despesas financeira	(4.196,4)	- 15,8	(2.527,8)	- 9,5	+ 66,0
Despesas financeiras líquidas	(2.583,0)	- 9,7	(1.097,5)	- 4,1	+ 135,3
Resultado antes dos tributos sobre o lucro	3.138,8	+ 11,8	3.529,0	+ 13,3	- 11,1
Imposto de renda e contribuição social corrente	(906,1)	- 3,4	(615,7)	- 2,3	+ 47,2
Imposto de renda e contribuição social diferido	195,4	+ 0,7	(147,0)	- 0,6	- 232,9
Lucro líquido do exercício das operações continuadas	2.428,0	+ 9,2	2.766,3	+ 10,4	- 12,2
Lucro líquido do exercício das operações descontinuadas	-	+ 0,0	48,5	+ 0,2	- 100,0
Lucro líquido do exercício	2.428,0	+ 9,2	2.814,8	+ 10,6	- 13,7

Receita operacional líquida

No ano de 2022, a receita operacional líquida foi de R\$ 26.503,1 milhões, um aumento de 0,1% comparado ao valor apurado em 2021 destacando os efeitos nos negócios do Grupo, conforme abaixo:

No segmento de Distribuição, houve uma redução na receita operacional de 2,1% em 2022, explicada principalmente pela não incidência da bandeira tarifária no período, redução da tributação de ICMS e efeitos não recorrentes na rubrica de fornecimento não faturado líquido.

No segmento de Transmissão, o crescimento de receita é explicado principalmente pela aquisição da Gemini, concluída em junho de 2022. Em 2022, a receita operacional líquida foi R\$ 1.714,7 milhões, 76,6% maior que o apurado no mesmo período de 2021.

Na (re) energisa, a Energisa Soluções foi responsável por um incremento de R\$ 49,2 milhões na comparação com o quarto trimestre de 2021, explicado principalmente pelos novos contratos nas linhas de O&M Solar, O&M de Transmissão, Gestão de Obras de Terceiros, bem como automação de ativos elétricos. A expansão da energia distribuída renovável contribuiu com R\$ 9,1 milhões no 4T22.

Custo do Serviço de Energia Elétrica

Os custos do serviço de energia elétrica consolidada, totalizaram R\$ 11.782,9 milhões em 2022, redução de 21,3%. Influenciado pelos ajustes na Parcela A, na aquisição de energia e custos de transmissão.

Custo de Operação e dos Serviços Prestados a Terceiros

Os custos de operação e dos serviços prestados a terceiros, totalizaram R\$ 7.529,3 milhões no ano, aumento de 29,6% (R\$ 1.721,4 milhões) em relação ao mesmo período do ano passado.

Resultado Bruto

O resultado bruto consolidado em 2022 apresentou aumento de 26,2%, para R\$ 7.190,9 milhões, em consequência do maior aumento das receitas em relação aos Custos do Serviço de Energia Elétrica.

Resultado Financeiro (receitas menos despesas financeiras)

Em 2022, o resultado financeiro líquido refletiu despesas financeiras líquidas de R\$ 2.583,0 milhões, contra R\$ 1.097,5 milhões de despesas financeiras líquidas no mesmo período do ano passado, pior em R\$ 1.485,4 milhões. Resultado influenciado pelas despesas e receitas financeiras que apresentaram aumento de R\$ 1.851,8 milhões no acumulado do ano, explicado principalmente pelo aumento nas despesas referentes ao MTM opção de compra (EPM).

Lucro Líquido

Em 2022, o lucro líquido foi de R\$ 2.428,0 milhões, 13,7% (R\$ 386,8 milhões) menor em comparação com 2021.

Comparação das contas patrimoniais em 31 de dezembro de 2022 e 2021 (R\$ milhões).

	2022	AV %	2021 (reapresenta do)	AV % (2021)	AH %
Ativo Circulante					

Caixa e equivalente de caixa	916,2	+ 1,5	773,5	+ 1,4	+ 18,4
Aplicações financeiras no mercado aberto e recursos vinculados	4.835,5	+ 8,1	5.149,2	+ 9,5	- 6,1
Clientes, consumidores, concessionárias e outros	3.952,1	+ 6,6	4.366,6	+ 8,0	- 9,5
Títulos de créditos a receber	11,0	+ 0,0	3,9	+ 0,0	+ 181,8
Estoques	145,4	+ 0,2	134,6	+ 0,2	+ 8,1
Tributos a recuperar	2.261,5	+ 3,8	1.356,6	+ 2,5	+ 66,7
Dividendos a receber	-	+ 0,0	-	+ 0,0	+ 0,0
Instrumentos financeiros derivativos	195,4	+ 0,3	473,5	+ 0,9	- 58,7
Ativos financeiros setoriais	488,5	+ 0,8	1.652,5	+ 3,0	- 70,4
Concessão do serviço público-ativo de contrato	659,9	+ 1,1	151,1	+ 0,3	+ 336,6
Outros créditos	1.258,8	+ 2,1	2.047,6	+ 3,8	- 38,5
Total do circulante	14.724,3	+ 24,7	16.109,1	+ 29,7	- 8,6
Não circulante					
Realizável a longo prazo					
Aplicações financeiras no mercado aberto e recursos vinculados	196,6	+ 0,3	94,2	+ 0,2	+ 108,7
Clientes, consumidores e concessionárias	1.662,5	+ 2,8	1.461,9	+ 2,7	+ 13,7
Títulos de créditos a receber	99,9	+ 0,2	99,8	+ 0,2	+ 0,0
Ativos financeiros setoriais	401,1	+ 0,7	988,1	+ 1,8	- 59,4
Tributos a recuperar	2.677,8	+ 4,5	3.718,9	+ 6,9	- 28,0

Créditos tributários	1.519,1	+ 2,5	1.423,8	+ 2,6	+ 6,7
Depósitos e cauções vinculados	1.306,8	+ 2,2	1.003,9	+ 1,9	+ 30,2
Instrumentos financeiros derivativos	1.252,0	+ 2,1	2.025,9	+ 3,7	- 38,2
Ativo financeiro indenizável da concessão	9.789,6	+ 16,4	7.618,3	+ 14,0	+ 28,5
Concessão do serviço público-ativo de contrato	6.739,2	+ 11,3	2.450,6	+ 4,5	+ 175,0
Outros créditos	539,2	+ 0,9	589,9	+ 1,1	- 8,6
Total (realizável a longo prazo)	26.183,8	+ 43,9	21.475,3	+ 39,6	+ 21,9
Ativo contratual - Infraestrutura em construção	1.672,0	+ 2,8	1.247,9	+ 2,3	+ 34,0
Investimentos	49,2	+ 0,1	64,8	+ 0,1	- 23,9
Imobilizado	1.875,2	+ 3,1	717,5	+ 1,3	+ 161,3
Intangível	15.166,2	+ 25,4	14.643,5	+ 27,0	+ 3,6
Total do não circulante	44.946,4	+ 75,3	38.148,9	+ 70,3	+ 17,8
Total do ativo	44.961,1	+ 100,0	38.165,0	+ 100,0	+ 10,0

	2022	AV %	2021 (reapresentação)	AV % (2021)	AH %
Passivo					

Circulante					
Fornecedores	1.887,3	+ 3,2	2.573.437	+ 4,7	- 26,7
Encargos de dívidas	511,3	+ 0,9	205.337	+ 0,4	+ 149, 0
Empréstimos e financiamentos	3.534,0	+ 5,9	2.014.714	+ 3,7	+ 75,4
Debêntures	3.104,4	+ 5,2	1.863.714	+ 3,4	+ 66,6
Impostos e contribuições sociais	659,2	+ 1,1	875.909	+ 1,6	- 24,7
Parcelamento de impostos	7,7	+ 0,0	28.803	+ 0,1	- 73,2
Encargos setoriais	354,8	+ 0,6	323.370	+ 0,6	+ 9,7
Incorporação de redes	359,0	+ 0,6	349.863	+ 0,6	+ 2,6
Instrumentos financeiros derivativos	667,1	+ 1,1	1.709.426	+ 3,2	- 61,0
Benefícios pós-emprego	53,2	+ 0,1	59.607	+ 0,1	- 10,8
Dividendos a pagar	275,5	+ 0,5	808.562	+ 1,5	- 65,9
Obrigações estimadas	144,9	+ 0,2	134.479	+ 0,2	+ 7,7
Passivos financeiros setoriais	958,3	+ 1,6	803.480	+ 1,5	+ 19,3
Taxa de iluminação pública	114,8	+ 0,2	112.188	+ 0,2	+ 2,3
Arrendamentos operacionais	10,0	+ 0,0	12.934	+ 0,0	- 22,6
Outras passivos	583,4	+ 1,0	775.557	+ 1,4	- 24,8
Total do circulante	13.224, 9	+ 22,2	12.651.380	+ 23,3	+ 4,5

Não circulante					
Fornecedores	122,8	+ 0,2	116.851	+ 0,2	+ 5,1
Empréstimos e financiamentos	10.162,1	+ 17,0	9.539.154	+ 17,6	+ 6,5
Debêntures	11.412,2	+ 19,1	9.730.454	+ 17,9	+ 17,3
Passivos financeiros setoriais	214,9	+ 0,4	680.510	+ 1,3	- 68,4
Imposto de renda e contribuição social diferido	4.751,9	+ 8,0	4.828.052	+ 8,9	- 1,6
Arrendamentos operacionais	-	+ 0,0	-	+ 0,0	0,0
Impostos e contribuições sociais	55,5	+ 0,1	39.613	+ 0,1	+ 40,0
Parcelamento de impostos	1.620,1	+ 2,7	859.499	+ 1,6	+ 88,5
Encargos setoriais	9,1	+ 0,0	15.554	+ 0,0	- 41,3
Provisão para riscos trabalhistas, cíveis, fiscais e regulatórios	-	+ 0,0	-	+ 0,0	- 0,0
Incorporação de redes	97,1	+ 0,2	129.878	+ 0,2	- 25,3
Instrumentos financeiros derivativos	1.970,9	+ 3,3	1.870.119	+ 3,4	+ 5,4
Benefícios pós-emprego	-	+ 0,0	-	+ 0,0	0,0
Efeitos da Redução do ICMS na base de cálculo do Pis e Cofins	19,9	+ 0,0	372.796	+ 0,7	- 94,7
Outros passivos	260,3	+ 0,4	305.803	+ 0,6	- 14,9
Total do não circulante	3.017,0	+ 5,1	3.708.305	+ 6,8	- 18,6
Patrimônio líquido					

Capital social	4.946,4	+ 8,3	3.363.685	+ 6,2	+ 47,1
Custo com emissão de ações	(65,7)	- 0,1	(65.723)	- 0,1	+ 0,0
Reserva de capital	1.037,1	+ 1,7	263.834	+ 0,5	+ 293,1
Reserva de lucros	5.146,9	+ 8,6	5.050.072	+ 9,3	+ 1,9
Dividendos adicionais propostos	87,8	+ 0,1	-	+ 0,0	+ 0,0
Lucros (prejuízos) acumulados	-	+ 0,0	(397.289)	- 0,7	- 100,0
Outros resultados abrangentes	(132,6)	- 0,2	(177.428)	- 0,3	- 25,3
	11.019,9	+ 18,5	8.037.151	+ 14,8	+ 37,1
Participação de acionistas não controladores	1.463,9	+ 2,5	1.048.409	+ 1,9	+ 39,6
Total do patrimônio líquido	12.483,8	+ 20,9	9.085.560	+ 16,7	+ 37,4
Total do passivo e patrimônio líquido	59.670,7	+ 100,0	54.258.000	+ 100,0	+ 10,0

Patrimônio líquido

Capital social	4.946,4	+ 8,3	3.363.685	+ 6,2	+ 47,1
Custo com emissão de ações	(65,7)	- 0,1	(65.723)	- 0,1	+ 0,0
Reserva de capital	1.037,1	+ 1,7	263.834	+ 0,5	+ 293,1
Reserva de lucros	5.146,9	+ 8,6	5.050.072	+ 9,3	+ 1,9
Dividendos adicionais propostos	87,8	+ 0,1	-	+ 0,0	+ 0,0
Lucros (prejuízos) acumulados	-	+ 0,0	(397.289)	- 0,7	- 100,0
Outros resultados abrangentes	(132,6)	- 0,2	(177.428)	- 0,3	- 25,3
	11.019,9	+ 18,5	8.037.151	+ 14,8	+ 37,1
Participação de acionistas não controladores	1.463,9	+ 2,5	1.048.409	+ 1,9	+ 39,6
Total do patrimônio líquido	12.483,8	+ 20,9	9.085.560	+ 16,7	+ 37,4
Total do passivo e patrimônio líquido	59.670,7	+ 100,0	54.258.000	+ 100,0	+ 10,0

2.2. Resultados das operações do emissor, em especial:

2.2.a. i Descrição de quaisquer componentes importantes da receita

Distribuição de Energia Elétrica

Mercado de Energia:

Em 2024, o consumo de energia consolidado do Grupo avançou 7,6% frente a 2023, registrando a maior taxa em 12 anos. Todos os segmentos avançaram acima da média, sobretudo o residencial (10,5%) e o industrial (9,2%). Entre as empresas, todas avançaram, principalmente as concessões EMS, EPB, ETO e ESE.

Alguns fatores foram decisivos para o aumento de consumo em 2024, entre eles as elevadas temperaturas ao longo do ano, com 73% dos dias de 2024 com registro de temperaturas acima da média. O ano de 2024 foi considerado ano mais quente registrado no planeta. O 1º semestre de 2024 foi influenciado pelo fenômeno El Niño e por ondas de calor, em contraste com o 1S23 marcado por temperaturas mais baixas devido aos efeitos do La Niña. No segundo semestre de 2024, as temperaturas continuaram acima da média, mas a base de comparação do 2S23 era elevada (temperaturas recordes e o início das ondas de calor com o El Niño ativo).

Para mensurar as variações de temperatura e seus efeitos no consumo de energia, é utilizado um conjunto de variáveis, dentre elas o Cooling Degree Days (tabela abaixo), que indica a demanda por resfriamento. Em 2024, o CDD cresceu 6,6% frente a 2023 e 15,8% em relação à média, com aumento em todas as regiões, contribuindo para explicar 41% da variação da carga. Além da questão climática, o incremento da renda, em especial no Norte e Nordeste, e das vendas de aparelhos de ar-condicionado impulsionaram o aumento de consumo médio residencial. Dessa forma, a classe residencial registrou a maior taxa em 18 anos (10,5%), avançando em todas as concessões.

Descrição Valores em GWh	Acumulado		
	2024	2023	Var. %
Residencial	17.313,80	15.661,80	+ 10,5
Comercial	5.185,50	5.401,90	- 4,0
Industrial	1.322,40	1.725,50	-23,4
Rural	3.450,30	3.336,60	+ 3,4
Outros	4.455,20	4.437,40	+ 0,4
1 Mercado Cativo	31.727,10	30.563,10	+ 3,8
Residencial	-	-	-

EMR	77	29	76			
	-2	2	-1	22/06/2024	IPCA	Reajuste Anual
ESE	1,38	0,43	1,16	22/04/2024	IGP-M	Reajuste Anual
EPB	-2,39	3,22	-1,35	28/08/2024	IGP-M	Reajuste Anual
EMT	-3,9	-5,61	-4,4	08/04/2024	IGP-M	Reajuste Anual
EMS	-0,84	-3,65	-1,61	08/04/2024	IGP-M	Reajuste Anual
ETO	8,95	8,94	8,95	04/07/2024	IPCA	Reajuste Anual
ESS	-9,4	-11,12	-9,89	12/07/2024	IPCA	Reajuste Anual
ERO	2,55	5	3,03	13/12/2024	IPCA	Reajuste Anual
EAC	-4,42	-1,23	-3,84	13/12/2024	IPCA	Reajuste Anual

Transmissão de Energia Elétrica

Conforme previsto no contrato de concessão, uma transmissora de energia é responsável por transportar a energia dos centros de geração até os pontos de distribuição. Para cumprir essa responsabilidade, a transmissora possui duas obrigações de desempenho distintas: (i) construir; e (ii) manter e operar a infraestrutura de transmissão. Em contrapartida ao serviço de transmissão, a Companhia recebe uma receita definida como Receita Anual Permitida (RAP), que é a contraprestação que as concessionárias recebem pela prestação do serviço público de transmissão aos usuários. Estes recebimentos amortizam os investimentos nessa infraestrutura de transmissão e eventuais investimentos não amortizados (bens reversíveis) geram o direito de indenização do Poder Concedente ao final do contrato, conforme o tipo de concessão. Estes fluxos de recebimentos são remunerados pela taxa implícita que representa o componente financeiro do negócio estabelecida no início de cada projeto, que varia entre 8% e 11% ao ano e atualizados pelo IPCA.

Os resultados financeiros das companhias do segmento de transmissão de energia do Brasil são elaboradas a partir de dois métodos de contabilização: 1) Demonstrações Financeiras Societárias preparadas de acordo com as Normas Internacionais de Relatório Financeiro (IFRS) emitidas pelo International Accounting Standards Board (IASB), conhecido como Resultado Societário, baseados nas normas expedidas pela Comissão de Valores Mobiliários, aplicáveis à elaboração das Demonstrações Financeiras; e 2) Demonstrações Contábeis Regulatórias elaboradas com base no Manual de Contabilidade do Setor Elétrico da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), definida como resultado regulatório.

Receita: No societário, os investimentos realizados ao longo da concessão são contabilizados como ativo de contrato no balanço patrimonial, sendo reconhecido uma receita de construção de infraestrutura como contrapartida na demonstração de resultados. Além disso, também é contabilizada a remuneração do ativo de contrato com base na taxa média de financiamento do projeto quando da formalização do contrato de concessão. Após a entrada em operação, a receita de construção de infraestrutura deixa de ser contabilizada e a receita operacional dos serviços de operação e manutenção passa a ser reconhecida. Por outro lado, na contabilidade regulatória, os investimentos são tratados como ativo imobilizado, sendo depreciados ao longo de sua vida útil, e a Receita é representada de fato pelos recebimentos após a entrada em operação do ativo (a Receita Anual Permitida, conhecida como RAP) reconhecida através do faturamento, ao longo do prazo da concessão, assemelhando-se à receita percebida no fluxo de caixa operacional.

Transmissoras	Ciclo 2023/2024 ⁽¹⁾	Ciclo 2024/2025 ⁽¹⁾
Energisa Goiás (EGO)	51,6	52,1
Energisa Pará I (EPA I)	65,1	65,2
Energisa Pará II (EPA II)	50,2	53,2
Energisa Tocantins I (ETT I)	83,1	85,5
Energisa Amazonas (EAM)	83,1	86,3
Energisa Tocantins II (ETT II)	5,0	5,2
Energisa Amapá (EAP)	13,1	13,6
Energisa Amazonas II (EAM II)	19,4	20,2
Energisa Paranaíba (EPT)	12,7	13,2
Linhas Macapá (LMTE)	154,9	163,0
Linhas Xingú (LXTE)	162,5	170,4
Linhas Taubaté (LTTE)	78,2	81,2

Energisa Maranhão (EMA)	112,5	112,5
Total	891,2	921,6

(1) Não considera as receitas de fibra ótica que totalizam R\$ 41,1 milhões.

Desempenho econômico-financeiro societário da Energisa Transmissão de Energia

Desempenho Econômico-Financeiro IFRS	Exercício		
Resultados – R\$ milhões	2024	2023	Var. %
Receita de construção de infraestrutura	415,8	402,7	+ 3,3
Ganho na eficiência na implementação da infraestrutura	23,0	26,3	-12,4
Receita das margens da obrigação de performance da construção	123,0	65,3	+ 88,4
Receita de operação e manutenção	67,7	64,5	+ 5,0
Remuneração dos ativos de concessão	931,3	760	+ 22,5
Outras receitas operacionais	156,8	71,7	+ 118,6
Total da receita bruta	1.717,70	1.390,50	+ 23,5
Deduções da receita	(128,2)	(126,4)	+ 1,4
Receita operacional líquida	1.589,50	1.264,20	+ 25,7
Custo de construção	(477,7)	(547,2)	-12,7
Margem bruta	1.111,90	717	+ 394,9 p.p.
PMSO	(240)	(150,9)	+ 59,0

Demais despesas operacionais ⁽¹⁾	8,8	7	+ 26,1
Depreciação/Amortização	(2,6)	(1,0)	+ 169,4
Resultado financeiro	(355,8)	(467,4)	-23,9
Contribuição social e imposto de renda	(183,5)	(65,1)	+ 181,8
Lucro líquido do período	338,8	39,6	+ 755,8
EBITDA	880,7	573,1	+ 53,7
Margem EBITDA (%)	55,4	45,3	+ 10,1 p.p.

Desempenho econômico-financeiro regulatório da Energisa Transmissão de Energia

Desempenho Econômico-Financeiro Regulatório	Exercício		
Resultados – R\$ milhões	2024	2023	Var. %
Receita anual permitida	792,5	764,1	+3,7
Total da receita bruta	792,5	764,1	+3,7
Deduções da receita	(84,3)	(78,9)	+ 6,8
Receita operacional líquida	708,2	685,1	+ 3,4
PMSO	(175,6)	(144,2)	+ 21,8
Demais despesas operacionais	4,8	53,2	- 91,0
Amortização/Depreciação	(190,0)	(176,6)	+ 7,6
Resultado Financeiro	(355,7)	(467,4)	- 23,9
Contribuição social e imposto de renda	(72,7)	(54,3)	+ 33,8

Prejuízo líquido regulatório	(81,0)	(104,3)	- 22,4
EBIDTA regulatório	537,4	594,1	- 9,5
Margem EBIDTA (%)	75,9	86,7	- 10,8 p.p

(re) energisa

A (re)energisa, marca do Grupo Energisa, representa os negócios não regulados, incluindo geração descentralizada de energia renovável, comercialização de energia e gás no mercado livre, e serviços de valor agregado. A marca simboliza a estratégia de diversificação, visando oferecer um ecossistema completo de soluções energéticas num mercado competitivo. Adotando o conceito de one-stop-shop, a (re)energisa busca liderar a transição energética, conectando clientes a soluções de energia sustentáveis e de baixo carbono.

Geração Distribuída

A Alsol é a empresa do grupo que atua principalmente nas atividades de geração descentralizada a partir de fazendas solares que são conectadas a redes de distribuição existentes utilizando o sistema de compensação de energia elétrica previsto na Lei 14.300/2022. A empresa constrói e opera suas próprias usinas solares, além de desenvolver seus próprios sistemas de controle e monitoramento das diferentes unidades de geração, resultando em maior produtividade de energia elétrica acima do planejamento inicial de cada planta. As fazendas solares são destinadas ao atendimento a clientes MPE – micro e pequenas empresas, bem como médias empresas, atendidas em baixa tensão, na modalidade de consórcio ao sistema de compensação.

No final de dezembro de 2024, a Alsol possuía 117 usinas solares (UFV's) em operação, totalizando 441 MWp de potência instalada, conforme tabela abaixo. Os investimentos da (re)energisa em geração distribuída totalizaram R\$ 85,7 milhões nesse quarto trimestre de 2024 e R\$ 324,7 milhões no ano.

Resume-se, a seguir, o desempenho econômico-financeiro da Alsol:

Geração Distribuída	Exercício		
Valores em R\$ milhões	2024	2023	Var. %
Receita Líquida	380,4	229,0	+66,1
CUSD	(44,7)	(36,1)	+ 23,8
PMSO	(142,0)	(95,5)	+ 48,6
Outros custos e despesas	(5,9)	1,7	-
EBIDTA	187,9	99,1	+ 89,6

Amortização e depreciação	(88,4)	(51,9)	+ 70,4
Resultado financeiro	(129,2)	(91,0)	+ 42,0
Imposto de renda e contribuição social	12,3	10,9	+ 12,8
Lucro (prejuízo) do período	(17,5)	(32,9)	- 46,8

Comercialização de energia elétrica

Para o 4T24 foi observado piora nos cenários hidrológicos em comparação com o realizado em 2023, resultante do pior ponto inicial para a entrada do período úmido. Essa situação levou a um aumento do PLD para R\$ 217,59/MWh no período. Esse efeito de elevação dos preços foi ocasionado pela redução dos níveis de armazenamento e pela performance da ENA (Energia Natural Afluente) que mede a quantidade de água que chega aos reservatórios das hidrelétricas.

Ainda no mesmo período, a carteira varejista registrou a adição de 70 novos clientes, totalizando 118,3 GWh de energia comercializada. Em comparação ao mesmo período de 2023 (4T23), foram incorporados 123 clientes, com um volume total de 216,6 GWh.

Resume-se, a seguir, o desempenho econômico-financeiro da Comercializadora:

Comercializadora		Exercício	
Valores em R\$ milhões	2024	2023	Var. %
Receita líquida	1.153,30	671,9	+ 71,6
Compra de energia	(1.101,10)	(637,2)	+ 72,8
Spread	52,2	34,8	+ 50,3
Efeito MtM	(181,0)	63,2	-
Despesas gerais e administrativas	(48,9)	-28	+ 74,5
Amortização e Depreciação	(0,4)	-0,2	+ 73,4
Outras receitas/despesas	11,5	1,7	+ 585,9
EBITDA reportado	(166,2)	71,6	-

Efeito MtM	181	-63,2	-
EBITDA Ajustado recorrente	14,8	8,4	+ 76
Resultado financeiro	7	-19	-63,4
IR e CSLL do lucro líquido (reportado)	58,9	-18,4	-
Lucro (prejuízo) líquido reportado	(114,6)	34	-
Lucro (prejuízo) líquido ajustado recorrente	66,4	(29,2)	-

Serviços de Valor Agregado

A Energisa Soluções é a empresa do Grupo que atua na prestação de serviços de valor agregado para clientes de média e alta tensão em todo o Brasil. Estes serviços geram benefícios para os nossos clientes através de melhorias e maior eficiência dos seus processos energéticos, reduzindo custos e melhorando seus níveis operacionais. Dentro desta linha de negócios, destacam-se serviços como O&M (operação e manutenção de ativos elétricos), Eficiência Energética e Automação de processos energéticos.

Resume-se, a seguir, o desempenho econômico-financeiro da Energisa Soluções:

Serviços de valor agregado Valores em R\$ milhões	Trimestre			Exercício		
	4T24	4T23	Var. %	2024	2023	Var. %
Receita líquida	67,0	102,7	-34,8	293,8	365,2	-19,6
PMSO	(71,1)	(89,4)	-20,5	(275,2)	(346,0)	- 20,4
Outros custos e despesas	(0,2)	0,7	-	(0,6)	3,3	-

EBITDA	(4,3)	14,0	-	18,0	22,5	-20,2
Amortização e depreciação	(3,8)	(3,5)	+ 8,4	(15,4)	(13,4)	+ 14,9
Resultado financeiro	1,1	0,5	+ 123,1	1,0	(2,8)	-
Lucro líquido reportado	(4,3)	6,9	-	2,3	3,6	-35,1

Geração centralizada

O Grupo Energisa está presente na geração centralizada através das usinas fotovoltaicas Energisa Geração Central Solar Rio do Peixe I e Energisa Geração Central Solar Rio do Peixe II, localizadas no Estado da Paraíba, com 70 MWp de capacidade instalada. Os empreendimentos possuem o certificado global de energia limpa I-REC, que agrega valor ao megawatt gerado e confirma sua origem de fonte renovável.

Resume-se, a seguir, o desempenho econômico-financeiro do segmento:

Rio do Peixe I e II	Exercício		
	2024	2023	Var. %
Valores em R\$ milhões			
Receita líquida	32,3	26,2	+ 23,1
PMSO	(3,8)	(2,7)	+ 40,1
Outros custos e despesas	(5,5)	(6,0)	- 7,6
EBITDA	22,9	17,5	+ 31,0
Amortização e depreciação	(14,2)	(17,9)	- 20,6
Resultado financeiro	(11,1)	(28,3)	- 60,8
Contribuição social e imposto de renda	(1,9)	(4,7)	- 59,9
Prejuízo líquido reportado	(4,3)	(33,0)	- 87,1

Distribuição de gás natural

A Energisa Distribuidora de Gás (EDG) é responsável pela expansão do Grupo Energisa no setor de gás natural. Abaixo, segue o organograma societário que ilustra a estrutura de controle da EDG dentro do Grupo Energisa.



A ES Gás desempenha um papel estratégico na expansão da infraestrutura de gás natural no Espírito Santo, contribuindo para a transição energética com soluções inovadoras e sustentáveis. A empresa atende mais de 83,3 mil unidades consumidoras e opera uma rede de aproximadamente 569 km, garantindo um fornecimento seguro e eficiente. Responsável pela distribuição de gás natural canalizado no estado, a ES Gás atua em diversos setores, incluindo residencial, comercial, industrial, automotivo, climatização, cogeração e geração termoeletrônica. Para mais informações, consulte o Release da ES Gás.

Através da Norgás, a Energisa possui participações societárias em importantes distribuidoras de gás natural nos estados do Nordeste. O grupo participa das operações da Algás (Gás de Alagoas), Cegás (Companhia de Gás do Ceará), Copergás (Companhia Pernambucana de Gás) e Potigás (Companhia Potiguar de Gás), que atendem os estados de Alagoas, Ceará, Pernambuco e Rio

Grande do Norte, respectivamente. Com essa estratégia, a Norgás fortalece a presença do Grupo Energisa no mercado de gás natural, expandindo sua atuação e contribuindo para o desenvolvimento energético da região. As distribuidoras atendem a 240,3 mil unidades consumidores.

A seguir, é apresentado um resumo do desempenho econômico-financeiro da Es Gás e Norgás(*):

Descrição		ES Gás						Norgás					
Valores em R\$ milhões													
Trimestre				Exercício				Trimestre			Acumulado		
	4T24	4T23	Var. %	2024	2023	Var. %	4T24	4T23	Var. %	2024	2023	Var. %	
Receita líquida	345,4	496,7	-30,5	1.627,6	944,9	+72,3	733,2	638,5	+14,8	2.906,0	2.677,0	+8,6	
PMSO	(19,8)	(16,0)	+23,7	(73,8)	(58,5)	+26,2	(653,8)	(565,5)	+15,6	(2.620,3)	(2.410,9)	+8,7	
EBITDA	34,1	51,7	-34,1	187,1	210,3	-11,0	62,3	70,1	+11,2	322,1	306,0	+5,3	
Resultado financeiro	(19,5)	1,8	-	(65,0)	13,4	-	12,8	14,5	-12,0	61,6	55,6	+10,9	
Lucro/prejuízo líquido	(1,5)	57,1	-	37,6	157,8	-76,2	44,0	47,3	-7,2	249,7	236,8	+5,5	
Investimentos	46,8	24,6	+90,2	93,1	51,4	+81,1	52,9	50,1	+5,6	220,5	179,3	+23,0	

(1) Os valores referentes à Norgás correspondem à soma dos resultados das CDLs.
 (2) A tabela reflete os últimos 12 meses, abrangendo o período de dezembro a novembro, enquanto o trimestre considera os meses de setembro, outubro e novembro dos respectivos anos.

A seguir, as receitas operacionais líquidas consolidadas por linha de negócios:

Receita líquida por linha de negócio Valores em R\$ milhões	Exercício		
	2024	2023	Var. %
➤ Distribuição de energia elétrica	29.006,0	25.489,6	+ 13,8
• Transmissão de energia elétrica • (re) energisa • Geração distribuída	1.589,5	1.264,2	+ 25,7
	1.827,5	1.266,1	+ 44,3
	380,4	229,0	+ 66,1
• Comercialização de energia elétrica	1.153,3	671,9	+ 71,6
• Serviços de valor agregado	293,8	365,2	- 19,6
➤ Distribuição de gás natural (1)	1.627,6	944,9	+ 72,3
➤ Holdings e outros	514,0	431,9	+ 19,0

(=) Total	34.564,6	29.396,7	+ 17,6
Eliminações intercompany e combinação de negócios	(849,1)	(864,9)	- 1,8
(=) Receita líquida consolidada	33.715,5	28.531,9	+ 18,2
(-) Receita de construção ⁽²⁾	6.560,1	4.944,9	+ 32,7
(=) Receita líquida consolidada, sem receita de construção da infraestrutura	27.155,4	23.587,0	+ 15,1

(Os valores da ES Gás apresentados correspondem exclusivamente ao período após a aquisição da empresa, ou seja, a partir de julho de 2023. (2) Receita de construção: receita de construção da infraestrutura + receita de operação e manutenção da infraestrutura de transmissão + receita das margens da obrigação de performance da construção + remuneração do ativo de contrato (transmissão de energia elétrica).

No segmento de Distribuição de energia, A receita líquida da distribuição de energia elétrica em 2024 foi de R\$ 29.006,0 milhões, representando um aumento de 13,8% em relação a 2023, que foi de R\$ 25.489,6 milhões. O crescimento foi impulsionado principalmente por fatores como subvenções vinculadas aos serviços concedidos, receita de suprimento e disponibilidade do sistema elétrico.

No segmento de Transmissão de energia, a receita operacional líquida em 2024 foi de R\$ 1.589,5 milhões, representando um crescimento de 25,7% em relação a 2023, que foi de R\$ 1.264,2 milhões. Esse aumento foi impulsionado principalmente pela remuneração dos ativos de concessão, que subiu 22,5%, e pela receita das margens da obrigação de performance da construção, que teve um crescimento expressivo de 88,4%.

A (re) energisa obteve um bom desempenho financeiro, com destaque para o crescimento das receitas líquidas nos segmentos de geração distribuída e comercialização de energia elétrica. A receita da geração distribuída aumentou 66,1%, somando R\$ 380,4 milhões, impulsionada pela expansão da capacidade das usinas solares da Alsol. A comercialização de energia elétrica cresceu 71,6%, alcançando R\$ 1.153,3 milhões, devido à maior comercialização e à prospecção de novos

clientes. No entanto, o segmento de serviços de valor agregado teve uma redução de 19,6%, com receita líquida de R\$ 293,8 milhões.

No segmento de Distribuição de gás, em 2024, a margem bruta apresentou uma queda de 9,5% (R\$ 26,3 milhões) em comparação com 2023, devido principalmente a flutuação da demanda de gás pelas usinas termoeletricas emergenciais e de efeitos não recorrentes de demanda.

2.2.a.ii. fatores que afetaram materialmente os resultados operacionais

Os custos e despesas consolidados, excluindo os custos de construção, totalizaram R\$ 27.596,1 milhões em 2024, aumento de 22,7% (R\$ 5.111,6 milhões) em relação a 2023.

A seguir, a composição dos custos e despesas operacionais consolidados da Companhia:

Composição dos custos e despesas operacionais Valores em R\$ milhões	Exercício		
	2024	2023	Var. %
1 Custos e despesas não controláveis	15.516,7	12.705,4	+ 22,1
1.1 Energia elétrica comprada para revenda	13.021,2	10.481,5	+ 24,2
1.2 Encargos de uso do sistema de transmissão e distribuição	2.495,4	2.223,9	+ 12,2
2 Custos e Despesas controláveis	4.394,0	3.821,9	+ 15,0
2.1 PMSO	3.770,6	3.407,1	+ 10,7
2.2 Provisões/Reversões	623,5	414,8	+ 50,3
2.2.1 Contingências	146,3	126,3	+ 15,9
2.2.2 Perdas esperadas de crédito de liquidação duvidosa	477,2	288,5	+ 65,4
3 Demais receitas/despesas	2.267,9	1.764,5	+ 28,5
3.1 Amortização e depreciação	1.858,0	1.577,2	+ 17,8

3.2 Outras receitas/despesas	409,8	187,3	+ 118,8
Total (sem custo de construção da infraestrutura)	22.178,6	18.291,8	+ 21,2
Custo de construção da infraestrutura	5.417,5	4.192,8	+ 29,2
Total (com custo de construção da infraestrutura)	27.596,1	22.484,5	+ 22,7

Os custos e despesas não controláveis apresentaram aumento de 22,1% no ano, atingindo R\$ 15.516,7 milhões.

Despesas com PMSO por linha de negócio:

PMSO por linha de negócio Valores em R\$ milhões	Exercício		
	2024	2023	Var. %
➤ Distribuição de energia elétrica⁽¹⁾	3.236,2	3.076,2	+ 5,2
• Transmissão de energia elétrica	240,0	150,9	+ 59,0
• (re) energisa	466,0	507,0	- 8,1
• Geração distribuída	142,0	131,6	+ 7,9
• Comercialização de energia elétrica	48,8	29,4	+ 66,1
• Serviços de valor agregado	275,2	346,0	- 20,4
➤ Distribuição de gás	73,8	30,3	+ 144,0
➤ Holdings e outros	478,8	404,3	+ 18,4
(=) Total	4.494,8	4.168,5	+ 7,8
Eliminações intercompany	(724,2)	(761,4)	- 4,9
(=) Energisa consolidada	3.770,6	3.407,1	+ 10,7

No ano, a rubrica de PMSO teve um aumento de 7,8%, atingindo R\$ 4.494,8. O crescimento do PMSO consolidado foi impulsionado principalmente pelo segmento de distribuição de gás foi o maior destaque, com um crescimento de 144%, alcançando R\$ 73,8 milhões, impactado pela reorganização corporativa visando garantir a governança, promover segurança, eficiência e sinergia entre os processos e órgãos internos e externos. Outro segmento significativo foi a comercialização de energia elétrica dentro da (re)energisa, que teve um aumento de 66,1%, somando R\$ 48,8 milhões, refletindo o fortalecimento da base de clientes e o crescimento da atividade no mercado livre de energia. A Distribuição de energia apresentou um crescimento de 5,2%, próximo a inflação apurada de 4,8%. Esse resultado reafirma o compromisso com um crescimento sustentável do segmento.

Em 2024, o EBITDA consolidado da Energisa apresentou um crescimento de 4,5% em relação a 2023, totalizando R\$ 7.969,0 milhões, aumento de R\$ 344,50 milhões.

EBITDA por linha de negócio Valores em R\$ milhões	Exercício		
	2024	2023	Var. %
➤ Distribuição de energia elétrica⁽¹⁾	6.719,2	6.667,2	+ 0,8
• Transmissão de energia elétrica	880,7	573,1	+ 53,7
• (re) energisa	39,6	193,2	- 79,5
• Geração distribuída	187,9	99,1	+ 89,6
• Comercialização de energia elétrica	(166,2)	71,6	-
• Serviços de valor agregado	18,0	22,5	- 20,2
➤ Distribuição de gás	187,1	98,1	+ 90,7
➤ Holdings e outros	(19,2)	21,4	-
Combinação de negócios	170,0	71,5	+ 137,7
(=) EBITDA	7.969,0	7.624,5	+ 4,5
(+) Receitas de acréscimos moratórios	424,7	442,0	- 3,9
(=) EBITDA ajustado covenants	8.393,7	8.066,5	+ 4,1
Margem EBITDA (%)	6.719,2	6.667,2	+ 0,8

(1) Os valores da ES Gás apresentados correspondem exclusivamente ao período após a aquisição da empresa, ou seja, a partir de julho de 2023.

(3) EBITDA com adição de receitas de acréscimos moratórios.

O EBITDA de 2024 está influenciado principalmente pelos seguintes efeitos não caixa e não recorrentes:

Abaixo demonstração do EBITDA ajustado recorrente consolidado no acumulado:

Descrição Valores em R\$ milhões	Exercício		
	2024	2023	Var. %
(=) EBITDA	7.969,0	7.624,5	+ 4,5
(-) Ativo financeiro indenizável da concessão (VNR - Distribuição)	616,7	562,0	+ 9,7
(-) EBITDA societário transmissoras	880,7	573,1	+ 53,7
(+) EBITDA regulatório transmissoras	537,4	594,1	- 9,5
(=) EBITDA ajustado	7.008,9	7.083,5	- 1,1

Descrição Valores em R\$ milhões	Exercício		
	2024	2023	Var. %
Efeitos não recorrentes			-
Provisão sobrecontratação EAC ⁽¹⁾	11,3	40,9	- 72,2
Provisão PLR	-	-	-
Marcação a Mercado ECOM	181,0	(63,2)	-
Provisão de efeitos de geração distribuída	430,2	-	-
(=) EBITDA ajustado recorrente	7.631,5	7.061,2	+ 8,1

(1) Valores deduzidos de PIS/ COFINS, programa de eficiência energética (PEE) e P&D

2.2.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

Levando em consideração a relevância do segmento de Distribuição de energia no Grupo, vale considerar que as receitas de venda de energia para os consumidores cativos não são reajustadas por um índice específico e sim, de acordo com a metodologia da Aneel. Já a receita da energia vendida para os consumidores livres é impactada pela variação no IGPM ou IPCA, dependendo do contrato de cada distribuidora.

No ano de 2024, as distribuidoras do grupo passaram por reajustes tarifários. Esses processos visam atualizar a receita necessária das distribuidoras, alinhando as tarifas às novas projeções de despesas com a compra de energia, encargos e transporte, além de refletir os ajustes financeiros realizados ao longo do último ano.

Desta forma, os efeitos para os consumidores decorrentes dos últimos processos de reajuste e revisão tarifária de cada distribuidora do Grupo Energisa foram os seguintes:

Distribuidoras	Efeito para o Consumidor (%)			Início da Vigência	Atualização Monetária – eventos de reajustes	Processo Revisional
	Baixa Tensão	Alta e Média Tensão	Médio			
EMR	-2,77	+ 2,29	-1,76	22/06/2024	IPCA	Reajuste Anual
ESE	+ 1,38	+ 0,43	+ 1,16	22/04/2024	IGP-M	Reajuste Anual
EPB	-2,39	+ 3,22	-1,35	28/08/2024	IGP-M	Reajuste Anual
EMT	-3,90	-5,61	-4,40	08/04/2024	IGP-M	Reajuste Anual
EMS	-0,84	-3,65	-1,61	08/04/2024	IGP-M	Reajuste Anual
ETO	+ 8,95	+ 8,94	+ 8,95	04/07/2024	IPCA	Reajuste Anual

ESS	-9,4	-11,12	-9,89	12/07/2024	IPCA	Reajuste Anual
ERO	+ 2,55	+5,0	+ 3,03	13/12/2024	IPCA	Reajuste Anual
EAC	-4,42	-1,23	-3,84	13/12/2024	IPCA	Reajuste Anual

2.2.c. Impactos relevantes 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 do emissor

Variações no IPCA afetam os contratos de compra de energia e alteram o resultado operacional. Além disso, variações nas taxas de juros afetam o resultado financeiro.

CDI: Parcela considerável às quais as dívidas da Companhia estão indexadas. Na hipótese de elevação das taxas de juros, as despesas financeiras da Companhia também aumentarão, afetando negativamente sua capacidade de pagamento. Algumas das dívidas são indexadas a moedas estrangeiras, especificamente, o Dólar Americano e o Euro. Existem instrumentos financeiros derivativos para proteção das variações nos fluxos de caixa dos pagamentos.

Os contratos de fornecimento de energia comprada para revenda pelas distribuidoras estão indexados a índices de preços e são reajustados anualmente. Os serviços contratados de terceiros têm seus preços reajustados nas negociações em função do aumento dos preços dos insumos utilizados em nosso atendimento, tais como: mão-deobra, equipamentos, material sobressalente, combustível, alimentação, entre outros. Parte do custo com pessoal varia em função do índice de inflação, em virtude dos dissídios salariais.

O Resultado financeiro em 2024 da Companhia apresentou uma despesa financeira menor (29,9%), quando comparado ao com ano anterior em função, principalmente, do impacto contábil com a variação de MTM (opção de compra da EPM e EPNE) e efeito positivo de receita financeira de indêbitos tributários

Resultado Financeiro Consolidado Valores em R\$ milhões	Exercício		Var. % 24 x 23	2022	Var. % 23 x 22
	2024	2023			
Resultado Financeiro Consolidado	(1.735,8)	(2.477,5)	-30%	(2.583,0)	-4%

2.3. Os diretores devem comentar:

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

Em 2024

A Companhia e suas controladas também avaliaram os demais pronunciamentos contábeis emitidos, alterados e substituídos, mas que ainda não efetivos para o exercício conforme demonstrado abaixo:

Normas	Descrição	Aplicação obrigatória: Exercícios anuais com início em ou após
Alterações ao CPC 18 (R3)	Investimento em Coligada, Em Controlada e Empreendimento Controlado Em Conjunto	1º de janeiro de 2025
Alterações ao CPC 02 (R2)	Efeitos nas Mudanças nas Taxas de Câmbio e Conversão de Demonstrações Contábeis	1º de janeiro de 2025
IFRS 18	Apresentação e Divulgação nas Demonstrações Financeiras	1º de janeiro de 2027
IFRS 19	Subsidiárias sem Responsabilidade Pública: Divulgações	1º de janeiro de 2027

A Companhia e suas controladas pretendem adotar essas normas e interpretações novas e revisadas, se cabível, quando entrarem em vigor.

A Companhia e suas controladas aplicarão a IFRS 18 para períodos de relatório anuais iniciados em ou após 1º de janeiro de 2027 de forma retrospectiva e atualmente está trabalhando para identificar os impactos sobre as demonstrações financeiras consolidadas.

Em 2023

Normas e interpretações novas e revisadas já emitidas pelo CPC, e ainda não adotadas pela Companhia.

Normas	Descrição	Aplicação obrigatória: Exercícios anuais com início em ou após
Alterações ao IAS 1	Passivos não circulantes com covenants	1º de janeiro de 2024
Alterações ao IAS 7 e IFRS	Acordos de financiamento de fornecedores	1º de janeiro de 2024
IFRS 18	Passivo de arrendamento em uma transação de "Sale and	1º de janeiro de 2024

Outros pronunciamentos novos ou revisados aplicados pela primeira vez em 2023, os quais não tiveram impacto nas demonstrações financeiras consolidadas e da Companhia:

Normas	Descrição	Aplicação obrigatória: Exercícios anuais com início em ou após
IFRS 17	Contratos de Seguros	1º de janeiro de 2023
Alterações ao IAS 1	Classificação de passivos como circulante ou não circulante	1º de janeiro de 2023
IAS 12	Impostos Diferidos ativos e passivos decorrentes de uma única transação	1º de janeiro de 2023
Alterações ao IAS 8	Definição de estimativas contábeis	1º de janeiro de 2023

A Companhia e suas controladas também avaliaram os demais pronunciamentos contábeis emitidos, alterados e substituídos, mas que ainda não efetivos para o exercício e não identificou qualquer impacto ou alterações nas demonstrações financeiras da Companhia e de suas controladas.

Em 2022

Normas e interpretações novas e revisadas já emitidas pelo CPC, e ainda não adotadas pela Companhia.

Normas	Descrição	Aplicação obrigatória: Exercícios anuais com início em ou após
IFRS 17	Contratos de Seguros	1º de janeiro de 2022
Alterações ao IAS 1	Classificação de passivos como circulante ou não circulante	1º de janeiro de 2022
Alterações ao IAS 8	Definição de estimativas contábeis.	1º de janeiro de 2022
Alterações ao IAS 1 e IFRS 2 - Declaração de Prática	Divulgação de políticas contábeis.	IAS 1 (1º de janeiro de 2023) / IFRS 2 – Declaração de prática (sem data de vigência ou exigência de transição)

Outros pronunciamentos novos ou revisados aplicados pela primeira vez em 2022, os quais não tiveram impacto nas demonstrações financeiras consolidadas e da Companhia:

Normas	Descrição	Aplicação obrigatória: Exercícios anuais com início em ou após

IFRS 3	Contratos de Seguros	1º de janeiro de 2022
IAS 37	Classificação de passivos como circulante ou não circulante	1º de janeiro de 2022
IAS 16/CPC 27	Definição de estimativas contábeis.	1º de janeiro de 2022
IAS 2 CPC 16	Divulgação de políticas contábeis.	1º de janeiro de 2022
Melhorias Anuais ao Ciclo de IFR's 2018-2020	Melhorias IFRS 1/CPC37, IFRS 9/CPC 48, IFRS 16/CPC 06 (R2) e IAS 41/	1º de janeiro de 2022

A Companhia e suas controladas também avaliaram os demais pronunciamentos contábeis emitidos, alterados e substituídos, mas que ainda não efetivos para o exercício e não identificou qualquer impacto ou alterações nas demonstrações financeiras da Companhia e de suas controladas.

2.3.b. Opiniões modificadas e ênfases presentes no relatório do auditor 2024

Opiniões Modificadas: Não há

Ênfases: Não há

O relatório dos auditores independentes relativo às informações financeiras do exercício encerrado em 31 de dezembro de 2024 não contém ressalvas. Nele, entretanto, há assuntos de auditoria julgados significativos para julgamento profissional. Esses assuntos foram tratados no contexto da auditoria das demonstrações financeiras individuais e consolidados, como um todo e na formação da opinião dos auditores sobre as demonstrações financeiras individuais e consolidadas. Os diretores da Companhia consideram que estes assuntos foram solucionados nas referidas informações financeiras.

2023

Opiniões Modificadas: Não há

Ênfases: Não há

O relatório dos auditores independentes relativo às informações financeiras do exercício encerrado em 31 de dezembro de 2023 não contém ressalvas. Nele, entretanto, há assuntos de auditoria julgados significativos para julgamento profissional. Esses assuntos foram tratados no contexto da auditoria das demonstrações financeiras individuais e consolidados, como um todo e na formação da opinião dos auditores sobre as demonstrações financeiras individuais e consolidadas. Os diretores da Companhia consideram que estes assuntos foram solucionados nas referidas informações financeiras.

2022

Opiniões Modificadas: Não há

Ênfases: Não há

O relatório dos auditores independentes relativo às informações financeiras do exercício encerrado em 31 de dezembro de 2022 não contém ressalvas. Nele, entretanto, há assuntos de auditoria julgados significativos para julgamento profissional. Esses assuntos foram tratados no contexto da auditoria das demonstrações financeiras individuais e consolidados, como um todo e na formação da opinião dos auditores sobre as demonstrações financeiras individuais e consolidadas. Os diretores da Companhia consideram que estes assuntos foram solucionados nas referidas informações financeiras.

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

2.4.a. Introdução ou alienação de segmento operacional

Em 2023, a Energisa adquiriu a totalidade das ações da Companhia de Gás do Espírito Santo (ES Gás) em um leilão de privatização realizado em 31 de março. O contrato foi formalizado em 3 de julho de 2023, com a conclusão da aquisição por R\$ 1,4 bilhão. A ES Gás detém a concessão para prestação de serviços de gás natural no estado do Espírito Santo até 2045. O processo foi aprovado pelo CADE em maio de 2023, sem restrições. Em 2024, por meio de sua subsidiária Norgás, a Energisa ampliou sua presença no mercado de gás natural, adquirindo participações societárias em importantes distribuidoras no Nordeste. As distribuidoras adquiridas são Algás (Gás de Alagoas), Cegás (Companhia de Gás do Ceará), Copergás (Companhia Pernambucana de Gás) e Potigás (Companhia Potiguar de Gás), que atendem os estados de Alagoas, Ceará, Pernambuco e Rio Grande do Norte. Com essa estratégia, a Energisa fortalece sua atuação no setor de gás natural.

2.4.b. Constituição, aquisição ou alienação de participação societária

Ano 2024

Aquisição da Energisa Distribuição de Gás Nordeste S/A – EDGNE (nova denominação social da Infra Gás e Energia S/A)

Em 06 de novembro de 2024 a controlada EDG concluiu a aquisição de ações ordinárias representativas de 100% (cem por cento) do capital social total e votante da Energisa Distribuição de Gás Nordeste S/A (EDGNE) prevista no Contrato de Compra e Venda de Ações e Outras Avenças celebrado em 10 de maio de 2024, conforme aditado em 19 de julho de 2024. Também, na mesma data, foi concluída a operação contemplando a aquisição, pela EDGNE, de ações representativas de 51% do capital social total e votante da Norgás S/A, holding detentora das participações societárias em distribuidoras de gás natural localizadas nos estados de Alagoas, Rio Grande do Norte, Ceará, Pernambuco e Sergipe. Especificamente com relação à participação detida pela Norgás na Sergipe Gás S/A (“Sergás”), no contexto do exercício de determinados direitos de preferência por parte do Estado de Sergipe, em 27 de setembro de 2024, o Estado de Sergipe celebrou contratos de compra e venda de ações que regulam a aquisição da totalidade da participação societária detida pela Norgás na Sergás. Após a verificação das condições precedentes e o fechamento dessa transação envolvendo a Norgás e o Estado de Sergipe, em 18 de dezembro de 2024 a Norgás deixou de ser acionista da Sergás, recebendo por essa operação o valor de R\$132.522 milhões.

O quadro abaixo apresenta as participações societárias detidas pela Norgás nas distribuidoras de gás natural localizadas nos estados de Alagoas, Rio Grande do Norte, Ceará e Pernambuco:

Empresas	Participação no capital votante	Participação no capital social
Gás de Alagoas S/A	17,4%	29,4%

Companhia de Gás do Ceará	17,4%	29,4%
Companhia Pernambucana de Gás	24,5%	41,5%
Companhia Potiguar de Gás	49,0%	83,0%

Período de mensuração do Purchase Price Allocation (PPA):

A Administração da controlada efetuou a mensuração do valor justo dos ativos adquiridos e passivos assumidos para alocação do preço de aquisição, de acordo com o CPC 15 (R1) - Combinação de Negócios e IFRS 3 (R) - "Business Combination", na data da aquisição. Em 31 de dezembro de 2024, foi realizada a avaliação preliminar dos ativos adquiridos e passivos assumidos, considerando que o período de mensuração ainda está em vigor. A seguir, são apresentados os valores justos dos ativos e passivos preliminares identificáveis adquiridos na data da combinação de negócios:

Valor justo dos ativos adquiridos	745.484
% de participação	100%
Valor da participação	745.484
Valor de aquisição	935.347
Resultado auferido na combinação ne negócios	189.863
Data da aquisição	06/11/2024

	EDGNE
Caixa e equivalentes de caixa	941
Outros ativos circulantes	13.863
Intangível – contrato de concessão	544.565
Investimentos	375.978
Impostos e contribuições sociais diferido	189.863
Caixa e equivalentes de caixa pago na combinação de negócio	935.347

Aquisição da participação na Ângulo

A controlada Alsol celebrou em 10 de julho de 2024, com a totalidade dos acionistas da Ângulo 45 Participações S/A, contrato de compra e venda de ações e outras avenças, por meio do qual a controlada Alsol regulou os termos e condições para passar a ser titular de ações equivalentes a 100% do capital social Ângulo 45 Participações S/A.

A Ângulo 45 Participações S/A é a única acionista da Ângulo 45 Empreendimentos S/A que detém um conjunto de ativos operacionais de geração distribuída de plantas fotovoltaicas nos estados de São Paulo, Maranhão e Piauí que totalizam aproximadamente 19,4 MWp de capacidade instalada.

	Cafelândia	Pongaí	Mata Roma	Cumbica	Oeiras
Localização	São Paulo	São Paulo	Maranhão	São Paulo	Piauí
Capacidade (MWp)	2,6	2,6	4,8	3,1	6,3
Entrada em Operação	mai/22	nov/22	dez/22	out/23	set/23

Em 02 de setembro 2024 a aquisição foi concluída, com a assunção do controle dos ativos pela controlada Alsol.

Período de mensuração do Purchase Price Allocation (PPA):

A Administração da controlada efetuou a mensuração do valor justo dos ativos adquiridos e passivos assumidos para alocação do preço de aquisição, de acordo com o CPC 15 (R1) - Combinação de Negócios e IFRS 3 (R) - “Business Combination”, na data da aquisição. Em 31 de dezembro de 2024, foi realizada a avaliação preliminar dos ativos adquiridos e passivos assumidos, considerando que o período de mensuração ainda está em vigor. A seguir, são apresentados os valores justos dos ativos e passivos preliminares identificáveis adquiridos na data da combinação de negócios:

Valor justo dos ativos adquiridos	63.655
% de participação	100%
Valor da participação	63.655
Valor de aquisição	63.655
Resultado auferido na combinação ne negócios	-

Data da aquisição	02/09/2024

Caixa e equivalentes de caixa	482
Tributos a recuperar	80
Outros ativos circulantes	11
Investimentos	20.577
Intangível	42.530
Outros passivos	25
Caixa e equivalentes de caixa pago na combinação de negócio	63.655

Aquisição da participação na Clarke

Em 22 de março de 2024 a Companhia adquiriu a participação de 70,04% das ações da Clarke Desenvolvimento de Software S/A, por meio de um investimento total de R\$27.820.

A Clarke, startup e primeiro marketplace de Mercado Livre de Energia do Brasil, é uma plataforma independente que conecta clientes aptos a acessarem o mercado livre a mais de 50 comercializadoras e geradoras de forma digital.

Com a transação a startup pretende ampliar sua atuação no mercado de comercialização de energia, além da oferta mais completa para a experiência do cliente com a diversificação de produtos.

Período de mensuração do Purchase Price Allocation (PPA):

A Administração da controlada efetuou a mensuração do valor justo dos ativos adquiridos e passivos assumidos para alocação do preço de aquisição, de acordo com o CPC 15 (R1) - Combinação de Negócios e IFRS 3 (R) - "Business Combination", na data da aquisição. Em 31 de dezembro de 2024, foi realizada a avaliação preliminar dos ativos adquiridos e passivos assumidos, considerando que o período de mensuração ainda está em vigor. A seguir, são apresentados os valores justos dos ativos e passivos preliminares identificáveis adquiridos na data da combinação de negócios:

Valor justo dos ativos adquiridos	21.108
% de participação	70%

Valor da participação	14.784
Valor de aquisição	27.820
Resultado auferido na combinação ne negócios	13.036
Data da aquisição	22/03/2024

Caixa e equivalentes de caixa	5.437
Aplicações financeiras no mercado aberto e recursos vinculados	604
Clientes	190
Devedores diversos	1.004
Tributos a recuperar	8
Outros ativos circulantes	21
Imobilizado	20
Intangível	2.553
Outros ativos não circulantes	510
Fornecedores	322
Obrigações Trabalhistas	24
Impostos e contribuições sociais	28
Outros passivos	243

Caixa e equivalentes de caixa pago na combinação de negócio	27.820

Ano 2023

Aquisição da participação da ES Gás

Em 31 de março de 2023, a Companhia se sagrou vencedora do leilão de privatização realizado na mesma data para aquisição de 100% do capital social da Companhia de Gás do Espírito Santo – ES Gás, pelo valor de R\$1.423.000 a ser pago à vista na data de liquidação do leilão reajustado pela variação positiva do IPCA apurado entre o mês da sessão pública do leilão e o mês imediatamente anterior à liquidação do leilão, nos termos do Edital. Adicionalmente, os vendedores farão jus a dividendos a serem apurados até a data anterior a assinatura do Contrato de Compra e Venda, nos termos do edital. A empresa é detentora da concessão para exploração dos serviços de gás canalizado e demais atividades correlatas no Estado do Espírito Santo, com prazo da concessão até 2045.

Em 11 de abril de 2023, a Comissão de Licitação da B3 e o Governo do Estado do Espírito Santo, por meio da Secretaria de Estado de Desenvolvimento – SEDES, divulgaram o Aviso de Resultado Preliminar do Leilão de privatização da ES Gás. Em 25 de abril de 2023, Governo do Estado do Espírito Santo, por meio da Secretaria de Estado de Desenvolvimento – SEDES, divulgou o Aviso de Resultado Definitivo da Sessão Pública do Leilão de privatização da ES Gás.

Em 12 de maio de 2023 o CADE publicou no Diário Oficial da União a aprovação, sem restrições, do Ato de Concentração nº 08700.003237/2023-61, que apreciou a aquisição do controle de 100% das ações representativas do capital social total da Companhia de Gás do Espírito Santo – ES Gás pela Energisa S/A, no âmbito leilão realizado em 31 de março de 2023, de acordo com as regras contidas no edital de leilão nº 01/2023.

Em 03 de julho de 2023 foi concluída a aquisição de 100% das ações representativas do capital social total da Companhia de Gás do Espírito Santo – ES Gás, por meio da celebração do contrato de compra e venda com o Estado do Espírito Santo e a Vibra Energia, de acordo com as regras contidas no edital. A aquisição foi concluída por meio do pagamento de R\$1.438.429 com a correção pela variação do IPCA desde a data do leilão, conforme previsto em edital.

Período de mensuração do Purchase Price Allocation (PPA):

A Administração da controlada efetuou a mensuração do valor justo dos ativos adquiridos e passivos assumidos para alocação do preço de aquisição de acordo com o CPC 15 (R1) - Combinação de Negócios e IFRS 3 (R) - “Business Combination” na data da aquisição.

Os valores justos dos ativos e passivos identificáveis adquiridos, na data da combinação de negócios, estão apresentados a seguir:

Valor justo dos ativos adquiridos	1.438.429

% de participação	100%
Valor da participação	1.438.429
Valor da aquisição ajustado	1.438.429
Data da aquisição	03/07/2023

A contabilização da aquisição realizada em 03 de julho de 2023 foi mensurada pelo valor justo na data da transação, de acordo com o CPC 15 (R1) - Combinação de Negócios e IFRS 3 (R) - "Business Combination". O período de mensuração ainda está em vigor.

Segue as informações financeiras da controlada na data da aquisição:

Caixa e equivalentes de caixa	141.100
Aplicações financeiras no mercado aberto e recursos vinculados	74.516
Clientes, consumidores e concessionárias	122.061
Estoques	13.920
Tributos a recuperar	90.312
Outros ativos circulantes	1.248
Despesas pagas antecipadamente	817
Cauções e depósitos vinculados	485
Intangível – direito de uso	1.852
Intangível – Contrato e bens da Concessão	1.448.527
Fornecedores	174.530
Empréstimos, financiamentos e encargos de dívidas	46.660
Impostos e contribuições sociais	37.154
Dividendos/juros sob capital próprio	152.772

Provisões para riscos trabalhistas, cíveis e fiscais	27.180
Arrendamentos Operacionais	1.908
Outros passivos	16.205
Caixa e equivalentes de caixa pago na combinação de negócio	1.438.429

Transferências de controle

Em 27 de setembro de 2023, o Conselho de Administração da Companhia, aprovou operações que resultaram na transferência das ações da controlada direta ES GÁS para controlada indireta EDG I. As operações aprovadas foram: (i) pagamento do valor do resgate antecipado da 1ª emissão de notas comerciais, em série única, da Companhia, adquirida pela controlada indireta EDG I, no valor de R\$1.118.018. O pagamento foi realizado mediante a transferência de 382.037.999 de ações ordinárias e 110.252.343 ações preferências, ambas de emissão da ES Gás, que representavam 77,38% do capital total da ES Gás de titularidade da Companhia; (ii) aumento do capital social da EDG I mediante a emissões de 111.653.411 novas ações ordinárias e 32.222.057 ações preferenciais, ambas nominativas e sem valor nominal de emissão ES Gás e de titularidade da Companhia, representativas de 22,62% do capital social da ES Gás.

Incorporação EDG I pela ES Gás

Nas assembleias gerais extraordinárias realizadas em 29 de dezembro de 2023 foi aprovada a incorporação societária da EDG I pela ES Gás. A operação de incorporação resultou num aumento de capital na ES Gás no montante de R\$145.160, pela absorção da totalidade do acervo líquido da EDG I, desconsiderando o investimento em ações que a EDG I possui na ES GAS. Considerando que a ES GAS e a EDG I possuem um único acionista, a EDG, as ações da EDG I foram canceladas e substituídas pelas ações de emissão da ES GAS, detidas pela EDG I.

Aquisição da participação da Agric

Em 04 de agosto de 2023 a controlada Energisa Biogás S/A passou a ser titular de 83,33% do capital social total da Agric Adubos e Gestão de Resíduos Industriais e Comerciais Ltda.

A Agric é uma empresa de compostagem de resíduos orgânicos industriais para produção de biofertilizante localizado em Santa Catarina.

A assunção do controle da Agric foi consumada por meio do pagamento de R\$6,5 milhões e de um aporte de capital na sociedade no montante de R\$53,5 milhões. O capital aportado será utilizado para investimentos na melhoria do sistema de compostagem e novo projeto de produção de biogás e biometano.

Com esta aquisição, a Companhia ingressa no setor de produção e comercialização de gás natural renovável, grande vetor para a transição energética no País, em linha com a estratégia de diversificação do seu portfólio e com sinergias operacionais e administrativas com as demais linhas de negócios do Grupo Energisa.

Aquisição de Empresa de Geração Distribuída Fotovoltaica

Em 28 de janeiro de 2022 a controlada Alsol celebrou com a Vision Sistemas Ltda, contrato de Compra e Venda e Subscrição de Participações Societárias e outras Avenças (contrato), por meio do

qual a Alsol se tornará titular de quotas ou ações, conforme o caso, equivalentes a 100% do capital social das seguintes sociedades: SPE Vision Solar I Ltda., Vision Francisco Sá SPE S.A., Vision Itaobim SPE S.A., UFV Vision IV Curvelo S.A., SPE Vision V Almenara Ltda., UFV Vision VI Arcos 2,5 MW SPE Ltda., SPE UFV Vision VII Mateus Leme 2,4 MW Ltda., Vision VIII Iguatama 2,4 MW SPE Ltda., Renesolar Engenharia Elétrica Ltda., Flowsolar Engenharia Elétrica Ltda. e Carbonsolar Engenharia Elétrica Ltda. ("Sociedades").

As Sociedades atuam no ramo de geração distribuída fotovoltaica no Estado de Minas Gerais, detendo, conforme o caso, unidades de geração fotovoltaica em operação, em construção e em desenvolvimento. Com a efetivação da Operação, por meio da Alsol, o Grupo Energisa passará a ser responsável pela operação de até 41 unidades de geração distribuída por fonte solar, que, ao final dos aportes e obras de reforço necessários à implementação dos projetos, poderão adicionar até 136 MWp ao portfólio da controlada Alsol.

O preço de aquisição a ser pago pela controlada Alsol em contrapartida das participações societárias das Sociedades por ela adquiridas será de até R\$75.608, na data base de 30 de setembro de 2021, sujeito à correção pela variação do CDI e a ajustes positivos ou negativos decorrentes, dentre outros, de variação do endividamento líquido e do capital de giro entre a data base e a data de fechamento, bem como outros ajustes, nos termos do Contrato.

Em 30 de março de 2022 ocorreu a aprovação da aquisição pelo Conselho Administrativo de Defesa Econômica (CADE).

Em 8 de abril de 2022 foi finalizada aquisição das sociedades que detêm os projetos de unidades de geração fotovoltaica em desenvolvimento, quais sejam, Renesolar Engenharia Elétrica Ltda, Flowsolar Engenharia Elétrica Ltda e Carbonsolar Engenharia Elétrica Ltda, com investimento de R\$20.240.

As demais aquisições estão apresentadas a seguir:

	SPE Vision Solar I Ltda	Vision Francisco Sá SPE S/A	UFV Vision IV Curvelo S/a	UFV Vision VI Arcos 2,5 MW SPE S/A	Vision Itaobim SPE S/A
Data da aquisição	06/05/2022	06/05/2022	02/10/2023	02/10/2023	01/11/2023
Potência	1,51 MWp	3,70 MWp	3,00 MWp	3,51 MWp	3,89 MWp
Nova razão social	Reenergisa Geração Fotovoltaica I LTDA	Reenergisa Geração Fotovoltaica II S/A	Reenergisa Geração Fotovoltaica IV S/A	Reenergisa Geração Fotovoltaica VI S/A	Reenergisa Geração Fotovoltaica III S/A

A consumação das demais operações objeto do Contrato, relativas aos outros grupos de sociedades (tal qual divulgado anteriormente, SPE Vision V Almenara Ltda, SPE UFV Vision VII Mateus Leme 2,4 MW Ltda. e Vision VIII Iguatama 2,4 MW SPE Ltda.) permanece condicionada à verificação de determinadas condições precedentes aplicáveis especificamente às referidas sociedades.

Período de mensuração do Purchase Price Allocation (PPA):

A Administração da controlada efetuou a mensuração do valor justo dos ativos adquiridos e passivos assumidos para alocação do preço de aquisição da Reenergisa Geração Fotovoltaica I LTDA e Reenergisa Geração Fotovoltaica II S/A de acordo com o CPC 15 (R1) - Combinação de Negócios e IFRS 3 (R) - "Business Combination" na data da aquisição. O período de mensuração ainda está em vigor.

Os valores justos dos ativos e passivos identificáveis adquiridos, na data da combinação de negócios, são como segue:

	REENERGISA I	REENERGISA II	REENERGISA IV	REENERGISA VI	REENERGISA III
Valor justo dos ativos adquiridos	4.826	8.361	21.364	20.678	11.563
% de participação	100%	100%	100%	100%	100%
Valor da participação	4.826	8.361	21.364	20.678	11.563
Valor de aquisição	7.231	18.520	21.974	21.297	8.641
Resultado auferido na combinação de negócios	2.405	10.159	610	619	(2.922)
Data da aquisição	06/05/2022	06/05/2022	02/10/2023	02/10/2023	01/11/2023

Ano 2022

Aquisição de Empresa de Geração Distribuída Fotovoltaica

Em 28 de janeiro de 2022 a controlada Alsol celebrou com a Vision Sistemas Ltda, contrato de Compra e Venda e Subscrição de Participações Societárias e outras Avenças (contrato), por meio do qual a Alsol se tornará titular de quotas ou ações, conforme o caso, equivalentes a 100% do capital social das seguintes sociedades: SPE Vision Solar I Ltda., Vision Francisco Sá SPE S.A., Vision

Itaobim SPE S.A., UFV Vision IV Curvelo S.A., SPE Vision V Almenara Ltda., UFV Vision VI Arcos 2,5 MW SPE Ltda., SPE UFV Vision VII Mateus Leme 2,4 MW Ltda., Vision VIII Iguatama 2,4 MW SPE Ltda., Renesolar Engenharia Elétrica Ltda., Flowsolar Engenharia Elétrica Ltda. E Carbonsolar Engenharia Elétrica Ltda. (“Sociedades”).

As Sociedades atuam no ramo de geração distribuída fotovoltaica no Estado de Minas Gerais, detendo, conforme o caso, unidades de geração fotovoltaica em operação, em construção e em desenvolvimento. Com a efetivação da Operação, por meio da Alsol, o Grupo Energisa passará a ser responsável pela operação de até 41 unidades de geração distribuída por fonte solar, que, ao final dos aportes e obras de reforço necessários à implementação dos projetos, poderão adicionar até 136 MWp ao portfólio da controlada Alsol.

O preço de aquisição a ser pago pela controlada Alsol em contrapartida das participações societárias das Sociedades por ela adquiridas será de até R\$75.608 mil, na data base de 30 de setembro de 2021, sujeito à correção pela variação do CDI e a ajustes positivos ou negativos decorrentes, dentre outros, de variação do endividamento líquido e do capital de giro entre a data base e a data de fechamento, bem como outros ajustes, nos termos do Contrato.

Em 30 de março de 2022 ocorreu a aprovação da aquisição pelo Conselho Administrativo de Defesa Econômica (CADE). Em 8 de abril de 2022 foi finalizada aquisição das sociedades que detêm os projetos de unidades de geração fotovoltaica em desenvolvimento, quais sejam, Renesolar Engenharia Elétrica Ltda, Flowsolar Engenharia Elétrica Ltda e Carbonsolar Engenharia Elétrica Ltda e, em 06 de maio de 2022, foi concluída a aquisição de mais duas unidades de geração fotovoltaica operacionais, quais sejam, SPE Vision Solar I Ltda. E Vision Francisco Sá SPE S/A. Assim, a Companhia acrescentou ao seu portfólio 2 unidades, já em operação, de geração distribuída por fonte solar, com potência de 5,0 MWp, tendo sido pago R\$25.776 mil. Em cumprimento as cláusulas contratuais do Contrato, foram realizados adiantamentos no montante de R\$65.250 mil registrado na rubrica de outros créditos – ativo não circulante. E para os projetos Renesolar, Flowsolar e Carbonsolar, com a conclusão da aquisição em 8 de abril de 2022, foram pagos a título de adiantamento R\$20.000 mil, correspondentes a primeira parcela do valor da aquisição. As demais parcelas serão pagas de acordo com as condições precedentes. A denominação social das sociedades SPE Vision Solar I Ltda e Vision Francisco Sá SPE S/A foram alteradas respectivamente para Reenergisa Geração Fotovoltaica I LTDA e Reenergisa Geração Fotovoltaica II S/A, conforme arquivamentos na junta comercial em 09 de julho de 2022 e 21 de junho de 2022, respectivamente. A consumação da transferência do controle societário das demais sociedades objeto do Contrato, relativas aos outros grupos de sociedades (tal qual divulgado anteriormente, Vision Itaobim SPE S.A., UFV Vision IV Curvelo S.A., SPE Vision V Almenara Ltda., UFV Vision VI Arcos 2,5 MW SPE Ltda., SPE UFV Vision VII Mateus Leme 2,4 MW Ltda. E Vision VIII Iguatama 2,4 MW SPE Ltda.) permanece condicionada à verificação de determinadas condições precedentes aplicáveis especificamente às referidas sociedades.

Período de mensuração do Purchase Price Allocation (PPA):

A Administração da controlada efetuou a mensuração do valor justo do ativo de contrato e imobilizado para alocação do preço de aquisição da Reenergisa Geração Fotovoltaica I LTDA e Reenergisa Geração Fotovoltaica II S/A de acordo com o CPC 15 (R1) – Combinação de Negócios e IFRS 3 –® - “Business Combination” na data da aquisição.

Os valores justos dos ativos e passivos identificáveis adquiridos, na data da combinação de negócios, são como segue:

R\$ mil	REENERGISA I	REENERGISA II

Valor justo dos ativos adquiridos	4.826	8.361
% de participação	100%	100%
Valor da participação	4826	8361
Valor de aquisição	7.314	18.462
Resultado auferido na combinação ne negócios	(2.488)	(10.101)

A contabilização da aquisição realizada em 06 de maio de 2022 foi mensurada pelo valor justo na data da transação, de acordo com o CPC 15 (R-) - Combinação de Negócios e IFRS 3 (-) - "Business Combination".

Seguem as informações financeiras da Reenergisa Geração Fotovoltaica I LTDA e Reenergisa Geração Fotovoltaica II S/A, na data da aquisição:

<i>R\$ mil</i>	REENERGISA I	REENERGISA II
Caixa e equivalente de caixa	1.356	684
Clientes	1.119	2.800
Tributos a recuperar	4	10
Outros ativos circulantes	51	167
Imobilizado	5.927	14.185
Fornecedores	5	9
Empréstimos, financiamentos e encargos de dívidas	3576	-
Debentures	-	9.263
Outros passivos	50	213

Aquisição controle acionário da transmissora SPE Paranaíta (atualmente denominada Energisa Paranaíta Transmissora de Energia S/A).

Em 11 de fevereiro de 2022, Companhia e sua controlada ETE, concluíram a operação de aquisição de ações representativas de 100% (cem por cento) do capital social total e votante da Geogroup Paranaíta Transmissora de Energia SPE S.A., após o cumprimento das condições precedentes. O valor total pago na aquisição foi de R\$102 milhões, tendo sido efetuado pagamento adicional de R\$500,0 mil realizado em maio de 2022, adicionalmente foi contabilizado em outras contas a pagar o

montante de R\$2.000 mil, referente ao cumprimento de covenants a ser pago em até o 6º (sexto) aniversário da data do fechamento.

O ativo adquirido corresponde a uma subestação denominada Paranaíta com 500/138 KV 3 x 50MVA + reserva conforme contrato de concessão nº 22/2016 - Lote X e leilão da Aneel nº 013/2015. O ativo possui Interface com a controlada indireta Energisa MT e função sistêmica de escoar a geração das PCHs durante o verão e melhorar o perfil de tensão da região de Alta Floresta durante o inverno.

Com a aquisição, consumada antes da aquisição da Gemini Energy S/A, a Companhia passou a ter em seu portfólio 8 (oito) concessões de transmissão em operação e 4 (quatro) concessões de transmissão em construção, ampliando ainda mais sua atuação no segmento e atestando seu compromisso de melhorar a infraestrutura do setor elétrico no país.

A Administração acredita que o valor justo dos ativos líquidos adquiridos na transação será, substancialmente, atribuído ao ativo de contrato de concessão de transmissão de energia elétrica e se aproxima ao valor da transação.

Período de mensuração do Purchase Price Allocation (PPA):

A Administração da Companhia efetuou a mensuração do valor justo do ativo de contrato e imobilizado para alocação do preço de aquisição da Energisa Paranaíta Transmissora de Energia S/A de acordo com o CPC 15 (R1) - Combinação de Negócios e IFRS 3 (R) - "Business Combination" na data da aquisição.

Os valores justos dos ativos e passivos identificáveis adquiridos, na data da combinação de negócios, são como segue:

R\$ mil	
Valor justo dos ativos adquiridos	104.586
% de participação	100,0%
Valor da participação	104.586
Valor da aquisição ajustado	104.586
Data da aquisição	11/02/2022

A contabilização da aquisição realizada em 11 de fevereiro de 2022 foi mensurada pelo valor justo na data da transação, de acordo com o CPC 15 (R1) - Combinação de Negócios e IFRS 3 (R) - "Business Combination".

Segue as informações financeiras da Energisa Paranaíta, na data da aquisição:

R\$ mil	Saldos

Caixa e equivalente de caixa	708
Contas a receber	1.330
Ativo financeiro indenizável da concessão	107.723
Outros créditos	388
Fornecedores	48
Encargos setoriais	66
Impostos e contribuições sociais	829
Imposto de renda e contribuição social diferido	4.620
Caixa e equivalente de caixa pago na combinação de negócio, reduzido do capital de giro de R\$142.	104.586
<u>Segue o demonstrativo do reconhecimento do ativo de mais valia dos ativos adquiridos a valor justo:</u>	
Ativo Concessão do serviço público - ativo de contrato	27.790
Passivo Imposto de renda, contribuição social, PIS e CONFIS diferidos	1.846
Efeito ajuste de avaliação patrimonial - patrimônio líquido em 11 fevereiro de 2022	25.944

O Imposto de renda, contribuição social, pis e cofins diferidos contabilizado no passivo não circulante foram constituídos sobre a diferença entre a mais-valia dos ativos identificáveis e adquiridos e os respectivos valores contábeis desses ativos, calculados considerando o regime de tributação do lucro presumido, uma vez que as bases fiscais destes não foram afetadas pela combinação de negócio e, consequentemente, geraram diferenças temporárias. Esses impostos diferidos incidentes sobre a mais-valia Concessão do serviço público - ativo de contrato. O valor do imposto de renda diferido será realizado contabilmente à medida que a Concessão do serviço público - ativo de contrato - (Transmissão de energia elétrica) seja amortizado ou no caso de o investimento ser vendido pela controlada. Adicionalmente, a controlada ETE é tributada pelo lucro real, porém a parcela originada da aquisição leva em consideração o regime de tributação da controlada – lucro presumido, no qual a amortização da Concessão do serviço público - ativo de contrato - (Transmissão de energia elétrica) não é tributável. Desta forma, na ETE sua realização fiscal ocorre pela venda das ações adquiridas da controlada Paranaita.

Aquisição da Gemini Energy S/A – Segmento de Transmissão de Energia

Em 17 de fevereiro de 2022, a controlada Energisa Transmissão de Energia S/A, celebrou, com Energisa S/A na qualidade de Interveniente Garantidora, Contrato de Compra e Venda de Ações e Outras Avenças com os vendedores Power Fundo de Investimento em Participações Infraestrutura e

Perfin Apollo 14 Fundo de Investimento em Participações Infraestrutura, tendo, ainda, como Intervenientes Anuentes as sociedades alvo do Contrato de Compra e Venda, para regular a aquisição de 2.330.106 ações ordinárias de propriedade dos Vendedores, de emissão da Gemini Energy S/A..

A Gemini é detentora de 85,04% e 83,33%, respectivamente, de 2 (duas) concessionárias operacionais de transmissão na região Norte que interligam importantes sistemas de geração como Tucuruí e Xingu a centros de consumo do Pará e Amapá, e de 100% de 1 (uma) concessionária operacional de transmissão na região Sudeste que faz a ligação entre os estados do Rio de Janeiro e São Paulo que, em conjunto, possuem uma capacidade de transmissão instalada de 6700 MVA e 1.451 km de extensão, além de 100% de outras duas sociedades não operacionais. Os ativos consolidados em 31 de maio de 2022 pela Gemini Energy S/A totalizam em R\$3.316.449 e contratos de concessão válidos até 16 de outubro de 2038 e 09 de dezembro de 2041, respectivamente.

O Valor da Transação foi de R\$819.722 mil, considerando a assunção do endividamento líquido de R\$1.759.935 mil detido pela Gemini. O valor por ação foi ajustado no fechamento, pela variação do endividamento líquido e do capital de giro entre a data base de 31 de dezembro de 2021 e a data de fechamento, bem como outros ajustes, nos termos do Contrato de Compra e Venda.

Em 28 de março e 26 de abril de 2022 ocorrem as aprovações da aquisição pelo Conselho Administrativo de Defesa Econômica (CADE) e Aneel, respectivamente.

Período de mensuração do Purchase Price Allocation (PPA):

A Administração da Companhia efetuou a mensuração do valor justo dos ativos intangíveis e passivos para alocação do preço de aquisição da Gemini Energy S/A de acordo com o CPC 15 (R1) - Combinação de Negócios e IFRS 3 (R) - "Business Combination" na data da aquisição.

Os valores justos dos ativos e passivos identificáveis adquiridos, na data da combinação de negócios, são como segue:

R\$ mil	
Valor justo dos ativos adquiridos	819.722
% de participação	100,0%
Valor da participação	819.722
Valor da aquisição ajustado	819.722
Data da aquisição	10/06/2022

A contabilização da aquisição realizada em 10 de junho de 2022 foi mensurada pelo valor justo na data da transação, de acordo com o CPC 15 (R1) - Combinação de Negócios e IFRS 3 (R) - "Business Combination".

Segue as demonstrações financeiras consolidados da Gemini Energy S/A, na data da aquisição:

R\$ mil	
Caixa e equivalente de caixa	46.775
Aplicações financeiras no mercado aberto e recursos vinculados	204.970
Contas a receber	61.973
Tributos a recuperar	15.276
Tributos diferidos	278.156
Cauções e depósitos vinculados	3.447
Ativo financeiro indenizável da concessão	3.316.449
Outros créditos	19.701
Imobilizado	5.186
Fornecedores	29.171
Empréstimos, financiamentos e encargos de dívidas	324.928
Debentures	1.686.752
Provisão para riscos trabalhistas, cíveis, fiscais, ambientais e regulatórios	463.993
Impostos e contribuições sociais	33.743
Imposto de renda e contribuição social diferido	403.453
Dividendos a pagar	19.581
Outros passivos	33.567
Participação de acionistas não controladores	137.023
Caixa e equivalente de caixa pago na combinação de negócio	819.722

Provisão riscos de impostos e contribuições sociais

A controlada ETE reconheceu o montante de R\$22.037 mil, de provisão de riscos de impostos e contribuições sociais, com prognósticos de perdas possíveis e estão a valor justo dos passivos.

Provisão para riscos trabalhistas, cíveis, fiscais, ambientais e regulatórias

Adicionalmente a controlada ETE reconheceu o montante de R\$409.560 mil, de provisão para riscos trabalhistas, cíveis, fiscais, ambientais e regulatórias, com prognósticos de perdas possíveis e

remotas e estão a valor justo dos passivos contingentes assumidos na contabilização inicial da combinação de negócios.

Apuração do valor justo

A aplicação do valor justo aos investimentos é como segue (R\$ mil):

Empresas	PL ajustado a valor justo 10/06/2022	PL a valor de custo	Ajuste do valor justo	% participação	Ajuste do valor justo do investimento
Gemini	819.722	1.723.496	(903.774)	100%	(903.774)
Empresas controladas pela Gemini					
LXTE	507.957	814.950	(306.993)	83,34%	(255.848)
LMTE	407.265	876.093	(468.828)	85,04%	(398.692)
LTTE	22.088	245.918	(223.830)	100%	(223.830)
LITE	(243)	189	(432)	100%	(432)
POMTE	(4.483)	2.515	(6.998)	100%	(6.998)
Total	932.584	1.939.665	(1.007.081)		(885.799)

Menos Valia dos ativos de contrato

As aquisições descritas na nota explicativa acima foram contabilizadas de acordo com o CPC 15 (R1) - Combinação de Negócios e IFRS 3 (R) - "Business Combination". Para efeitos de registro contábil, de acordo com as normas contábeis que consideram a essência econômica da operação a controlada ETE passou a avaliar os ativos das controladas a valor justo. Como resultado, e seguindo as determinações do CPC 15 (R1) e IFRS 3 (R), os ativos e passivos líquidos (acervo líquido) das empresas foram avaliados ao seu valor justo ("fair value") e alocados conforme laudo de avaliação preparado por empresa especializada, o qual gerou o registro nas empresas conforme segue:

Resultado da combinação de negócio (R\$ mil)	Valores

Ativo não circulante	
Concessão do serviço público - ativo de contrato	(1.237.932)
Creditos tributarios	204.009
Outros creditos	(5.288)
Total	(1.039.211)
Passivo	
Fornecedores	11.282
impostos e contribuições sociais	22.037
Juros sobre capital próprio	(12.364)
provisão para riscos trabalhistas, cíveis, fiscais, ambientais e regulatórias	409.560
Imposto de renda, contribuição social, pis, e cofins diferidos	(436.144)
Efeito ajuste de avaliação patrimonial – patrimônio líquido em 10/06/2022	(1.033.582)
Participação de acionistas não controladores	129.808
Ajuste do valor justo do investimento adquirido	(903.774)

O Imposto de renda, contribuição social, pis, e cofins diferidos contabilizado como redutor do passivo não circulante foram constituídos sobre a diferença entre a menos-valia dos ativos identificáveis e adquiridos e os respectivos valores contábeis desses ativos, uma vez que as bases fiscais destes não foram afetadas pela combinação de negócio e, conseqüentemente, geraram diferenças temporárias. Esses impostos diferidos foram constituídos utilizando-se as alíquotas de 9,25% (pis e cofins) e de 34% (aliquota combinada de Imposto de renda e contribuição social) incidentes sobre a menos-valia redutora da rubrica de Concessão do serviço público - ativo de contrato. O valor do imposto de renda diferido será realizado contabilmente à medida que a menos valia do ativo da Concessão do serviço público - ativo de contrato - (Transmissão de energia elétrica) seja amortizado ou no caso de o investimento ser vendido.

2.4.c. Eventos ou operações não usuais

Não aplicável, tendo em vista que não houve eventos ou operações não usuais no período encerrado em 31 de dezembro de 2024 e nos exercícios sociais encerrados em 31 de dezembro de 2023 e 31 de dezembro de 2022.

2.5 Medições não contábeis

(a) informar o valor das medições não contábeis

EBITDA e EBITDA Ajustado

O EBITDA (Earning Before Interest, Taxes, Depreciation and Amortization) também conhecido como LAJIDA (Lucro Antes dos Juros, Impostos de Renda e Contribuição Social sobre o Lucro, Depreciação e Amortização), é uma medição não contábil elaborada pela Companhia, em consonância com a Resolução CVM nº 156, de 23 de junho de 2022, e consiste no lucro líquido, ajustado pelas receitas (despesas) financeiras líquidas, pelo imposto de renda e contribuição social correntes e diferidos e pelas despesas e custos de depreciação e amortização. O EBITDA Ajustado é calculado por meio do EBITDA acrescido da variação monetária e acréscimo moratório de energia vendida e ajustado pelo lucro líquido do exercício das operações descontinuadas. A Companhia entende que alguns investidores e analistas financeiros usam o EBITDA Ajustado como um indicador de seu desempenho, uma vez que permite uma melhor compreensão do resultado ao considerar componente financeiros da energia vendida, reconhecidas no resultado financeiro, e que podem impactar de maneira relevante o resultado.

A Margem EBITDA é calculada por meio da divisão do EBITDA pela receita operacional líquida e a Margem EBITDA Ajustado é calculada por meio da divisão do EBITDA Ajustado pela receita operacional líquida.

O EBITDA, Margem EBITDA, EBITDA Ajustado e Margem EBITDA Ajustado não são medidas de lucratividade, desempenho financeiro ou liquidez definida pelas Práticas Contábeis Adotadas no Brasil, nem pelas Normas Internacionais de Relatório Financeiro – International Financial Reporting Standards (IFRS), emitidas pelo International Accounting Standard Board (IASB), não representam o fluxo de caixa para os períodos/exercícios apresentados e não devem ser utilizados isoladamente e nem devem ser considerados como substitutos para o lucro líquido, como indicador do desempenho operacional, como indicador de liquidez ou como base para a distribuição de dividendos. Embora o EBITDA, Margem EBITDA, EBITDA Ajustado e Margem EBITDA Ajustado possuam um significado padrão, nos termos da Resolução CVM nº 156, a Companhia não pode garantir que outras sociedades, inclusive companhias fechadas, adotarão esse significado padrão. Nesse sentido, caso o significado padrão instituído pela Resolução CVM nº 156 não seja adotado por outras sociedades, o EBITDA, Margem EBITDA, EBITDA Ajustado e Margem EBITDA Ajustado divulgados pela Companhia podem não ser comparável ao EBITDA, Margem EBITDA, EBITDA Ajustado e Margem EBITDA Ajustado divulgados por outras sociedades.

Descrição	Exercício findo em
	31/12/2024
EBITDA (Em R\$ milhões)	7.969,0
EBITDA ajustado covenants (1) (Em R\$ milhões)	8.393,7
Margem EBITDA (%)	23,6 %
Margem EBITDA ajustado covenants (%)	24,9 %

(1) EBITDA com adição de receitas de acréscimos moratórios

Dívida Bruta e Dívida Líquida

A Dívida Bruta é o somatório dos saldos de empréstimos e financiamentos (circulante e não circulante), debêntures (circulante e não circulante) e encargos de dívida.

A Dívida Líquida é o somatório dos saldos de empréstimos e financiamentos (circulante e não circulante), debêntures (circulante e não circulante) e encargos de dívida deduzido do saldo de caixa e equivalente de caixa.

A Dívida Bruta e a Dívida Líquida não são medidas de desempenho financeiro, liquidez ou endividamento definidas pelas práticas contábeis adotadas no Brasil, nem pelas Normas Internacionais de Relatório Financeiro – International Financial Reporting Standards (IFRS), emitidas pelo International Accounting Standard Board (IASB), não possuem um significado padrão e podem não ser comparáveis a medidas com títulos semelhantes fornecidas por outras companhias. A administração da Companhia entende que a medição da Dívida Bruta e da Dívida Líquida são úteis na avaliação da liquidez e do grau de endividamento da Companhia.

Seguem abaixo os valores da Dívida Bruta e Dívida Líquida nos últimos três exercícios, conforme aplicável:

Descrição / Valores em R\$ milhões, exceto %, Consolidados	Exercícios sociais encerrados em 31 de dezembro de		
	2024	2023	2022
Dívida Bruta	35.518	33.136	28.724
Dívida Líquida	34.619	31.838	27.808

(b) fazer as conciliações entre os valores divulgados e os valores das demonstrações financeiras auditadas

Seguem abaixo as reconciliações do lucro líquido para o EBITDA e EBITDA Ajustado da Companhia nos últimos três exercícios, bem como o cálculo da Margem EBITDA e da Margem EBITDA Ajustada, conforme aplicável:

Descrição / Valores em R\$ milhões	Exercício findo em		
	31/12/2024	31/12/2023	31/12/2022
Lucro líquido do exercício	4.636	2.584	2.428
(-) Imposto de renda e contribuição social sobre o lucro	(261)	986	711
(-) Resultado financeiro	1.736	2.477	2.583
(-) Amortização e depreciação	1.858	1.577	1.275

EBITDA	7.969	7.624	6.996
(+) Receitas de acréscimos moratórios (1)	425	442	410
EBITDA ajustado	8.394	8.067	7.406
Receita Operacional Líquida	33.715,5	28.532	26.503,1
Margem EBITDA, sem venda de ativos (%) (2)	23,6%	26,7%	26,4%
Margem EBITDA ajustado (%) (3)	24,9%	28,3%	27,9%
Margem Líquida (%) (4)	13,8%	9,1%	9,2%

(1) Receitas de acréscimos moratórios referem-se a penalidades e juros pagos pelo consumidor pelo atraso no pagamento da conta de energia.

(2) A margem EBITDA é calculada pelo EBITDA dividido pela receita operacional líquida.

(3) A margem EBITDA Ajustada é calculada pelo EBITDA dividido pela receita operacional líquida.

(4) A margem líquida é calculada pelo lucro líquido dividido pela receita operacional líquida.

A tabela abaixo demonstra a reconciliação dos saldos de Dívida Bruta e Dívida Líquida nos últimos três exercícios, conforme aplicável:

Descrição / Valores em R\$ milhões, exceto %, Consolidados	Exercícios sociais encerrados em 31 de dezembro de		
	2024	2023	2022
CURTO PRAZO:	6.722	7.670	7.150
Empréstimos e financiamentos	4.601	3.985	3.534
Debêntures	1.720	2.925	3.104
Encargos de dívida	400	759	511
LONGO PRAZO:	28.796	25.467	21.574
Empréstimos e financiamentos	11.721	13.130	10.162
Debêntures	17.075	12.336	11.412
Dívida Bruta	35.518	33.136	28.724
(-) Caixa e equivalentes de caixa	899	1.298	916

Dívida Líquida	34.61 9	31.838	27.808

(c) explicar o motivo pelo qual entende que tal medição é mais apropriada para a correta compreensão da sua condição financeira e do resultado de suas operações

EBITDA, EBITDA Ajustado, EBITDA Ajustado UDM, Margem EBITDA UDM e Margem EBITDA Ajustado UDM:

O EBITDA (Earnings Before Interest, Taxes, Depreciation and Amortization), também conhecido como LAJIDA (Lucro Antes dos Juros, Impostos sobre Renda incluindo Contribuição Social sobre o Lucro Líquido, Depreciação e Amortização), é uma medição não contábil elaborada pela Companhia, em consonância com a Resolução CVM nº 156, de 23 de junho de 2022 (“Resolução CVM 156/2022”), conciliada com suas demonstrações financeiras e/ou Informações Trimestrais e consiste no lucro líquido ajustado pelas receitas (despesas) financeiras líquidas, pelo imposto de renda e contribuição social correntes e diferidos e pelas despesas e custos de depreciação e amortização.

Já o EBITDA Ajustado é entendido pela Companhia como uma métrica mais adequada para o serviço de energia elétrica do país, pois inclui as receitas dos encargos moratórios cobrados dos consumidores, fato corriqueiro entre os consumidores residenciais. Em adição, faz-se a exclusão dos efeitos do resultado de operações descontinuadas de forma a se analisar o EBITDA Ajustado como métrica para a geração de caixa das atividades recorrentes da Companhia.

O EBITDA UDM e o EBITDA Ajustado UDM considera o período de 9 meses encerrado em 30 de setembro de 2023 e o 4º trimestre do exercício social de 2022.

A margem EBITDA e a margem EBITDA Ajustado são métricas de rentabilidade operacional apresentadas como uma porcentagem da receita operacional líquida de suas vendas. Ela é calculada através da divisão do EBITDA ou do EBITDA Ajustado, conforme o caso, pela receita operacional líquida da Companhia. Podemos dizer que o resultado de margem desse indicador pode fornecer uma visão acerca da lucratividade operacional do seu negócio. O cálculo dessa margem permite ao mercado comparar e contrastar empresas de diferentes tamanhos e modos de operar dentro de uma mesma indústria. Esse indicador implica estimar o quanto resultado operacional é gerado por cada real de receita arrecadado com as vendas.

As medições acima referidas são utilizadas como medidas de desempenho da Companhia, motivo pelo qual a Companhia entende ser importante a sua inclusão neste Formulário de Referência. A administração da Companhia acredita que tais medições são medidas práticas para aferir seu desempenho operacional e permitir uma comparação com outras companhias do mesmo segmento.

O EBITDA, EBITDA UDM, Margem EBITDA, EBITDA Ajustado UDM e Margem EBITDA Ajustado não são medidas de lucratividade, desempenho financeiro ou liquidez definida pelas Práticas Contábeis Adotadas no Brasil, nem pelas Normas Internacionais de Relatório Financeiro – International Financial Reporting Standards (IFRS), emitidas pelo International Accounting Standard Board (IASB), não representam o fluxo de caixa para os períodos/exercícios apresentados e não devem ser utilizados isoladamente e nem devem ser considerado como substitutos para o lucro líquido, como indicador do desempenho operacional, como indicador de liquidez ou como base para a distribuição de dividendos. Embora o EBITDA, Margem EBITDA, EBITDA Ajustado e Margem EBITDA Ajustado possuam um significado padrão, nos termos da Resolução CVM nº 156, a Companhia não pode garantir que outras sociedades, inclusive companhias fechadas, adotarão esse significado padrão. Nesse sentido, caso o significado padrão instituído pela Resolução CVM nº 156 não seja adotado por

outras sociedades, o EBITDA, Margem EBITDA, EBITDA Ajustado e Margem EBITDA Ajustado divulgados pela Companhia podem não ser comparável ao EBITDA, Margem EBITDA, EBITDA Ajustado e Margem EBITDA Ajustado divulgados por outras sociedades.

Dívida Bruta e Dívida Líquida:

A Dívida Bruta e Dívida Líquida apresentada são utilizadas pela Companhia para medir seu nível de endividamento. A Companhia entende que alguns investidores e analistas financeiros usam a Dívida Bruta e a Dívida Líquida como indicadores de endividamento.

2.6 Eventos subsequentes as DFs

Eventos subsequentes às últimas Demonstrações Financeiras consolidadas referentes ao período de doze meses findo em 31 de dezembro de 2024, cuja emissão foi autorizada em 18 de março de 2025:

- Bandeiras tarifárias

A ANEEL definiu para as controladas distribuidoras de energia elétrica, a aplicação da Bandeira Verde para os meses de janeiro a março de 2025, resultado de análises do cenário hidrológico do país.

- Fundo de Investimento e Cotas (FIC – FIDC)

Em fevereiro de 2025, a Companhia e o BTG Pactual aditaram o acordo de cotistas para: (i) alterar a data limite para o exercício das opções de compra e venda, que passarão de 4 (quatro) anos para 7 (sete) anos, contados da assinatura do acordo de cotistas e (ii) alterar a cláusula que dispõe a respeito do preço de exercício da opção, mediante ajuste na taxa spread que passará de 2,35% ao ano para 1,95% ao ano, a partir da data de assinatura do acordo de cotistas.

- Prorrogação das concessões das controladas distribuidoras de energia elétrica (EMT, EMS, EPB e ESE)

Em junho de 2024, foi publicado pela Presidência da República, o Decreto 12.068/2024, autorizando a prorrogação das concessões de distribuição de energia elétrica cujo prazo final dos contratos se extinguem entre os anos de 2025 e 2031. Tal decreto define as principais diretrizes para os novos contratos de concessão. Em outubro de 2024, a ANEEL abriu período de consulta pública para coletar informações do setor para aprimoramentos da minuta do referido contrato. Em 25 de fevereiro de 2025, o processo foi concluído e os termos da prorrogação das concessões com a redação final dos contratos encaminhado para apreciação do Ministério de Minas e Energia. Após esta apreciação e definição dos termos dos contratos, as concessionárias terão 30 dias para apresentar para a ANEEL e Ministério de Minas e Energia os requerimentos das prorrogações. As controladas EMT, EMS, EPB e ESE mantém o interesse nas respectivas prorrogações de concessões.

- Empréstimos Contratados – controladas

Em 09 de janeiro de 2025 a controlada indireta AGRIC teve a liberação de R\$47.500 mil referente à primeira parcela do contrato Nº 24.9.0146-1 de financiamento junto ao Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social – BNDES, firmado em 05 de novembro de 2024.

Em 07 de março de 2025 a controlada direta ALSOL, captou junto ao Banco Citibank S/A a importância de R\$180.000 mil, correspondente a USD30.840 mil dólares americanos, com remuneração de SOFR mais 0,52% ao ano, com vencimento em 06 de março de 2026. Foi contratado swap a taxa de CDI mais 0,55% ao ano, retirando o risco cambial da operação.

- Emissão de Debêntures - controladora

Em 25 de fevereiro de 2025 a companhia, efetuou a 23ª emissão de debêntures em moeda corrente no montante de R\$900.000 mil sendo: (i) R\$579.459 mil referente a 1ª Série com vencimento em 25 de fevereiro de 2030 e remuneração de CDI mais 0,80% ao ano; (ii) R\$320.511 mil referente a 2ª Série com vencimento em 25 de fevereiro de 2032 e remuneração de CDI mais 0,95% ao ano, os recursos foram disponibilizados em conta corrente em 27 de fevereiro de 2025, os recursos serão destinados a gestão ordinária dos negócios da emissora.

• Emissão de Debêntures - controladas

Em 25 de fevereiro de 2025 a controlada indireta ETO, efetuou a 12ª emissão de debêntures em moeda corrente no montante de R\$320.000 mil com vencimento 25 de fevereiro de 2030 e remuneração de CDI mais 1,00% ao ano. Os recursos foram disponibilizados em conta corrente em 27 de fevereiro de 2025 e serão destinados a gestão ordinária dos negócios da controlada.

• Pagamentos de dividendos do exercício de 2024 – controladora

Em 20 de fevereiro de 2025, a Administração da Companhia aprovou a distribuição de dividendos a conta do lucro do exercício de 2024, no valor de R\$868.548 mil, o que equivale a R\$0,38 por ação ordinária e preferencial, que será pago em 28 de março de 2025.

• Dividendos do exercício de 2024 – controladas

A Administração das controladas aprovou em 20 de fevereiro de 2025, a distribuição de dividendos a conta do lucro do exercício de 2024 conforme demonstrado a seguir:

Controladas	Valor dividendos (R\$ mil)	Valor por ação (R\$)		Data pagamento
		ON	PN	
EPB	51.732	49,38686314606	-	À partir do dia 21/02/2025
ESE	14.663	75,00	-	À partir do dia 21/02/2025
EMS	129.403	200,00	-	À partir do dia 21/02/2025
EMT	525.461	2,40	2,40	25/03/2025
ETO	117.291	180,00	180,00	À partir do dia 21/02/2025
EGO I	12.970	0,04985836082	-	À partir do dia 21/02/2025
EPT	3.530	0,11386680806	-	À partir do dia 21/02/2025
Dinâmica	117	0,05963816851	-	À partir do dia 21/02/2025
EPLAN	1.182	0,40841992843	-	À partir do dia 21/02/2025
URB	1.414	0,13737780155	-	À partir do dia 21/02/2025

Reenergisa I	1.191	0,15589843126	-	À partir do dia 21/02/2025
Reenergisa II	2.722	0,74635091308	-	À partir do dia 21/02/2025
Flowsolar	4.155	2,00137652647	-	À partir do dia 21/02/2025
Reenergisa V	688	0,02234075937	-	À partir do dia 21/02/2025
Reenergisa VI	47	0,00567097242	-	À partir do dia 21/02/2025
Reenergisa VII	1.058	0,13672934065	-	À partir do dia 21/02/2025
EDG	26.641	0,03347295589	0,03347295589	À partir do dia 21/02/2025
Rede Power	70.000	266,27410256118	-	À partir do dia 21/02/2025
REDE	517.029	0,245	-	26/03/2025
DENERGE	361.872	466,00	-	À partir do dia 21/02/2025
QMRA	121	0,02758663539	-	À partir do dia 21/02/2025
EPM	362.155	0,38080788339	1,20099004412	À partir do dia 21/02/2025

2.7 Destinação de resultados

	Exercício social encerrado em 31/12/2024
Regras sobre retenção de lucros	O lucro líquido do exercício terá a seguinte destinação: (a) 5%, no mínimo, para a reserva legal, até atingir 20% do capital social. No exercício em que o saldo da reserva legal acrescido dos montantes das reservas de capital exceder a 30% do capital social, não será obrigatório a destinação de parte do lucro líquido do exercício para a reserva legal; (b) a parcela necessária ao pagamento de um dividendo obrigatório não poderá ser inferior, em cada exercício, a 35% do lucro líquido do exercício, ajustado nos termos do artigo 202 da Lei das Sociedades por Ações; (c) satisfeitos os requisitos e limites legais e observados os programas de participação nos resultados aprovados pelo conselho de administração. Os administradores da Companhia terão direito a uma participação de até 10% sobre os resultados do período, após deduzidos os prejuízos acumulados e a provisão para o imposto de renda. O Conselho de Administração decidirá sobre a distribuição deste valor entre os diretores observadas as recomendações do Comitê de Pessoas e Sustentabilidade do Conselho de Administração; (d) a parcela remanescente do lucro líquido ajustado será destinada à reserva de retenção de lucros, conforme orçamento de capital a ser proposto pela administração da Companhia.
Valores das retenções de lucros	No exercício findo em 31/12/2024 a Companhia efetuou retenção de lucros com base em orçamento de capital no montante de R\$2.280.146.914,78 e retenção de 5% previsto para reserva legal no montante de R\$189.483.879,44.
Percentuais em relação aos lucros totais declarados	65,17%

Regras sobre distribuição de dividendos	A Companhia distribuirá, entre todas as espécies de suas ações, como dividendo mínimo obrigatório, 35% do lucro líquido do exercício, ajustado nos termos do artigo 202 da Lei das Sociedades por Ações. Nos termos do Estatuto Social da Companhia, o Conselho de Administração pode declarar dividendos intermediários à conta de lucros apurados em balanço semestral, podendo fazê-lo também, a critério da administração, trimestralmente ou em períodos menores. A Companhia adota como política que a distribuição de dividendos deve buscar o intervalo aproximado de 35% a 50% do lucro líquido consolidado, limitado a 50% dos dividendos recebidos das Controladas, o que poderá ser flexibilizado à medida que o indicador de intervalo de “Limite de Endividamento Consolidado” (conforme definido na Política de Gestão de Riscos Decorrentes do Mercado Financeiro da Companhia) se aproxime do nível inferior.
Periodicidade das distribuições de dividendos	A Companhia deverá perseguir uma periodicidade de pagamento semestral, desde que sua administração entenda que o pagamento semestral é compatível com a situação financeira da Companhia.
Eventuais restrições à distribuição de dividendos impostas por legislação ou regulamentação especial aplicável à Companhia, assim como contratos, decisões judiciais, administrativas ou arbitrais	Salvo pelo disposto na Lei das Sociedades por Ações, não há restrições quanto à distribuição de dividendos pela Companhia.
Se a Companhia possui política de destinação de resultados formalmente aprovada, informando órgão responsável pela aprovação, data da aprovação e, caso a Companhia divulgue a política, locais na rede mundial de computadores onde o documento pode ser consultado	A Política de Destinação de Resultados da Companhia foi aprovada na reunião do Conselho de Administração realizada em 12 de setembro de 2019, tendo sido disponibilizada a partir desta data no seguinte endereço: https://ri.energisa.com.br/governanca-corporativa/politicas-e-codigos-energisa/

2.8 Os diretores devem descrever os itens relevantes não evidenciados nas demonstrações financeiras do emissor, indicando:

2.8.a. Os ativos e passivos detidos pelo emissor, direta ou indiretamente, que não aparecem no seu balanço patrimonial (off-balance sheet items), tais como:

2.8.a.i. carteiras de recebíveis baixadas sobre as quais a entidade não tenha retido nem transferido substancialmente os riscos e benefícios da propriedade do ativo transferido, indicando respectivos passivos

Não aplicável, tendo em vista que não há itens relevantes não evidenciados nas demonstrações financeiras da Companhia para os exercícios findos em 31 de dezembro de 2024, 2023 e 2022 (off balance sheet).

2.8.a.ii. contratos de futura compra e venda de produtos ou serviços

Não aplicável, tendo em vista que não há itens relevantes não evidenciados nas demonstrações financeiras da Companhia para os exercícios findos em 31 de dezembro de 2024, 2023 e 2022 (off balance sheet).

2.8.a.iii. contratos de construção não terminada

Não aplicável, tendo em vista que não há itens relevantes não evidenciados nas demonstrações financeiras da Companhia para os exercícios findos em 31 de dezembro de 2024, 2023 e 2022 (off balance sheet).

2.8.a.iv. contratos de recebimentos futuros de financiamentos

Não aplicável, tendo em vista que não há itens relevantes não evidenciados nas demonstrações financeiras da Companhia para os exercícios findos em 31 de dezembro de 2024, 2023 e 2022 (off balance sheet).

2.8.b. Outros itens não evidenciados nas demonstrações financeiras

Não aplicável, tendo em vista que não há itens relevantes não evidenciados nas demonstrações financeiras da Companhia para os exercícios findos em 31 de dezembro de 2024, 2023 e 2022 (off balance sheet).

2.9 Em relação a cada um dos itens não evidenciados nas demonstrações financeiras indicados no item 2.8, os diretores devem comentar:

2.9.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 do emissor

Conforme mencionado no item 2.8 acima, não há itens não evidenciados nas demonstrações financeiras nos exercícios findos em 31 de dezembro de 2024, 2023 e 2022.

2.9.b. natureza e o propósito da operação

Conforme mencionado no item 2.8 acima, não há itens não evidenciados nas demonstrações financeiras nos exercícios findos em 31 de dezembro de 2024, 2023 e 2022.

2.9.c. natureza e montante das obrigações assumidas e dos direitos gerados em favor do emissor em decorrência da operação

Conforme mencionado no item 2.8 acima, não há itens não evidenciados nas demonstrações financeiras nos exercícios findos em 31 de dezembro de 2024, 2023 e 2022.

2.10 Planos de negócios

a) investimentos, incluindo:

i.) descrição quantitativa e qualitativa dos investimentos em andamento dos investimentos previstos

Os principais investimentos da Companhia nos últimos anos têm sido destinados à expansão e manutenção e ao aprimoramento da rede de distribuição, aos projetos de renovação da frota e sistemas de TI, ao combate as perdas e atender a expansão dos mercados de suas controladas concessionárias de energia e ao atendimento aos programas de universalização.

No período de nove meses findo em 30 de setembro de 2025, os investimentos totais foram R\$ 4.781,5 milhões, bem em linha com o mesmo período de 2024. Na tabela abaixo encontram-se os investimentos realizados por unidade de negócio (em R\$ milhões):

Investimentos realizados até 30 de setembro de 2026:

Investimentos Valores em R\$ milhões	Ativos Elétricos			Ativos Não Elétricos			Ativos Próprios Totais			Obrigações Especiais			Investimento Total		
	YM25	YM24	Var. %	YM25	YM24	Var. %	YM25	YM24	Var. %	YM25	YM24	Var. %	YM25	YM24	Var. %
Distribuidoras de energia elétrica	3.426,7	3.415,3	+ 0,3	186,2	121,8	+ 53,9	3812,9	3.736,3	+ 2,0	364,8	312,2	+ 16,9	4177,6	4.048,6	+ 3,2
EMR	190,4	153,3	+ 24,2	11,6	9,4	+ 23,4	202,0	162,8	+ 24,1	15,6	6,1	+ 155,7	217,6	168,8	+ 28,9
ESE	185,0	175,4	+ 5,4	11,9	8,0	+ 48,6	196,9	183,7	+ 7,2	9,5	7,1	+ 34,1	204,4	190,8	+ 6,2
EPB	248,3	335,0	- 19,9	23,3	13,3	+ 75,0	291,4	348,3	- 16,3	25,0	11,0	+ 127,2	316,6	359,4	- 11,9
EMT	1.291,2	972,7	+ 32,7	49,4	32,5	+ 51,9	1340,6	1.055,2	+ 33,4	24,0	58,8	- 59,1	1364,7	1.044,0	+ 28,3
EMS	511,4	469,8	+ 8,9	23,8	21,8	+ 9,3	535,3	491,6	+ 8,9	18,4	44,7	- 58,8	553,7	538,3	+ 3,2
ETO	453,8	528,5	- 14,1	13,3	9,8	+ 35,7	467,1	538,3	- 13,2	32,0	17,1	+ 87,1	499,1	555,4	- 10,1
ESS	315,0	213,6	+ 47,5	15,1	10,2	+ 48,3	330,1	223,7	+ 47,6	24,2	120,0	- 79,8	354,3	343,8	+ 3,1
ERO	283,5	377,7	- 24,9	30,3	11,5	+ 163,6	313,8	389,1	- 19,3	151,3	42,4	+ 256,9	465,1	431,4	+ 7,8
EAC	128,0	389,1	- 67,1	7,5	4,5	+ 66,0	135,5	393,6	- 65,6	64,7	5,0	+ 1.194,3	200,2	399,5	- 49,8
Transmissoras de energia elétrica	172,5	370,5	- 53,4	0,5	0,4	+ 24,7	173,0	370,9	- 53,4	0,0	-	+ 0,0	173,0	370,9	- 53,4
EPA I	0,1	-	+ 0,0	0,1	0,1	- 37,0	0,2	0,1	+ 99,1	0,0	-	+ 0,0	0,2	0,1	+ 99,1
EPA II	0,1	-	+ 0,0	0,0	0,1	- 56,2	0,1	0,1	+ 43,2	0,0	-	+ 0,0	0,1	0,1	+ 43,2
EGO I	0,1	-	+ 0,0	0,1	-	+ 0,0	0,2	-	+ 0,0	0,0	-	+ 0,0	0,2	-	+ 0,0
ETT	0,1	-	+ 0,0	0,0	-	+ 0,0	0,1	-	+ 0,0	0,0	-	+ 0,0	0,1	-	+ 0,0
ETT II	(1,2)	32,4	- 10,0	-	-	+ 0,0	-1,2	32,4	- 10,0	0,0	-	+ 0,0	-1,2	32,4	- 10,0
EAM	61,5	172,8	- 64,4	0,2	-	+ 0,0	61,6	172,8	- 64,3	0,0	-	+ 0,0	61,6	172,8	- 64,3
EAM II	56,3	42,9	+ 31,3	-	-	+ 0,0	56,3	42,9	+ 31,3	0,0	-	+ 0,0	56,3	42,9	+ 31,3
EAP	(1,5)	78,6	+ 0,0	-	-	+ 0,0	-1,5	78,6	+ 0,0	0,0	-	+ 0,0	-1,5	78,6	+ 0,0
EPT	-	0,1	+ 0,0	-	-	+ 0,0	0,0	0,1	+ 0,0	0,0	-	+ 0,0	0,0	0,1	+ 0,0
EMA	29,4	-	+ 0,0	-	-	+ 0,0	29,4	-	+ 0,0	0,0	-	+ 0,0	29,4	-	+ 0,0
GEMINI Consolidado	27,6	53,7	- 48,5	0,1	0,2	- 35,7	27,8	53,8	- 48,4	0,0	-	+ 0,0	27,8	53,8	- 48,4
(re)energia	180,2	-	+ 0,0	17,8	292,3	- 93,0	198,0	292,3	- 21,5	0,0	-	+ 0,0	198,0	292,3	- 21,5
ALSQL Consolidado	180,2	-	+ 0,0	7,0	239,0	- 97,1	187,2	239,0	- 21,7	0,0	-	+ 0,0	187,2	239,0	- 21,7
EDCM	-	-	+ 0,0	0,6	4,3	- 86,5	0,6	4,3	- 86,5	0,0	-	+ 0,0	0,6	4,3	- 86,5
ESOL Consolidado	-	-	+ 0,0	10,2	9,0	+ 13,3	10,2	9,0	+ 13,3	0,0	-	+ 0,0	10,2	9,0	+ 13,3
Distribuição de gás natural	-	-	+ 0,0	64,5	46,4	+ 39,0	64,5	46,4	+ 39,0	0,0	-	+ 0,0	64,5	46,4	+ 39,0
ES GÁS	-	-	+ 0,0	64,5	46,4	+ 39,0	64,5	46,4	+ 39,0	0,0	-	+ 0,0	64,5	46,4	+ 39,0
Bio gás	97,3	-	+ 0,0	-	13,5	+ 0,0	97,3	13,5	+ 620,6	0,0	-	+ 0,0	97,3	13,5	+ 620,6
AGRIC	97,3	-	+ 0,0	-	13,5	+ 0,0	97,3	13,5	+ 620,6	0,0	-	+ 0,0	97,3	13,5	+ 620,6
Holdings e Outras empresas	0,4	-	+ 0,0	40,7	24,4	+ 66,9	41,1	24,4	+ 68,6	0,0	-	+ 0,0	41,1	24,4	+ 68,6
RIO PEIXE I	0,1	-	+ 0,0	-	0,4	+ 0,0	0,1	0,4	- 72,0	0,0	-	+ 0,0	0,1	0,4	- 72,0
RIO PEIXE II	-	-	+ 0,0	-	-	+ 0,0	-	-	+ 0,0	0,0	-	+ 0,0	-	-	+ 0,0
ESA	0,3	-	+ 0,0	35,1	17,8	+ 97,0	35,4	17,8	+ 98,8	0,0	-	+ 0,0	35,4	17,8	+ 98,8
Outras empresas	-	-	+ 0,0	5,6	6,2	- 8,9	5,6	6,2	- 8,9	0,0	-	+ 0,0	5,6	6,2	- 8,9
Total Consolidado	4.077,1	3.985,9	+ 2,3	309,7	457,9	- 32,4	4.386,7	4.443,8	- 1,3	364,8	312,2	+ 16,8	4.751,5	4.756,0	- 0,1

Investimentos estimados do Grupo Energia para 2025:

Na tabela abaixo, apresentamos os investimentos previstos por unidade de negócio para o exercício de 2025:

Projeções 2025 (R\$ milhões)	Ativos Elétricos	Ativos Não-Elétricos	Ativos Próprios Total	Obrigações Especiais ^{(1)*}	Total
EMR	230,9	14,8	245,7	23,3	268,9
ESE	255,4	16,8	272,2	16,5	288,6
EPB	311,3	36,8	348,1	39,0	387,1
EMT	1.501,2	63,8	1.565,0	89,7	1.654,7
EMS	656,2	35,2	691,4	79,6	771,0
ETO	442,1	19,9	462,0	143,9	605,8
ESS	396,1	20,8	416,9	110,1	527,0
ERO	465,1	38,1	503,2	155,9	659,1
EAC	168,9	10,6	179,5	118,3	297,7
Distribuidoras	4.427,1	256,6	4.683,8	776,3	5.460,0
Goiás	-	-	-	0,2	0,2
Pará I	-	-	-	0,4	0,4
Pará II	-	-	-	0,2	0,2
Tocantins I	-	0,1	0,1	0,1	0,2
Tocantins II	-	-	-	-	0,0
Amazonas	88,4	0,2	88,6	0,1	88,7
Amazonas II	76,7	-	76,7	-	76,7
Amapá	15,5	-	15,5	-	15,5
Paranaíba	-	-	-	-	-
LT Macapá	32,8	0,5	33,3	0,8	34,1
LT Taubaté	-	0,3	0,3	0,1	0,3
LT Xingu	1,4	0,7	2,1	0,2	2,3
E Maranhão	60,8	-	60,8	-	60,8
Transmissão	275,7	1,9	277,5	2,0	279,5
Geração Distribuída	-	215,6	215,6	-	215,6
ECOM	-	1,2	1,2	-	1,2
ESOL	-	12,6	12,6	-	12,6
(re) energisa	0,0	229,4	229,4	-	229,4
AGRIC	-	35,0	35,0	-	35,0
ES Gás ⁽²⁾	-	102,7	102,7	-	102,7
Negócios de gás	-	137,7	137,7	-	137,7
Holdings e Outras empresas	-	88,5	88,5	-	88,5
Total	4.702,8	714,1	5.416,9	778,3	6.195,1

Valores após crédito de impostos e capitalização de despesas.

(1) Recursos oriundos de CDE, CCC, PFC e PIS/COFINS ou Participação Financeira de Clientes

(2) Valores sujeitos à aprovação do regulador

Investimentos previstos do Grupo Energisa para 2026:

Para 2026, a Companhia pretende investir em todos os segmentos para impulsionar o crescimento orgânico, com foco na maximização do retorno aos acionistas. Os recursos serão direcionados para expansão, manutenção e aprimoramento da rede de distribuição, combate a perdas e atendimento a exigências regulatórias cada vez mais rigorosas em qualidade e relacionamento com o cliente. Além disso, a Companhia continuará expandindo sua atuação no segmento de transmissão de energia elétrica e consolidando sua presença na geração distribuída.

Destaca-se que a Companhia vem ampliando de forma consistente sua atuação no setor de gás e biometano. Em 2023, ingressou no segmento de distribuição de gás com a aquisição da ES Gás e, em 2024, por meio da Infra Gás, adquiriu 51% do capital social total e votante da Norgás S.A., holding com participação em distribuidoras de gás natural nos estados de Alagoas, Rio Grande do Norte, Ceará, Pernambuco e Sergipe.

Paralelamente, avançou no mercado de gás natural renovável com a aquisição da Agric, empresa especializada em compostagem de resíduos orgânicos industriais e produção de biofertilizantes, marcando seu primeiro investimento relevante no segmento de biometano. Esse movimento foi reforçado posteriormente com a aquisição de 52% da Lurean, companhia atuante no tratamento de resíduos orgânicos e na produção de biofertilizantes, e que será base para o desenvolvimento de uma usina de biometano com capacidade estimada de 28 mil m³/dia.

Essas iniciativas consolidam a estratégia da Companhia de diversificação do portfólio, ampliam sua presença no mercado de gás, tanto natural quanto renovável, e fortalecem sua atuação como protagonista da transição energética no país, com sinergias operacionais e administrativas em linha com as demais frentes do Grupo Energisa.

Na tabela abaixo, apresentamos os investimentos previstos por unidade de negócio para o exercício de 2026:

Projeções 2026 (R\$ mil)	Ativos Elétricos	Ativos Não- Elétricos	Ativos Próprios Total	Obrigações Especiais ⁽¹⁾	Total
EMR	168.147	35.732	203.879	27.335	231.214
ESE	370.859	24.077	394.937	32.099	427.035
EPB	451.000	37.785	488.785	41.294	530.079
EMT	1.935.897	79.331	2.015.227	160.841	2.176.068
EMS	743.584	31.085	774.669	153.740	928.409
ETO	590.625	18.421	609.046	148.823	757.869
ESS	225.664	17.705	243.369	81.150	324.519
ERO	721.139	24.614	745.753	27.869	773.622
EAC	255.527	10.922	266.450	130.905	397.355
Distribuidoras	5.462.443	279.673	5.742.116	804.055	6.546.171
Goiás	-	27	27	103	130
Pará I	-	39	39	202	241
Pará II	-	29	29	38	68
Tocantins I	-	152	152	219	371
Tocantins II	-	-	-	83	83
Amazonas	55.971	536	56.507	512	57.019
Amazonas II	40.886	-	40.886	3	40.889
Amapá	-	-	-	7	7
Paranaíba	-	-	-	16	16
LT Macapá	4.332	516	5.048	1.085	6.133
LT Taubaté	-	225	225	478	703
LT Xingu	3.011	680	3.691	1.026	4.717
E Maranhão	69.886	-	69.886	-	69.886
Transmissão	174.286	2.204	176.490	3.773	180.263
Geração Distribuída	-	91.386	91.386	-	91.386
ECOM	-	1.314	1.314	-	1.314
ESOL	-	16.503	16.503	-	16.503
(re) energisa	-	109.203	109.203	-	109.203
AGRIC	-	2.088	2.088	-	2.088
Lurean	-	41.992	41.992	-	41.992
ES Gás	-	132.266	132.266	-	132.266
Negócios de gás	-	176.346	176.346	-	176.346
Holdings e Outras empresas	-	79.415	79.415	-	79.415
Total	5.636.729	646.841	6.283.570	807.828	7.091.399

Valores após crédito de impostos e capitalização de despesas.

(1) Recursos oriundos de CDE, CCC, PFC e P&O/PE ou Participação Financeira de Clientes

Na tabela abaixo apresentamos os investimentos previstos para as distribuidoras de gás da Norgás, nas quais detemos participação minoritária. Os valores abaixo representam 100% dos investimentos previstos.

Investimentos Previstos 2025 (R\$ milhões)	Total
Algás	21.000
Copergás	95.000
Cegás	57.000
Potigás	24.000
Total Investidas Norgás	197.000

(i) fontes de financiamento dos investimentos

A Companhia financia seus projetos de investimento através de linhas de financiamento de bancos comerciais, do BNDES e/ou demais instrumentos de captação dos mercados de capitais. Os investimentos da Companhia e de suas controladas foram realizados com as fontes de financiamento descritas nos itens 2.1(d) e 2.1(f) deste Formulário de Referência. Para os investimentos a serem realizados no futuro, a Companhia pretende utilizar as fontes de financiamento descritas no item 2.1(e) deste Formulário de Referência.

(ii) desinvestimentos relevantes em andamento e desinvestimentos previstos

Não aplicável, tendo em vista que a Companhia não possui desinvestimentos em andamento ou previstos.

(b) desde que já divulgada, indicar a aquisição de plantas, equipamentos, patentes ou outros ativos que devam influenciar materialmente a capacidade produtiva da Companhia

No que diz respeito à transmissão de energia elétrica, 2024 foi um ano relevante para a ampliação da nossa atuação neste segmento que iniciamos em 2017. No início de 2024 completamos o empreendimento denominado Energisa Tocantins Transmissora I, cujo investimento foi de R\$ 756,2 milhões agregando 734 km de linhas de transmissão e 6 subestações com capacidade instalada de 850 MVA. Adicionalmente, em maio de 2024, entregamos mais um empreendimento denominado Energisa Tocantins Transmissora II, com antecipação de 5 meses em relação ao prazo regulatório estabelecido pela Aneel de 30 de setembro de 2024. Finalmente, adquirimos o lote 12 no leilão de 01/2024 realizado em 28 de março de 2024, empreendimento situado no Maranhão e Piauí, adquirido por R\$ 112.500.00,00 de receita anual permitida (RAP), com deságio de 29,99% com relação à RAP máxima e previsão de entrada em operação em junho de 2030. Além disso, energizamos a Energisa Amapá e mais uma etapa na Energisa Amazonas em 23 de dezembro de 2024. A Companhia atualmente com 13 concessões de transmissão em seu portfólio, das quais 9 operacionais e 3 linhas em construção totalizando uma Receita Anual Permitida de R\$ 921,6 milhões para o ciclo de 2024/2025 e R\$ 41,1 milhões em receitas de fibra ótica. Merece destaque a aquisição da Companhia de Gás do Espírito Santo – ES Gás em março de 2023, no leilão de privatização que foi formalizada por meio da celebração de um contrato de compra e venda com o Estado do Espírito Santo e a Vibra Energia, envolvendo o pagamento de R\$ 1,44 bilhão em 03 de julho de 2023.. A ES Gás detém a concessão para operar os serviços de distribuição de gás canalizado e atividades correlatas no Estado do Espírito Santo até 2045. A concessão atende a diversos mercados consumidores, entre eles, as indústrias, os comércios, as residências, os veículos e as termoeletricas. Isso inclui a utilização do gás como matéria-prima, para cogeração, para climatização e outros usos. Finalmente, em agosto de 2023, a Companhia adquiriu a AGRIC, empresa especializada em compostagem de resíduos orgânicos industriais, transformando-os em biofertilizantes que também atua na produção de biogás e biometano, oferecendo soluções sustentáveis para o setor industrial e agrícola. Destaca-se ainda que, em 06 de novembro de 2024, foi concluída a operação contemplando a aquisição, pela Infra Gás, de ações representativas de 51% do capital social total e votante da Norgás S.A. (“Norgás”), holding detentora das participações societárias em distribuidoras de gás natural localizadas nos estados de Alagoas, Rio Grande do Norte, Ceará, Pernambuco e Sergipe.

(c) novos produtos e serviços, indicando:

(i) descrição das pesquisas em andamento já divulgadas

Não aplicável, tendo em vista que não há pesquisas de novos produtos e serviços em andamento.

(ii) montantes totais gastos pela Companhia em pesquisas para desenvolvimento de novos produtos ou serviços

Em 2024, a Companhia havia investido R\$ 14,4 milhões em programas de pesquisa e desenvolvimento. **(iii) projetos em desenvolvimento já divulgados**

Não aplicável, tendo em vista que a Companhia não possui projetos em desenvolvimento.

(iv) montantes totais gastos pela Companhia no desenvolvimento de novos produtos ou serviços

Não aplicável, tendo em vista que não houve gastos pela Companhia no desenvolvimento de novos produtos ou serviços.

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

A aproximação com a sociedade local, por meio de ações culturais e de manifestação dos valores regionais, está entre os compromissos da Energisa. Assim, a Companhia investe em ações de incentivo à produção cultural e à preservação da memória em suas áreas de concessão, de forma a impulsionar a economia criativa onde atua. Em 2024, a Energisa s.a. destinou cerca R\$ 13,8 milhões para ações de impacto social nas frentes de educação, cultura, esporte, combate à fome e segurança alimentar, entre outras.

Eficiência energética

O projeto Nossa Energia é um conjunto de iniciativas para o combate ao desperdício de energia em comunidades de baixa renda, estimulando o consumo consciente. Incluem substituição de lâmpadas incandescentes e fluorescentes compactas por LED, substituição de refrigeradores obsoletos por equipamentos eficientes e realização de palestras sobre o uso racional da energia elétrica.

Iniciativas socioculturais

A Energisa já definiu seus compromissos dos próximos anos pautados pela agenda de desenvolvimento sustentável da ONU, com objetivos já definidos. Um dos pilares desses compromissos é apoiar as manifestações culturais de sua área de atuação. Assim, a Companhia busca incentivar a produção cultural e a preservação da memória nas suas concessões, impulsionando a economia criativa, além de mobilizar projetos e parcerias para contribuir com o desenvolvimento sustentável dos biomas mais frágeis

2.11 Comentar sobre outros fatores que influenciaram de maneira relevante o desempenho operacional e que não tenham sido identificados ou comentados nos demais itens desta seção.

Não aplicável para os exercícios 2024, 2023 e 2022.

Reapresentação de exercícios anteriores

A Administração da Companhia procedeu a correção e a reclassificação de determinados valores, com efeitos retroativos, que resultou na reapresentação dos balanços patrimoniais de 31 de dezembro de 2021 e 01 de janeiro de 2021, e das demonstrações da mutação do patrimônio líquido, do resultado, do resultado abrangente, do valor adicionado e dos fluxos de caixa do exercício findo em 31 de dezembro de 2021, originalmente emitidas em 16 de março de 2022, com base nas orientações emanadas pelo “CPC 23/IAS 8 – Políticas Contábeis, Mudança de Estimativa e Retificação de Erro”, conforme segue: correção do cálculo na apuração dos valores contábeis do fornecimento de energia não faturado realizado por suas controladas distribuidoras de energia elétrica; apuração do imposto de renda e contribuição social incidentes sobre os efeitos do assunto (a) acima; impactos na equivalência patrimonial/provisão para perdas em participações societárias decorrentes dos itens (a) e (b) acima; e reclassificação de aplicações financeiras no mercado de curto prazo e recursos vinculados, anteriormente classificadas no ativo não circulante para o ativo circulante, de forma a melhor refletir o prazo de realização das mesmas.

	Controladora					
Balanço patrimonial (R\$ mil)	Divulgado 2021	Ajustes	2021 (reapresentado)	Divulgado 2020	Ajustes	01/01/2021 (reapresentado)
Ativo						
Aplicações financeiras no mercado aberto e recursos vinculados (d)	1.842.464	1.091.703	2.934.167	315.399	479.903	795.302
Ativo circulante	2.045.112	1.091.703	3.136.815	600.765	479.903	1.080.668

Aplicações financeiras no mercado aberto e recursos vinculados (d)	2.823.496	(1.091.703)	1.731.793	2.320.928	(479.903)	1.841.025
Investimentos (a) (b) (c)	9.881.257	(377.640)	9.503.617	9.191.868	(175.659)	9.016.209
Ativo não circulante	16.107.508	(1.469.343)	14.638.165	13.154.996	(655.562)	12.499.434
Ativo Total	18.152.620	(377.640)	17.774.980	13.755.761	(175.659)	13.580.102
Passivo						
Provisão para perdas em participações societárias (c)	392.896	19.649	412.545	152.133	(5.048)	147.085
Total do não circulante	6.286.824	19.649	6.306.473	4.264.089	(5.048)	4.259.041
Lucros (prejuízos) acumulados (a) (b) (c)	-	(397.289)	(397.289)	-	(170.611)	(170.611)
Patrimônio Líquido (a) (b) (c)	8.434.440	(397.289)	8.037.151	6.648.737	(170.611)	6.478.126
Total do passivo e patrimônio líquido (a) (b) (c)	18.152.620	(377.640)	17.774.980	13.755.761	(175.659)	13.580.102

	Consolidado					
Balanço patrimonial (R\$ mil)	Divulgado 2021	Ajustes	2021 (reapresentado)	Divulgado 2020	Ajustes	01/01/2021 (reapresentado)
Ativo						

Aplicações financeiras no mercado aberto e recursos vinculados (d)	4.057.459	1.091.703	5.149.162	4.944.045	479.903	5.423.948
Clientes, consumidores, concessionárias e outros (a)	5.004.373	(637.739)	4.366.634	4.474.964	(278.852)	4.196.112
Tributos a recuperar (b)	1.229.269	127.335	1.356.604	674.326	58.896	733.222
Ativo circulante	15.527.778	581.299	16.109.077	13.594.051	259.947	13.853.998
Aplicações financeiras no mercado aberto e recursos vinculados (d)	1.185.892	(1.091.703)	94.189	617.236	(479.903)	137.333
Ativo não circulante	22.566.997	(1.091.703)	21.475.294	15.776.191	(479.903)	15.296.288
Ativo Total	54.768.404	(510.404)	54.258.000	45.562.807	(219.956)	45.342.851
Passivo						
Impostos e contribuições sociais (b)	934.900	(58.991)	875.909	812.733	(25.794)	786.939
Encargos setoriais (a)	329.102	(5.732)	323.370	203.865	(2.507)	201.358
Passivo circulante	12.716.103	(64.723)	12.651.380	12.401.270	(28.301)	12.372.969
Encargos setoriais (a)	129.878	-	129.878	262.551	-	262.551
Passivo não circulante	32.521.060	-	32.521.060	25.645.868	-	25.645.868

Lucros (prejuízos) acumulados (a) (b) (c)	-	(397.289)	(397.289)	-	(170.611)	(170.611)
Participação de acionistas não controladores	1.096.801	(48.392)	1.048.409	866.932	(21.044)	845.888
Total do Patrimônio Líquido (a) (b) (c)	9.531.241	(445.681)	9.085.560	7.515.669	(191.655)	7.324.014
Total do passivo e patrimônio líquido (a) (b) (c)	54.768.404	(510.404)	54.258.000	45.562.807	(219.956)	45.342.851

	Controladora		
Demonstração do Resultado do Exercício (R\$ mil)	Divulga do 2021	Ajustes	2021 (reapresentado)
Equivalência patrimonial (a) (b) (c)	2.719.917	(226.678)	2.493.239
Resultado antes das receitas e despesas financeiras líquidas (a)	2.707.772	(226.678)	2.481.094
Resultado antes dos tributos sobre o lucro (a)	2.930.028	(226.678)	2.703.350
Lucro líquido do exercício das operações continuadas (a) (b)	2.769.711	(226.678)	2.543.033
Lucro líquido do exercício das operações descontinuadas	48.467	-	48.467
Lucro líquido do exercício (a) (b) (c)	2.818.178	(226.678)	2.591.500
Lucro atribuível a:			
Acionistas da controladora (a) (b) (c)	2.818.178	(226.678)	2.591.500

Lucro líquido básico e diluído por ação ordinária e preferencial - R\$	1,55	(0,12)	1,43
Lucro básico e diluído por ação ordinária e preferencial das operações continuadas- R\$	1,55	(0,12)	1,43

	Consolidado		
Demonstração do Resultado Abrangente (R\$ mil)	Divulgado 2021	Ajustes	2021 (reapresentado)
Lucro líquido do exercício (a) (b) (c)	3.068.833	(254.026)	2.814.807
Total do resultado abrangente do exercício, líquido de impostos	3.197.632	(254.026)	2.943.606
Atribuível a:			
Acionistas controladores	2.946.977	(235.812)	2.711.165
Acionistas não controladores	250.655	(18.214)	232.441

	Controladora		
Demonstração das mutações do patrimônio líquido	Divulgado 2021	Ajustes	2021 (reapresentado)
Saldo inicial em 1º de janeiro de 2021 (a) (b) (c)	6.648.737	(170.611)	6.478.126
Lucro líquido do exercício (a) (b)	2.818.178	(226.678)	2.591.500
Total do patrimônio líquido (a) (b)	8.434.440	(397.288)	8.037.152

	Consolidado		
Demonstração do Resultado do Exercício (R\$ mil)	Divulgado 2021	Ajustes	2021 (Reapresentad o)
Receita operacional líquida (a)	26.797.969	(322.465)	26.475.504
Lucro bruto (a)	6.020.127	(322.465)	5.697.662
Resultado antes das receitas e despesas financeiras liquidas (a)	4.949.049	(322.465)	4.626.584
Resultado antes dos tributos sobre o lucro (a)	3.851.503	(322.465)	3.529.038
Imposto de renda e contribuição social corrente (b)	(684.665)	69.011	(615.654)
Imposto de renda e contribuição social diferido (b)	(146.472)	(572)	(147.044)
Lucro líquido do exercício das operações continuadas (a) (b)	3.020.366	(254.026)	2.766.340
Lucro líquido do exercício das operações descontinuadas	48.467	-	48.467
Lucro líquido do exercício (a) (b) (c)	3.068.833	(254.026)	2.814.807
Lucro atribuível a:			
Acionistas da controladora ((a) (b) (c)	2.818.178	(226.678)	2.591.500
Acionistas não controladores (a) (b) (c)	250.655	(27.348)	223.307
Lucro líquido básico e diluído por ação ordinária e preferencial - R\$	1,55	(0,12)	1,43
Lucro básico e diluído por ação ordinária e preferencial das operações continuadas- R\$	1,55	(0,12)	1,43

	Controladora		
Demonstração do Resultado Abrangente (R\$ mil)	Divulgado 2021	Ajustes	2021 (reapresentado)
Lucro líquido do exercício (a) (b) (c)	2.818.178	(226.678)	2.591.500
Total do resultado abrangente do exercício, líquido de impostos	2.937.843	(226.678)	2.711.165
Atribuível a:			
Acionistas controladores	2.937.843	(226.678)	2.711.165

	Consolidado		
Demonstração das mutações do patrimônio líquido	Divulgado 2021	Ajustes	2021 (reapresentado)
Saldo inicial em 1º de janeiro de 2021 (a) (b) (c)	7.515.669	(191.655)	7.324.014
Lucro líquido do exercício (a) (b) (c)	3.068.833	(254.026)	2.814.807
Total do patrimônio líquido (a) (b) (c)	9.531.241	(445.681)	9.085.560

	Controladora		

Demonstração do Valor Adicionado	Divulgado 2021	Ajustes	2021 (reapresentado)
Valor adicionado recebido em transferência			
Equivalência patrimonial (a) (b) (c)	2.719.917	(226.678)	2.493.239
Valor adicionado total a distribuir	3.432.566	(226.678)	3.205.888
Distribuição do valor adicionado:			
Lucros (prejuízos) do exercício (a) (b)	-	(226.678)	(226.678)

	Consolidado		
Demonstração do Valor Adicionado	Divulgado 2021	Ajustes	2021 (reapresentado)
Receitas de vendas de energia elétrica e serviços (a)	34.812.908	(358.887)	34.454.021
Valor adicionado bruto	17.102.021	(358.887)	16.743.134
Valor adicionado líquido	15.859.035	(358.887)	15.500.148
Valor adicionado recebido em transferência			
Valor adicionado total a distribuir	17.385.192	(358.887)	17.026.305
Distribuição do valor adicionado:			
Impostos, taxas e contribuições			
Federais (b)	2.439.757	(101.637)	2.338.120
Obrigações intrasetoriais (a)	1.950.972	(3.224)	1.947.748
Reservas de lucros (a) (b) C)	-	(254.026)	(254.026)

Lucro líquido do exercício das operações continuadas (a) (b) (c)	2.769.711	(226.678)	2.543.033
Equivalência patrimonial (c)	(2.719.917)	226.678	(2.493.239)

	Controladora		
Demonstração dos Fluxos de Caixa	Divulgado 2021	Ajustes	2021 (reapresentado)
Lucro líquido do exercício das operações continuadas (a) (b) (c)	2.769.711	(226.678)	2.543.033
Equivalência patrimonial (c)	(2.719.917)	226.678	(2.493.239)

	Consolidado		
Demonstração dos Fluxos de Caixa	Divulgado 2021	Ajustes	2021 (reapresentado)
Atividades Operacionais			
Lucro líquido do exercício das operações continuadas (a) (b) (c)	3.020.366	(254.026)	2.766.340
Lucro líquido do exercício das operações descontinuadas (a) (b) (c)	48.467	-	48.467
Imposto de renda e contribuição social corrente e diferido (b)	831.137	(68.439)	762.698

Variações nas contas do ativo circulante e não circulante			
Diminuição (aumento) de consumidores e concessionárias (a) balan	(921.064)	358.887	(562.177)
(Aumento) diminuição de tributos a recuperar (b)	(164.371)	(33.197)	(197.568)
Variações nas contas do passivo circulante e não circulante			
(Diminuição) aumento de outras contas a pagar (a)	269.695	(3.225)	266.470

3.1 Projeções divulgadas e premissas

As informações que a Companhia divulga nesta seção sob a forma de projeções visam a cumprir a regulamentação da CVM, notadamente o disposto na Resolução CVM nº 80/2022, salientando que as metas e os compromissos aqui divulgados não constituem nem visam a constituir promessa de desempenho. A Companhia esclarece que o efetivo cumprimento das metas e atingimento dos compromissos ora abordados está sujeito a diversas premissas e variáveis, dentre as quais condições do mercado, o desempenho econômico do País, o desenvolvimento das operações da Companhia, a capacidade de investimentos da Companhia e a sua capacidade de executar, de forma bem-sucedida, o plano de expansão, programas de universalização de energia elétrica e outras ações afirmativas voltadas ao atingimento de tais metas.

a. objeto da projeção

São objeto de divulgação sob a forma de projeção neste Formulário de Referência as seguintes informações:

(i) compromissos da administração em relação à sustentabilidade dos seus negócios, abordando aspectos ambientais, sociais e de governança (“ESG”), com foco na transição energética (“Compromissos ESG”);

(ii) estimativas de participação das demais linhas de negócios da Companhia (além da distribuição de energia elétrica) no EBITDA Consolidado; e

(iii) estimativa de investimentos da Companhia.

Com relação aos Compromissos ESG, a Companhia reforça que se tratam de metas estimadas pela Companhia com base em expectativas racionais que reforçam e norteiam o comprometimento da administração com a adoção de práticas sustentáveis, em especial na busca de inserção de fontes renováveis no Brasil, contribuindo para sustentabilidade e segurança energética.

Os Compromissos ESG ora apresentados como projeções têm por objeto:

(i) o número de unidades consumidoras em áreas remotas da concessão atingidas pela Companhia que receberão energia elétrica, limpa e acessível; e

(ii) a potência instalada em energia renovável.

Por sua vez, as estimativas referentes a participação das linhas de negócios no EBITDA Consolidado estão atreladas à elevação da participação das demais áreas de negócios da Companhia, para além da distribuição de energia elétrica.

Por fim, com relação à estimativa de investimentos da Companhia, esta está atrelada aos investimentos previstos para viabilizar tanto o crescimento orgânico dos segmentos atualmente explorados pela Companhia como potenciais aquisições e transações.

b. período projetado e o prazo de validade da projeção

As previsões aqui abordadas consideram o período até o encerramento do exercício social de 2026.

c. premissas da projeção, com a indicação de quais podem ser influenciadas pela administração da Companhia e quais escapam ao seu controle

A Companhia reforça que todos os compromissos e metas aqui descritos são apresentados com base em expectativas da administração, que não constituem nem visam a constituir promessa de desempenho, estando sujeitas a diversas variáveis e podendo ser alteradas, futuramente, em caso de verificação de novas premissas.

Com relação às premissas consideradas para a definição dos valores estimados pela administração, nota-se que o atingimento de todos os compromissos e metas aqui abordados estão sujeitos a determinadas premissas, como: (i) as condições de mercado; (ii) o desenvolvimento econômico do País; (iii) a continuidade dos contratos de concessão da Companhia atualmente em vigor; (iv) oportunidades de investimento e a capacidade de produção energética e investimentos da Companhia; e (v) a realização de novas operações e investimentos que ampliem o portfólio de projetos da Companhia e a sua eficiência energética.

Além das premissas acima, destaca-se abaixo também premissas adicionais atreladas especificamente com relação a cada uma das metas e compromissos ora apresentados como projeções:

a) Premissas aplicáveis aos Compromissos ESG:

As premissas utilizadas para a estimativa de novas unidades consumidoras alcançadas por energia elétrica limpa e acessível em áreas remotas da concessão consideram também a existência e a execução de programas de universalização do acesso a energia elétrica e a capacidade da Companhia de realizar os investimentos necessários à execução de tais programas, inclusive no tocante à expansão de linhas de transmissão. Para fins de esclarecimento, a estimativa ora abordada não considera o aumento do número absoluto de unidades consumidoras alcançadas pela Companhia em suas áreas de concessão, mas o alcance de unidades consumidoras dentro de áreas remotas de concessão que hoje encontram-se predominantemente fora da rede de energia, e que passarão a ser alcançadas, no âmbito de programas de universalização de acesso à energia, por energia limpa e renovável.

Por fim, as premissas utilizadas para as estimativas referentes à produção instalada em energia renovável refletem a percepção atualizada da administração da Companhia com relação à previsão de execução do plano de expansão e diversificação das fontes de energia por parte da Companhia, já considerando impactos macroeconômicos no mercado de energia renovável brasileiro, as condições atuais de oferta e preço no setor de energia, as condições para o desenvolvimento de usinas e parques de energia renovável.

b) Premissas aplicáveis para o aumento da participação das demais linhas de negócios no EBITDA Consolidado:

No que se refere ao aumento da participação das demais linhas de negócios da Companhia, além da distribuição de energia elétrica, no EBITDA Consolidado da Companhia, ressaltam-se ainda as seguintes premissas:

(i) crescimento da receita das demais linhas de negócios além do segmento de distribuição de energia elétrica;

(ii) ganho de alavancagem operacional decorrente do aumento da receita consolidada;

(iii) aumento da margem do demais segmentos de negócio com base em seus respectivos planos estratégicos com foco em expansão dos seus ativos atuais e futuros;

(iv) concretização da captura das sinergias decorrentes da complementariedade entre as linhas de negócios;

c) Premissas aplicáveis para a estimativa de investimentos a serem realizados pela Companhia:

As premissas utilizadas para a estimativa referente aos investimentos a serem realizados pela Companhia considera o histórico de investimentos e o crescimento orgânico dos segmentos nos quais a Companhia está presente atualmente, quais sejam distribuição, transmissão e geração, assim como potenciais aquisições e transações.

Com relação às principais premissas acima indicadas, a Companhia esclarece ainda que, estão sujeitas tanto a determinadas variáveis que dependem e podem ser influenciadas pela Companhia quanto a outras variáveis que não podem ser controladas pela administração da Companhia.

No que se refere a determinadas premissas consideradas que não podem ser diretamente influenciadas pela administração da Companhia, incluem-se, sem limitação, o desempenho econômico do País, tendo em vista as questões macroeconômicas inerentes a tais aspectos (notadamente quanto a questões fiscais, inflação e câmbio), questões logísticas, condições do mercado, em especial no tocante a oferta de energia e preços de venda atualmente praticados no setor, custos de matéria-prima, insumos e serviços para o desenvolvimento de energia renovável, e posicionamento da Companhia no setor, inclusive em demais segmentos além da distribuição de energia elétrica, e a continuidade das concessões ora exploradas, que, observado o disposto na lei e nos respectivos contratos de concessão, podem eventualmente ter suas condições modificadas pelo Poder Concedente.

Por outro lado, com relação às variáveis que podem ser influenciadas pela Companhia, destacam-se especialmente a gestão e o desenvolvimento das operações da Companhia, a adequada execução dos contratos de concessão, as definições orçamentárias e de execução do seu plano de expansão, inclusive com relação ao foco em expansão dos demais segmentos de negócio, inclusive potenciais aquisições e transações, e a sua capacidade de investir e executar, de forma bem-sucedida, o seu plano de negócios e ações afirmativas voltadas ao atingimento de tais metas, assim como aumentos de eficiência operacional que possam propiciar o crescimento de receitas e margens e a captura de sinergias decorrentes das demais linhas de negócios da Companhia.

d. valores dos indicadores que são objeto da previsão

i) Compromissos ESG:

Objeto	Unidade	Previsão até o período findo em 31 de dezembro de 2026
Energia elétrica, limpa e acessível a áreas remotas da concessão	nº de unidades consumidoras	55.000
Instalação de potência em energia renovável	GW	0,6

ii) Aumento da participação de demais linhas de negócios no EBITDA Consolidado:

Objeto	Unidade	Previsão até o período findo em 31 de dezembro de 2026
Participação de demais linhas de negócios da Companhia, além da distribuição de energia elétrica, no EBITDA Consolidado	% do EBITDA Consolidado	Até 25

iii) Estimativa de investimentos:

Objeto	Unidade	Previsão até o período findo em 31 de dezembro de 2026
Estimativa de Investimentos	R\$ bilhões	24,0

3.2 - Acompanhamento das projeções

a. informar quais estão sendo substituídas por novas projeções incluídas neste Formulário e quais delas estão sendo repetidas no formulário

A Companhia esclarece que, nos termos de Fato Relevante divulgado em 12 de maio de 2023, a Companhia reapresentou este Formulário de Referência para refletir a atualização do compromisso referente à potência instalada em energia renovável, com a redução dos números projetados a esse respeito até 2026 (1,7 GW para 0,6 GW).

A redução da meta constante da projeção de potência instalada se deu, principalmente, em razão das condições de preços no mercado de energia elétrica, condições macroeconômicas e do aumento dos custos associados a instalação de novas unidades.

Além disso, em 31 de dezembro de 2024, conforme divulgado nas Demonstrações Financeiras Padronizadas, foi concretizado o compromisso “Descomissionamento e desativação de unidades termelétricas (UTE)”, cujo objetivo era atingir 171,7 MW até 2026. No entanto, antecipamos essa meta, alcançando 195 MW já em 2024. Diante disso, esse compromisso será excluído do Formulário de Referência de 2025.

Diante do exposto, nos termos do item 3.1 deste Formulário de Referência, a Companhia passa a considerar, sob a forma de projeção, as seguintes informações:

(i) compromissos da administração em relação à sustentabilidade dos seus negócios, abordando aspectos ambientais, sociais e de governança (“ESG”), com foco na transição energética (“Compromissos ESG”), tendo por objeto: (1) o número de unidades consumidoras em áreas remotas da concessão atingidas pela Companhia que receberão energia elétrica, limpa e acessível; e (2) a potência instalada em energia renovável;

(ii) estimativas de participação das demais linhas de negócios da Companhia (além da distribuição de energia elétrica) no EBITDA Ajustado Covenants Consolidado; e

(iii) estimativa de investimentos da Companhia.

Todos os compromissos e estimativas acima têm como prazo o ano de 2026.

b. quanto às projeções relativas a períodos já transcorridos, comparadas aos dados projetados com o efetivo desempenho dos indicadores, indicando com clareza as razões que levaram a desvios nas projeções

Não aplicável, considerando que os compromissos e estimativas divulgados pela Companhia sob a forma de projeções, nos termos do item 3.1 deste Formulário de Referência, têm como prazo o ano de 2026.

c. quanto às projeções relativas a períodos ainda em curso, informar se as projeções permanecem válidas na data de entrega do formulário e, quando for o caso, explicar por que elas não foram abandonadas ou substituídas.

Os compromissos e estimativas divulgados pela Companhia sob a forma de projeções, nos termos do item 3.1 deste Formulário de Referência, que têm como prazo o ano de 2026, permanecem válidos

na data deste Formulário de Referência.

4.1 Descrição dos fatores de risco

O investimento em ações da Companhia envolve a exposição a determinados riscos, conhecidos ou não. Os potenciais investidores devem ler cuidadosamente todas as informações contidas neste Formulário de Referência, incluindo os riscos descritos abaixo, bem como as demonstrações financeiras da Companhia e respectivas notas explicativas, antes de tomar uma decisão de investimento com relação às ações de emissão da Companhia. Os negócios, a situação financeira, os resultados operacionais, os fluxos de caixa, a liquidez, a reputação e/ou os negócios futuros da Companhia poderão ser afetados de maneira adversa por qualquer um dos fatores de risco descritos a seguir, pelas informações descritas nos documentos mencionados acima, entre outros. O preço de mercado das ações de emissão da Companhia pode sofrer uma queda devido à ocorrência de qualquer um desses e/ou de outros fatores de risco, hipóteses em que os potenciais investidores poderão perder parte substancial ou até mesmo a totalidade de seu investimento nos valores mobiliários de emissão da Companhia. Os riscos descritos abaixo são, na data deste Formulário de Referência, aqueles que a Companhia conhece e que acredita que podem afetá-la significativamente de maneira adversa. Apesar disso, riscos e incertezas adicionais atualmente desconhecidos, ou aqueles que a Companhia considera, na data deste Formulário de Referência, irrelevantes, também podem afetar de maneira significativamente adversa os negócios, a situação financeira, os resultados operacionais, os fluxos de caixa, a liquidez, a reputação e/ou os negócios futuros da Companhia e/ou o preço das ações de sua emissão.

Para os fins desta seção “4. Fatores de Risco”, exceto se expressamente indicado de maneira diversa ou se o contexto assim o exigir, a declaração pela Companhia de que um risco, incerteza ou problema poderá causar, ter, poderia causar, causará ou terá um “efeito adverso” ou um “efeito negativo” para a Companhia, ou que “afetará adversamente” a Companhia, ou expressões similares, significa que tal risco, incerteza ou problema poderá, poderia ou causará um efeito negativo sobre os negócios, a situação financeira, os resultados operacionais, os fluxos de caixa, a liquidez, a reputação e/ou os negócios futuros da Companhia e das suas controladas, direta ou indiretamente, coligadas e controlada em comum, e/ou sobre o preço, liquidez e volume de negociação das ações de emissão da Companhia. O potencial investidor deve interpretar com significado similar e nesse contexto as expressões semelhantes nesta seção “4. Fatores de Risco”.

Os fatores de risco apresentados nesta seção “4. Fatores de Risco” encontram-se organizados em ordem decrescente de relevância (ou seja, do mais relevante para o menos relevante), considerando cada um de seus itens. Não obstante a subdivisão desta seção “4. Fatores de Risco”, determinados fatores de risco que estejam em um subitem podem também se aplicar a outros subitens.

(a) Companhia

A Companhia é preponderantemente uma holding e, consequentemente, seu resultado financeiro depende primordialmente dos negócios, situação financeira e resultados operacionais das sociedades controladas direta ou indiretamente. A redução dessa principal fonte de receitas pode afetar adversamente o seu resultado financeiro.

A Companhia é preponderantemente uma sociedade de participação (holding), a qual tem como subsidiárias mais relevantes concessionárias de distribuição de energia elétrica. A principal fonte de receita da Companhia provém de suas distribuidoras. Consequentemente, o resultado financeiro da Companhia depende dos negócios, situação financeira e dos resultados operacionais das demais sociedades por ela controladas direta ou indiretamente. Adicionalmente, determinados contratos de dívida das sociedades controladas pela Companhia possuem restrições a distribuições de dividendos

e juros sobre capital próprio. A redução da capacidade de geração de resultados e fluxo de caixa das Distribuidoras poderá provocar a redução dos dividendos e juros sobre capital pagos à Companhia, o que pode impactar de forma relevante os negócios, resultados, condição financeira da Companhia.

Ainda, a isenção de imposto de renda sobre a distribuição de dividendos e a tributação atualmente incidente sob o pagamento de juros sobre capital próprio prevista na legislação atual poderá ser revista e tanto os dividendos recebidos, quanto os distribuídos poderão passar a ser tributados e/ou, no caso dos juros sobre capital próprio, ter sua tributação majorada no futuro, impactando o valor líquido a ser recebido pela Companhia a título de participação nos resultados de suas controladas.

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

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

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

O aumento da alavancagem financeira da Companhia ainda pode: (i) implicar uso de uma parcela maior dos seus recursos para efetuar o pagamento de suas dívidas, com a consequente redução do caixa disponível para financiar as atividades e os investimentos da Companhia; (ii) limitar a sua flexibilidade no planejamento ou na reação a mudanças em seu negócio; (iii) limitar a sua capacidade de captar novos recursos no futuro ou aumentar o custo de seu capital; (iv) posicionar a Companhia em desvantagem competitiva em relação aos seus concorrentes que possuam menor nível de endividamento, afetando adversamente os negócios e resultados operacionais da Companhia.

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

A Companhia poderá ter dificuldades em integrar ou administrar novas construções ou ampliações de instalações e equipamentos de distribuição, transmissão e geração ou desenvolver novas instalações ou operações de empresas adquiridas, o que pode afetar negativamente seus negócios, condição financeira e resultados operacionais.

Como parte de sua estratégia de negócios, a Companhia busca expandir as suas operações por meio da expansão das instalações existentes, construção de novas instalações ou aquisição de outras distribuidoras, transmissoras e/ou geradoras de energia elétrica. Tais operações envolvem riscos operacionais e financeiros, que incluem:

- dificuldade ou incapacidade de integrar de forma eficiente em sua organização novas construções ou instalações ou determinado negócio adquirido e de gerir satisfatoriamente tal negócio ou a sociedade que resultar dessas aquisições;
- potenciais contingências, conhecidas ou não, e reivindicações legais feitas ao negócio adquirido;
- incapacidade de obter alvarás, licenças e aprovações da ANEEL, do Conselho Administrativo de Defesa Econômica - CADE e/ou de terceiros, tais como credores e sócios;
- a demanda de capital e investimento para tais operações pode gerar eventuais prejuízos ou um fluxo de caixa negativo e a Companhia pode não obter benefícios previstos nessas eventuais e futuras operações;
- problemas de engenharia ou ambientais não previstos;
- indisponibilidade de equipamentos;
- interrupções de fornecimento;
- greves, paralisações e manifestações trabalhistas;
- protestos e manifestações sociais;
- interferências climáticas ou hidrológicas;
- aumento nas perdas de energia elétrica, incluindo perdas técnicas e comerciais;
- atrasos operacionais e de construção, ou custos superiores ao previsto; ou
- indisponibilidade de financiamento em termos comercialmente razoáveis.

Se a Companhia se deparar com qualquer desses ou outros riscos, poderá não ser capaz de distribuir, transmitir e gerar energia elétrica em quantidades compatíveis com seus planos de negócios, ou ser responsabilizada por contingências futuras, o que pode vir a afetar de maneira adversa sua situação financeira e seus resultados operacionais.

A aquisição de outros ativos no setor elétrico, como já feito no passado, poderia aumentar a alavancagem e afetar adversamente a performance consolidada da Companhia.

Regularmente o Grupo Energisa analisa oportunidades para adquirir ativos no setor elétrico brasileiro. A aquisição de outras empresas/ativos de energia elétrica poderá aumentar a alavancagem ou reduzir o lucro da Companhia. Além disso, a Companhia pode não ser capaz de integrar as atividades dos ativos a serem adquiridos visando obter economias de escala e ganhos de eficiência nos prazos esperados que sempre norteiam essas aquisições. O insucesso de quaisquer destas medidas pode afetar de maneira adversa a situação financeira e o resultado das operações. Dentre os principais riscos, destaca-se:

- desalinhamento e dificuldade de execução da estratégia após a transação;
- dificuldades de integração das operações e sistemas, incluindo propriedade intelectual e comunicações;
- desafios na obtenção das licenças necessárias e autorizações regulatórias, consentimentos ou aprovações de terceiros;
- custos e despesas imprevistos ou atrasos associados a transação;

- desafios em manter clientes e fornecedores já existentes;
- quedas de desempenho como resultado do desvio da atenção da administração causado pela execução do processo de combinação;
- a possibilidade de suposições incorretas subjacentes às expectativas em relação ao processo de integração;
- o gerenciamento de custos ou ineficiências tributárias associadas à integração das nossas operações;
- e percepção negativa dos mercados financeiros e agências de rating dos negócios e operações da Companhia combinada; e
- materialização de passivos, conhecidos ou não, incluindo decisões desfavoráveis em processos administrativos e/ou judiciais.

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

Como parte de sua estratégia de negócios, a Companhia pretende: (i) manter o foco em eficiência operacional e financeira, observando a gestão de longo prazo; (ii) continuar o processo de consolidação da integração das Distribuidoras; (iii) buscar continuamente oportunidades de crescimento que sejam rentáveis; e (iv) manter uma política de pagamento de dividendos atraente e condizente com necessidade de capital das controladas da Companhia.

A capacidade da Companhia de implementar a sua estratégia de negócio depende de uma série de fatores, incluindo a habilidade de: (i) estabelecer posições de compra e venda vantajosas; (ii) disciplina financeira; (iii) maximização da eficiência da carteira de clientes; (iv) aumento da carteira de clientes livres; (v) eficiência operacional; e (vi) cumprimento de seus compromissos regulatórios.

A Companhia não pode garantir que quaisquer desses objetivos ou outros objetivos essenciais ao plano de negócios serão integralmente realizados. Caso a Companhia não seja bem-sucedida em concretizar sua estratégia, sua condição financeira e seus resultados operacionais poderão ser adversamente afetados.

A Companhia pode não conseguir cumprir com as metas estabelecidas no item 3 deste Formulário de Referência.

A Companhia divulga no item 3 deste Formulário de Referência determinadas metas e compromissos relacionados com (i) a sustentabilidade dos seus negócios, abordando aspectos ambientais, sociais e de governança, com foco na transição energética; (ii) estimativas de participação das demais linhas de negócios da Companhia (além da distribuição de energia elétrica) no EBITDA Ajustado Covenants Consolidado; e (iii) estimativas de investimentos da Companhia.

A capacidade da Companhia de atingir as metas e cumprir os compromissos lá estabelecidos depende de uma série de fatores e está sujeita a determinadas premissas, dentre elas: (i) as condições de mercado; (ii) o desenvolvimento econômico do País; (iii) a continuidade dos contratos de concessão da Companhia atualmente em vigor; (iv) oportunidades de investimento e a capacidade de produção energética e investimentos da Companhia; e (v) a realização de novas operações e investimentos que ampliem o portfólio de projetos da Companhia e a sua eficiência energética.

A Companhia não pode garantir que quaisquer dessas premissas permanecerão verdadeiras ou que conseguirá cumprir as metas e os compromissos assumidos. Caso a Companhia não seja bem-sucedida no cumprimento de tais metas e compromissos, sua condição financeira e seus resultados operacionais poderão ser adversamente afetados.

Os contratos financeiros da Companhia e de suas controladas possuem obrigações específicas, dentre as quais restrições contratuais à capacidade de endividamento consolidada da Companhia. Qualquer inadimplemento em decorrência da inobservância dessas obrigações pode afetar adversamente e de forma relevante a Companhia.

A Companhia e suas controladas estão sujeitas a certas cláusulas e condições dos contratos de empréstimos e financiamentos existentes que restringem sua autonomia e capacidade de contrair novos empréstimos, dentre outras obrigações. Na hipótese de descumprimento de qualquer disposição dos respectivos contratos, tornar-se-ão exigíveis os valores vincendos (principal, juros e multa) objeto dos referidos contratos, além de desencadear o vencimento antecipado cruzado e/ou o inadimplemento cruzado ("cross default" e "cross acceleration") de outras obrigações da Companhia e/ou de suas controladas, conforme o caso, nos termos das cláusulas presentes em diversos contratos de empréstimos e financiamento existentes. Caso as obrigações da Companhia sejam vencidas antecipadamente, a Companhia poderá ser obrigada a realizar o pagamento integral da dívida vencida, o que poderá causar um impacto adverso relevante na capacidade financeira da Companhia. No caso de vencimento antecipado dos contratos financeiros, a Companhia poderá não ser capaz de realizar o pagamento integral da dívida vencida, o que poderá ter um impacto adverso relevante nos negócios e na situação financeira consolidada da Companhia. Caso as garantias outorgadas pela Companhia no âmbito de tais endividamentos sejam executadas, em virtude do vencimento antecipado de dívidas ou da insuficiência de recursos para seu integral pagamento no vencimento, os negócios e a condição financeira da Companhia poderão sofrer um efeito adverso relevante. Caso a Companhia não cumpra com os índices financeiros previstos nos contratos financeiros, poderá ser configurado o inadimplemento da Companhia e/ou de suas controladas nos referidos contratos, o que poderá resultar no vencimento antecipado de tais dívidas, causando um impacto adverso relevante para a Companhia.

Adicionalmente: (i) uma parcela significativa das receitas das Distribuidoras foi empenhada ou onerada para garantir determinadas obrigações regulatórias ou com credores; e (ii) algumas controladas da Companhia cederam uma parcela substancial de seus recebíveis futuros em uma operação de securitização. Caso haja descumprimento de obrigações pelas distribuidoras ou por qualquer controlada da Companhia, e os respectivos credores decidam executar os seus direitos em relação a qualquer uma dessas garantias ou créditos, a receita ou os recebíveis objeto da garantia se tornarão indisponíveis para o pagamento de outras obrigações comerciais e financeiras pela Companhia, o que pode causar um impacto adverso relevante. Para mais informações sobre os recebíveis onerados, vide item 2.1(f) deste Formulário de Referência.

A existência de limitações sobre o endividamento da Companhia poderá dificultar a celebração de novos contratos para financiamento de suas operações ou para refinanciamento de suas obrigações existentes, o que poderá afetar adversamente os negócios, resultados operacionais e situação financeira da Companhia. Caso a Companhia precise incorrer em novo endividamento em razão de sua estratégia de expansão ou por quaisquer outras necessidades de capital, a Companhia poderá ter dificuldade de contratá-lo em virtude dessas restrições ou poderá ser obrigada a pagar antecipadamente o endividamento a respeito do qual as restrições serão aplicadas, o que poderá afetar negativamente o fluxo de caixa e os resultados operacionais, o que poderá gerar um efeito adverso nos seus negócios, resultados operacionais e a cotação de mercado das ações de sua emissão.

A Companhia não pode garantir o pagamento de dividendos ou juros sobre o capital próprio aos seus acionistas no futuro.

Pelo fato de ser sociedade de participação (holding) cuja principal fonte de receita provém dos resultados da distribuição de dividendos ou juros sobre capital próprio por suas controladas, a Companhia depende de dividendos ou outras distribuições das controladas para poder, por sua vez,

distribuir dividendos ou juros sobre o capital próprio aos seus acionistas. Os dividendos que as subsidiárias da Companhia podem distribuir dependem diretamente da capacidade das controladas de gerar lucros suficientes em determinado exercício social.

Destacamos que o pagamento de dividendos pela Companhia é limitado pela Resolução Normativa ANEEL nº 948, de 16 de novembro de 2021, que estabeleceu, em seu Módulo VIII, que na ocorrência de descumprimento do (i) Critério de Eficiência com relação à continuidade do serviço, caracterizado pela violação do limite anual global do indicador Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora – DEC ou do indicador Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora – FEC, por dois anos consecutivos ou por três anos num período de cinco anos; ou do (ii) critério de eficiência com relação à gestão econômico-financeira por 1 ano, a concessionária fica proibida de realizar a distribuição de dividendos ou pagamentos de juros sobre o capital próprio, quando esses valores, isoladamente ou em conjunto, superarem 25% do lucro líquido com os acréscimos e diminuições previstos nos artigos 193 e 195 da Lei nº 6.404, de 15 de dezembro de 1976.

A decisão da Companhia de distribuir os dividendos dependerá, entre outros fatores, de sua capacidade de gerar lucros, rentabilidade, situação financeira, planos de investimento, limitações contratuais e restrições impostas pela legislação aplicável. Além disso, o lucro líquido pode ser capitalizado, utilizado para compensar prejuízo ou retido nos termos previstos na Lei nº 6.404/76 e pode não ser disponibilizado para o pagamento de dividendos ou juros sobre o capital próprio. A Lei nº 6.404/76 ainda permite que uma companhia aberta suspenda a distribuição obrigatória de dividendos em determinado exercício social, caso o Conselho de Administração informe à assembleia geral ordinária que a distribuição seria incompatível com sua situação financeira. Caso qualquer desses eventos ocorra, os titulares das ações ordinárias de emissão da Companhia podem não receber dividendos ou juros sobre o capital próprio.

Adicionalmente, a isenção de imposto de renda sobre a distribuição de dividendos e a tributação atualmente incidente sob o pagamento de juros sobre capital próprio prevista na legislação atual poderá ser revista e tanto os dividendos recebidos, quanto os distribuídos poderão passar a ser tributados e/ou, no caso dos juros sobre capital próprio, ter sua tributação majorada no futuro, impactando tanto o valor líquido a ser recebido pela Companhia a título de participação nos resultados de suas controladas, como pelos acionistas a título de participação nos resultados da Companhia.

O crescimento da Companhia depende de sua capacidade de atrair e conservar pessoal técnico e administrativo altamente habilitado.

A Companhia depende altamente dos serviços de pessoal técnico e daqueles prestados por membros da sua administração, tanto na execução de sua atividade de desenvolvimento e implantação de projetos, quanto na operação dos ativos existentes. Se a Companhia perder integrantes desse quadro de pessoal, terá de atrair pessoal qualificado e/ou treinar pessoal adicional para sua área técnica e sua administração, o qual pode não estar disponível no momento de sua necessidade ou, se disponível, pode ter um custo elevado para a Companhia. Pessoal técnico vem sendo muito demandado e a Companhia concorre por esse tipo de mão-de-obra em um mercado global desses serviços. Oportunidades atraentes no Brasil e em outros países poderão afetar a capacidade da Companhia de contratar ou de manter os talentos que precisa reter. Se a Companhia não conseguir atrair e manter o pessoal essencial de que precisa para manutenção e expansão de suas operações, poderá ser incapaz de administrar seus negócios de modo eficiente, o que pode ter um efeito adverso sobre a Companhia.

A Companhia pode precisar de capital adicional no futuro para implementar sua estratégia de negócios, e poderá optar por obtê-lo por meio da emissão de valores mobiliários, o que poderá

resultar em uma diluição da participação do investidor nas ações da Companhia.

A Companhia pode precisar de recursos adicionais no futuro para implementar sua estratégia de negócios e pode optar por obtê-los por meio de ofertas públicas ou privadas de ações da Companhia ou valores mobiliários lastreados, conversíveis, permutáveis ou que, por qualquer forma, confiram um direito de subscrever ou receber units ou ações da Companhia. Qualquer captação de recursos por meio de ofertas públicas ou privadas de ações da Companhia ou valores mobiliários lastreados, conversíveis, permutáveis ou que, por qualquer forma, confiram um direito de subscrever ou receber units ou ações da Companhia pode ser realizada com exclusão do direito de preferência dos então acionistas da Companhia e/ou alterar o valor das ações da Companhia, o que pode resultar na diluição da participação dos investidores e afetar o preço das ações e/ou units da Companhia.

Falhas nos sistemas, políticas e procedimentos de gestão de riscos, controles internos e compliance da Companhia poderão expor a Companhia a riscos inesperados ou imprevistos, o que poderia afetar adversamente seus negócios e reputação.

As políticas e procedimentos da Companhia, assim como as estruturas de gerenciamento de riscos, controles internos e compliance para identificar, monitorar e gerenciar riscos, podem não ser suficientes para a verificação de possíveis violações. A falha ou a ineficácia nos controles internos da Companhia poderá ter um efeito adverso significativo em seus negócios. Muitos dos métodos de gerenciamento de riscos adotados pela Companhia são baseados no histórico do comportamento de mercado ou em estatísticas derivadas de modelos históricos e podem não prever exposições futuras, as quais poderão ser significativamente maiores do que aquelas indicadas pelas medidas históricas. 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 podem não ser precisos, completos, atualizados ou adequadamente avaliados. As informações em que a Companhia se baseia, ou com que alimenta ou mantém modelos históricos e estatísticos podem ser incompletas ou incorretas, o que poderá gerar um efeito adverso relevante sobre os negócios da Companhia.

A comunicação de deficiências nos controles internos da Companhia, feita pelos auditores independentes, quando aplicável, estão apresentadas no item 5.2 deste Formulário de Referência.

Se a Companhia não for capaz de manter os processos de governança, gestão de riscos e compliance operando de maneira efetiva, agravará o risco de não (a) ser capaz de elaborar suas demonstrações e informações financeiras adequadamente, (b) reportar seus resultados de maneira precisa, (c) prevenir a ocorrência de fraudes e/ou a ocorrência de outros desvios. Dessa forma, a falha e/ou a ineficácia nos controles internos da Companhia poderão ter um efeito adverso significativo em seus negócios.

A Companhia pode não ser capaz de identificar, monitorar ou evitar que membros de sua administração, empregados e/ou terceiros, agindo em seu nome, interesse ou benefício, atuem em situações contrárias à legislação aplicável e regulamentações aplicáveis, bem como aos padrões éticos mínimos, incluindo atos que se qualificam como corrupção, lavagem de dinheiro e outras condutas similares no Brasil ou em outras jurisdições, o que pode expor a Companhia, os membros de sua administração e empregados a sanções judiciais e administrativas, impactando de maneira adversa a reputação, situação financeira, resultados operacionais e negócios da Companhia.

A Companhia está sujeita às leis brasileiras anticorrupção – incluindo, por exemplo, a Lei n.º 12.846/2013, regulamentada pelo Decreto n.º 11.129/2022 (“Lei Anticorrupção”), à Lei n.º 8.429/1992, alterada pela Lei n.º 14.230/2021 (“Lei de Improbidade Administrativa”), às Leis n.º 8.666/1993 e n.º 14.133/2021 (“Leis de Licitações”) e à Lei n.º 9.613/1998 (“Lei de Prevenção à Lavagem de

Dinheiro”), bem como a outras normas, leis e regulações que preveem mínimos padrões éticos e de conduta, como as relativas a concorrência.

Os processos de compliance e de controles internos atualmente existentes na Companhia podem não ser suficientes para prevenir ou detectar todas as práticas inapropriadas, fraudes ou violações às leis aplicáveis à Companhia ou leis similares por qualquer pessoa, empregados ou administradores.

O judiciário brasileiro e as agências regulatórias têm poder e autoridade para impor multas e outras penalidades à Companhia caso os atos praticados, inadvertida ou voluntariamente, pelos membros da administração, empregados e/ou terceiros agindo em nome, interesse ou benefício, exclusivo ou não, da Companhia pelos atos lesivos previstos na legislação brasileira. A Lei Anticorrupção, por exemplo, impõe responsabilidade objetiva às empresas, no âmbito cível e administrativo, por atos lesivos à administração pública praticados em seu nome, interesse ou benefício, exclusivo ou não, podendo resultar, por exemplo, nas seguintes sanções: (i) multa no valor de até 20% (vinte por cento) do faturamento bruto do exercício anterior ao da instauração do processo administrativo, (ii) publicação extraordinária de sentença condenatória, (iii) obrigação de reparação de danos causados, (iv) perdimento de bens, direitos e valores ilicitamente obtidos, suspensão ou interdição parcial de atividades, e/ou (vi) proibição para receber benefícios ou incentivos fiscais ou creditícios ou empréstimos de órgãos ou entidades públicas e de instituições financeiras públicas ou controladas pelo poder público, entre outras que, se aplicadas, podem afetar material e adversamente resultados da Companhia.

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 Lei Anticorrupção cometidas por suas sociedades controladas, controladoras, coligadas, ou, no âmbito do respectivo contrato, por suas consorciadas, que poderiam afetar material e adversamente a reputação, negócios, condições e resultados operacionais da Companhia.

Além disso, a Companhia pode não ser capaz de assegurar que todos os seus administradores, empregados, representantes, fornecedores ou quaisquer outros terceiros agindo em seu nome, interesse ou benefício atuem em estrito cumprimento às políticas internas, leis e regulamentos aplicáveis à Companhia, conforme indicados acima. Ademais, falhas em seus procedimentos de auditoria de terceiros (clientes ou fornecedores) podem levar a Companhia a contratar com terceiros inidôneos, ocasião em que a Companhia poderá vir a ser solidariamente responsabilizada pelo pagamento de multa e reparação integral do dano causado em razão de práticas contrárias às leis brasileiras anticorrupção.

A existência de investigações, inquéritos ou processos de natureza administrativa e/ou judicial, nas esferas administrativa, cível e/ou penal, relacionados a atos que violem as leis aplicáveis praticados por tais pessoas contra a administração pública do Brasil ou do exterior, em nome, interesse ou benefício da Companhia podem resultar em (i) multas e indenizações nas esferas administrativa, civil e penal; (ii) perda de licenças operacionais; (iii) proibição ou suspensão de atividades; (iv) invalidade (nulidade ou anulabilidade) ou vencimento antecipado de contratos; (v) perda de direitos de contratar com a administração pública (inclusive de participar de leilões referentes a concessões públicas), de receber incentivos ou benefícios fiscais ou quaisquer financiamentos e recursos da administração pública; entre outras sanções e consequências. Também pode ser solidariamente responsável pelo pagamento de multas e indenizações decorrentes de condutas contrárias às Leis Anticorrupção cometidas por suas controladoras, controladas, coligadas ou, nos termos do respectivo contrato, empresas consorciadas, o que poderia afetar de forma relevante e adversa sua reputação, negócios, condição financeira e resultados operacionais, bem como impactar negativamente o preço de mercado de seus títulos.

A reputação da Companhia também pode ser impactada indiretamente por ações ilegais ou ilícitas praticadas por terceiros, como parceiros de negócios. 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 suas ações ordinárias.

Decisões judiciais contrárias à terceirização de algumas das atividades atualmente desempenhadas por prestadores de serviços da Companhia poderão causar um efeito adverso. O pagamento de multas e verbas, assim como a eventual responsabilização solidária ou subsidiária decorrentes de tais decisões judiciais poderá nos afetar adversamente.

No curso normal dos negócios, a Companhia e suas controladas contratam serviços terceirizados para a execução de certas atividades. Caso as empresas fornecedoras do serviço de terceirização contratadas pela Companhia ou por suas controladas não cumpram com quaisquer de suas obrigações trabalhistas, previdenciárias e/ou fiscais, a Companhia e suas controladas poderão ser condenadas judicialmente a arcar com tais obrigações de forma subsidiária.

Adicionalmente, a Companhia pode ser considerada solidariamente responsável por obrigações trabalhistas e previdenciárias, não devidamente quitadas por seus prestadores de serviços terceirizados, caso esses prestadores de serviços sejam considerados seus empregados e/ou de suas controladas para fins da legislação trabalhista aplicável, o que pode afetar adversamente os seus negócios, resultados operacionais e financeiros, bem como seus fluxos de caixa.

Além disso, a Companhia também pode estar sujeita à responsabilização por lesões corporais ou morte de colaboradores terceiros dentro de suas instalações, o que pode afetar material e adversamente sua reputação e seus negócios.

Caso os entendimentos do STF e do TST se alterem, ou mesmo caso sobrevenha nova lei proibindo a terceirização, a Companhia e suas controladas poderão ser obrigadas adotar medidas alternativas e/ou a substituir os terceirizados por empregados, em determinadas atividades, o que poderá acarretar custos significativos que podem afetar adversamente os resultados operacionais e/ou a condição financeira da Companhia.

A Companhia está sujeita a riscos associados ao não cumprimento da Lei Geral de Proteção de Dados e pode ser afetada adversamente pela aplicação de multas e outros tipos de sanções.

No ano de 2018, foi sancionada a Lei Geral de Proteção de Dados (Lei nº 13.709/2018 – (“LGPD”), que entrou em vigor no dia 18 de setembro de 2020, exceto quanto às disposições relacionadas às sanções administrativas (art. 52, 53 e 54), as quais entrarão em vigor em 1º de agosto de 2021, nos termos da Lei nº 14.010/2020.

A LGPD estabelece 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 para justificar o tratamento de dados pessoais, os requisitos para obtenção de consentimento, as obrigações e requisitos relativos a incidentes de segurança e vazamentos e a transferências de dados, incluindo transferências internacionais, bem como a autorização para a criação da Autoridade Nacional de Proteção de Dados (“ANPD”). A ANPD tem assegurada sua autonomia técnica, embora esteja temporariamente subordinada à Presidência da República. A competência da ANPD prevalece sobre qualquer autoridade relacionada de outras entidades públicas no que diz respeito à proteção de dados pessoais.

A Companhia e suas controladas coletam, utilizam, processam, armazenam e gerenciam dados pessoais no curso normal de seus negócios. Tais dados pessoais podem ser tratados em desacordo com a legislação e estão sujeitos a incidentes de segurança, incluindo sequestro ou vazamentos. A

Companhia deve providenciar um ambiente seguro para os titulares de dados. O investimento para manutenção das condições técnicas e administrativas para a segurança da informação e proteção de dados pessoais na Companhia é necessário, inclusive para a sustentação de sua estrutura de governança corporativa de proteção de dados pessoais, o que faz com que a Companhia incorra em custos. Caso a operação de tratamento de dados pessoais da Companhia não esteja em conformidade com a LGPD, a Companhia estará sujeita a sanções administrativas de forma isolada ou cumulativa, incluindo advertência, publicização da conduta infratora, bloqueio temporário e/ou eliminação de dados pessoais e multa de até 2% do faturamento da empresa, grupo ou conglomerado no Brasil no seu último exercício social, excluídos os tributos, até o montante global de R\$50.000.000,00 por infração, suspensão parcial do funcionamento do banco de dados, suspensão do exercício da atividade de tratamento de dados pessoais a que se refere a infração e proibição, total ou parcial, do exercício de atividades relacionadas ao tratamento de dados pessoais. Além disso, a Companhia pode ser responsabilizada por danos materiais, morais, individuais ou coletivos por ela causados e ser considerada solidariamente responsável por danos materiais, morais, individuais ou coletivos causados por suas controladas, devido ao não cumprimento das obrigações estabelecidas pela LGPD. Ademais, é possível a aplicação das penalidades previstas no Código de Defesa do Consumidor e Marco Civil da Internet por alguns órgãos de defesa do consumidor, uma vez que estes já têm atuado neste sentido, 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.

Qualquer das sanções anteriormente descritas poderá afetar negativamente a reputação e os resultados da Companhia e, conseqüentemente, o valor de suas ações.

Destaca-se, ainda, que alguns dos contratos firmados pela Companhia e por suas controladas com terceiros não possuem cláusulas de proteção de dados e tal ausência pode acarretar prejuízo financeiro para a Companhia na hipótese de descumprimento da LGPD por qualquer uma das partes.

Incidentes de segurança cibernética, incluindo ataques cibernéticos e vazamento de dados, podem resultar em danos financeiros e prejuízos à reputação da Companhia.

Problemas imprevistos com seus controles, ou em suas instalações, falhas de sistema, falhas de hardware ou software, vírus de computador ou ataques de hackers podem afetar a qualidade dos serviços da Companhia e causar interrupções de serviço.

As técnicas usadas para obter acesso não autorizado, impróprio ou ilegal aos sistemas, dados ou dados de clientes, para desligar ou deteriorar serviços ou sabotar sistemas, podem não ser detectadas adequadamente ou rapidamente, e não ser reconhecidas até serem lançadas contra um alvo. Partes não autorizadas podem tentar obter acesso aos sistemas ou instalações da Companhia por diversos meios, incluindo, entre outros, a invasão de seus sistemas ou de seus clientes, parceiros ou fornecedores, ou tentar, de modo fraudulento, induzir seus empregados, parceiros, fornecedores ou outros usuários de seus sistemas a divulgar nomes de usuários, senhas, ou outras informações confidenciais, que por sua vez podem ser utilizadas para acessar os sistemas de tecnologia da informação da Companhia. Alguns esforços podem ser suportados por recursos financeiros e tecnológicos significativos, tornandoos ainda mais sofisticados e difíceis de serem detectados. Tentativas de ataques cibernéticos continuam evoluindo em dimensão e sofisticação, e a Companhia pode incorrer em custos significativos na tentativa de modificar ou melhorar as medidas de proteção, ou para investigar ou remediar quaisquer vulnerabilidades ou violação, ou, ainda, para comunicar ataques cibernéticos a seus clientes. Como efeitos da COVID 19, surgiram riscos adicionais em virtude do trabalho remoto e a necessidade de utilização de gestão para conectividade dos colaboradores, que pode potencializar eventuais riscos de ciberataques e perda de dados. Ademais, quaisquer violações da segurança da rede ou de dados de nossos clientes ou fornecedores, incluindo

o data center, pode ter efeitos adversos semelhantes. As violações de dados, reais ou percebidas, pode dar origem a ações contra a Companhia.

Caso a Companhia não seja capaz de proteger de maneira eficiente os seus sistemas e plataformas contra ataques cibernéticos, isso pode ocasionar: violações à privacidade de dados pessoais e confidencialidade de clientes; prejuízos decorrentes de danos a segurança de rede e violação de dados de clientes; conflitos com clientes; danos de imagem e reputação da Companhia; responsabilidade de mídia e custos relacionados; processos judiciais, multas regulatórias, sanções, intervenção, reembolsos e outros custos de indenização; custos decorrentes de gerenciamento de crises para identificação e preservação de dados, consultoria jurídica, contratação de terceiros, defesas emergenciais e indenizações; custos necessários à restauração de ambientes (custos relativos à utilização da estrutura de backup da Companhia para restaurar informações ou sistemas da Companhia); e custos relacionados a indenização em ações judiciais. Além disso, a paralisação de sistemas ou indisponibilidade de serviços pode ocasionar perdas de negócios, contaminação, corrupção ou perda de dados de clientes e outras informações sensíveis armazenadas, violação de segurança de dados, divulgação não autorizada de informações ou, ainda, perda de níveis significativos de ativos líquidos (incluindo valores monetários).

Todos esses fatores podem ter um efeito material adverso sobre os negócios, a reputação e os resultados das operações da Companhia. Além disso, a Companhia poderá não ser capaz de se atualizar na mesma velocidade, ou, ainda, ter que destinar uma quantidade de recursos financeiros acima do que tinha originalmente previsto para combater tais ataques.

A conformidade com as diretrizes dos órgãos reguladores, como exemplificado pela Resolução 964 da ANEEL, e a aderência às leis de segurança da informação e proteção de dados, como a Lei Geral de Proteção de Dados (LGPD), requer a implementação de procedimentos detalhados para a operacionalização do ambiente corporativo e o processamento de dados pessoais, aplicáveis em todas as interações, seja com consumidores ou empregados, em ambientes físicos e digitais. Diante dessas normativas, as atividades da Companhia podem necessitar de investimentos adicionais e reforço em recursos de segurança, tanto técnicos quanto organizacionais, o que pode influenciar os resultados operacionais da empresa.

Decisões desfavoráveis em processos administrativos, judiciais e/ou arbitrais em que a Companhia e/ou as controladas são partes podem afetar adversamente seus negócios e resultados operacionais.

A Companhia, suas controladas, administradores e/ou acionista controlador, são ou podem vir a ser partes em processos administrativos, judiciais e/ou arbitrais envolvendo questões cíveis, trabalhistas, criminais, ambientais, fundiárias, regulatórias, fiscais, criminais ou de improbidade, dentre outras. Não há garantia de que tais processos serão julgados de maneira favorável à Companhia ou a suas controladas, ou, ainda, de que suas provisões (quando houver) serão suficientes.

O saldo consolidado constituído de provisão de perda em processos em que a Companhia faz parte, referentes a processos administrativos, judiciais e arbitrais com chance de perda provável, conforme estimativas feitas pela Companhia e consultores externos.

Decisões judiciais ou administrativas desfavoráveis à Companhia, às suas controladas, seus administradores ou acionista controlador poderão restringir suas operações e o uso de seus recursos, o que poderá impactar no cumprimento das obrigações da Companhia e de suas controladas com terceiros ou perante seus acionistas (como, por exemplo, pagamento de dividendos ou juros sobre capital próprio). Ainda, decisões judiciais ou administrativas desfavoráveis à Companhia podem resultar em vencimento antecipado de determinados contratos financeiros, com consequente vencimento antecipado cruzado ou do inadimplemento cruzado (cross-acceleration e cross-default) de outras obrigações da Companhia. O vencimento antecipado de qualquer de seus contratos

financeiros pode afetar a capacidade da Companhia de honrar seus compromissos e acarretar um impacto adverso relevante em seus negócios e em sua situação financeira. Decisões contrárias à Companhia e às suas controladas também poderão envolver valores para os quais não foram estabelecidas provisões e requeiram recursos financeiros relevantes. A ocorrência de quaisquer desses riscos poderá afetar de forma material e adversa os negócios, reputação, resultados operacionais, financeiros e fluxo de caixa da Companhia.

No passado, controladas da Companhia foram objeto de investigação por Comissões Parlamentares de Inquérito (“CPI”) de Assembleias Legislativas Estaduais, por supostos descumprimentos da legislação de defesa do consumidor ou da legislação setorial de energia, na prestação de serviço público. Não se pode assegurar que outros procedimentos semelhantes não serão propostos no futuro contra a Companhia ou suas controladas, em especial, devido à sua exposição política. Caso novos procedimentos sejam propostos, isso poderá afetá-la adversamente, gerando custos com consultoria jurídica e contratação de terceiros, impactos negativos à imagem e reputação da Companhia, que por sua vez, poderão resultar em perdas financeiras relevantes à Companhia, bem como poderão desviar a atenção da administração da Companhia de suas operações diárias.

Adicionalmente, é possível que a Companhia não tenha recursos necessários para realizar depósitos judiciais, prestar ou oferecer garantias em processos judiciais ou administrativos que discutam valores substanciais. A dificuldade na obtenção de recursos necessários para a realização destes depósitos ou de prestação ou oferecimento destas garantias não suspenderá a cobrança dos valores decorrentes de eventuais condenações, podendo acarretar multas adicionais, penhora de bens e dificuldade na obtenção de certidões de regularidade fiscal, causando um efeito adverso nos negócios, condição financeira e resultados operacionais da Companhia.

A eventual propositura de ações judiciais e/ou administrativas relacionadas a questões de responsabilidade civil ou de improbidade administrativa poderá afetar negativamente a imagem da Companhia, e, potencialmente, resultar na proibição de contratar com poder público ou de receber benefícios ou incentivos fiscais ou creditícios, afetando adversamente os negócios e resultados da Companhia. Sem prejuízo, em caso de instauração, pela ANEEL, de processos judiciais ou administrativos que resultem em penalidades para a Companhia e suas controladas, a Companhia poderá sofrer intervenções da ANEEL em suas concessões ou autorizações ou, ainda, ter os seus contratos de concessão extintos antecipadamente, o que poderá ter um efeito adverso relevante nos negócios e nos resultados operacionais e financeiros da Companhia.

Para mais informações sobre os processos administrativos, judiciais e arbitrais em que a Companhia e/ou as controladas são partes, vide itens 4.4 a 4.7 deste Formulário de Referência.

As apólices de seguro da Companhia poderão não ser suficientes para cobrir totalmente as responsabilidades incorridas no curso ordinário dos negócios da Companhia e a cobertura de seguros necessária poderá não estar disponível no futuro.

A Companhia não possui cobertura para todos os riscos a que está exposta e não pode assegurar que a cobertura das apólices de seguro contratadas será suficiente para cobrir totalmente as responsabilidades incorridas no curso ordinário dos negócios da Companhia. Além disso, a Companhia e suas controladas podem não ser capazes de obter, no futuro, apólices de seguro com a mesma cobertura ou nos mesmos termos e condições que as atuais. Os negócios e resultados operacionais da Companhia poderão ser adversamente afetados caso a Companhia incorra em responsabilidades que não estejam totalmente cobertas por suas apólices de seguro contratadas. Por fim, a utilização das apólices de seguro da Companhia exige o pagamento de um prêmio, o que poderá gerar custos adicionais aos seus negócios. A falha da Companhia em realizar o pagamento dos prêmios da maneira acordada pode fazer com que a cobertura contratada fique indisponível.

Estes fatores podem gerar um efeito adverso nos negócios, reputação, resultados operacionais e financeiros, bem como no fluxo de caixa da Companhia.

Os resultados da Companhia podem ser impactados por alterações na legislação tributária brasileira.

As autoridades fiscais brasileiras implementam regularmente mudanças no regime tributário que podem afetar a Companhia. Essas medidas incluem mudanças nas alíquotas vigentes e, ocasionalmente, a criação de impostos temporários e permanentes. Algumas dessas mudanças podem aumentar, direta ou indiretamente, a carga tributária da Companhia, o que pode aumentar os preços que cobra por seus serviços, restringir sua capacidade de fazer negócios e, portanto, impactar de maneira material e adversa seus negócios e resultados operacionais.

Ademais, certas leis tributárias podem estar sujeitas a interpretações controversas pelas autoridades fiscais. No caso de as autoridades fiscais interpretarem as leis tributárias de maneira inconsistente com as interpretações da Companhia, esta pode ser adversamente afetada, inclusive pelo pagamento integral dos tributos devidos, acrescidos de encargos e penalidades.

A título exemplificativo, existem discussões recentes sobre a possível instituição de novos tributos, tais como o empréstimo compulsório, o imposto sobre grandes fortunas e uma contribuição sobre transações financeiras, bem como foram retomadas discussões sobre a revogação da isenção de imposto de renda sobre a distribuição de dividendos.

Recentemente foi aprovada e promulgada a Emenda Constitucional n.º 132/23 ("EC 132/23"), responsável pela implementação de uma reforma tributária sobre o consumo. A EC 132/23 prevê a extinção de três tributos federais – IPI, PIS e COFINS, que serão substituídos pela Contribuição Social sobre Operações com Bens e Serviços (CBS), e do ICMS, que é estadual, e do ISS, municipal, para o novo Imposto sobre Operações com Bens e Serviços (IBS). A EC 132/23 prevê um período de transição de 10 anos, de modo que a sua completa implementação irá ocorrer em 2033. A reforma tributária ou quaisquer mudanças futuras na legislação e regulamentação aplicáveis, que alterem os tributos aplicáveis ou regimes especiais durante ou após seus prazos de vigência, podem afetar diretamente ou indiretamente os negócios e resultados da Companhia.

Adicionalmente, existe o risco de que os subsídios fiscais concedidos às controladas da Companhia sejam reduzidos ou eliminados devido a mudanças nas leis tributárias, ao não cumprimento de exigências regulatórias ou a mudanças nas políticas tributárias internacionais. A perda desses subsídios pode afetar direta ou indiretamente os negócios e resultados operacionais da Companhia.

(b) Seus acionistas, em especial os acionistas controladores

A Família Botelho, grupo que controla, indiretamente, a Companhia, poderá, sem a participação de todos os acionistas da Companhia, tomar determinadas decisões com relação aos negócios da Companhia que poderão entrar em conflito com os interesses dos demais acionistas da Companhia.

Na data deste Formulário de Referência, a Família Botelho, por meio da sociedade Gipar S.A., detém poderes de voto suficientes para, unilateralmente, ainda que o exercício de tais poderes não reflita os melhores interesses dos demais acionistas da Companhia: (i) nomear a maioria dos membros do conselho de administração da Companhia; (ii) dar o voto decisivo às alterações no controle da Companhia; (iii) dar o voto decisivo em relação à fusão estratégica da Companhia com outra sociedade que poderia trazer resultados significativos às companhias que participaram da fusão; (iv) restringir a oportunidade de outros acionistas da Companhia de receberem a diferença entre o valor contábil e o valor pago por suas ações em qualquer reestruturação societária, inclusive uma incorporação, fusão ou cisão; e (v) influenciar a política de dividendos da Companhia. O acionista

controlador poderá ainda ter interesse em realizar aquisições, alienações, parcerias, buscar financiamentos ou operações similares que possam entrar em conflito com os interesses dos demais acionistas e, em tais casos, o interesse do acionista controlador poderá prevalecer. O exercício por parte da Família Botelho do poder de voto ou de outros direitos pode conflitar com os interesses dos demais acionistas e causar impacto adverso relevante na condição financeira e nos negócios da Companhia. Não é possível assegurar que os interesses da Família Botelho estarão alinhados com os interesses dos demais acionistas nas deliberações submetidas à assembleia geral de acionistas da Companhia.

Para mais informações sobre o grupo de controle da Companhia, vide o item 6 deste Formulário de Referência.

A Companhia pode enfrentar situações de potencial conflito de interesses em negociações com partes relacionadas, o que pode ter um impacto adverso nos negócios, resultados operacionais, situação financeira e valores mobiliários da Companhia.

A Companhia possui e, pode vir a possuir, no futuro, receitas, custos e despesas decorrentes de transações com partes relacionadas, tais como, por exemplo, venda e empréstimos via contratos de mútuo e adiantamento de dividendos com suas controladas, o que pode representar um potencial conflito de interesse que pode afetar de forma adversa e relevante a Companhia.

Os mecanismos, processos e procedimentos da Companhia para avaliação de transações com partes relacionadas podem se mostrar ineficazes ou insuficientes para assegurar que situações de potencial conflito de interesse serão executadas em estrita observância a todas as regras e boas práticas de governança (por exemplo as recomendações constantes do Código Brasileiro de Governança Corporativa), incluindo, mas sem se limitar, a observância do caráter estritamente comutativo das condições pactuadas ou o pagamento compensatório adequado. As situações de conflito de interesses com partes relacionadas, podem causar impacto negativo para os negócios, reputação, situação financeira e resultados operacionais da Companhia, bem como a seus acionistas.

Para informações adicionais a respeito de transações entre partes relacionadas, vide item 11.2 deste Formulário de Referência.

(c) Suas controladas e coligadas

As concessões de algumas das Distribuidoras foram prorrogadas em 2015 e em 2019. Esses contratos de concessão prorrogados podem ser rescindidos caso as Distribuidoras não consigam cumprir os indicadores de qualidade e financeiros por dois anos sucessivos ou ao final do quinto ano a contar da renovação das concessões.

Em 7 de julho de 2015, venceram os Contratos de Concessão de Distribuição de Energia Elétrica das controladas Energisa Minas Rio, Energisa Nova Friburgo, Caiuá (antiga denominação da Energisa Sul- Sudeste), CNEE (incorporada pela Energisa Sul-Sudeste), EDEVP (incorporada pela Energisa Sul- Sudeste), EEB (incorporada pela Energisa Sul-Sudeste) e CFLO (incorporada pela Energisa Sul-Sudeste) e, em 31 de dezembro de 2019, venceu o Contrato de Concessão da Distribuidora de Energia Elétrica da controlada: Energisa Tocantins, que teve sua renovação efetuada, através de aditivo ao contrato de concessão 052/1999 no ano de 2020.

Com o objetivo de prorrogar as concessões citadas no parágrafo anterior, foi editado Decreto nº 8.461, publicado no Diário Oficial em 03 de junho de 2015 (“Decreto nº 8.461/2015”), regulamentando a prorrogação das concessões de distribuição de energia elétrica e decretando que o Ministério de

Minas e Energia ("MME") poderá prorrogar as concessões, por 30 anos, desde que atendidos os critérios com relação à (i) qualidade do serviço prestado; (ii) gestão econômico-financeira; (iii) racionalidade operacional e econômica; e (iv) modicidade tarifária.

A prorrogação das concessões de distribuição de energia elétrica depende da aceitação expressa pela concessionária de distribuição das novas condições estabelecidas no contrato de concessão ou no termo aditivo ao Contrato de Concessão. Assim, as distribuidoras com concessões vencidas prorrogaram a concessão aderindo às novas exigências regulatórias e especialmente à obrigatoriedade de cumprimento de indicadores de qualidade e financeiros previamente definidos nos próprios termos aditivos ao contrato de concessão.

A distribuidora deverá atender, além da racionalidade operacional e econômica e a modicidade tarifária, as metas anuais definidas por trajetórias de melhoria contínua, estabelecidas pela ANEEL, com base nos indicadores para apurar a capacidade de a distribuidora honrar seus compromissos econômico-financeiros de maneira sustentável, e nos indicadores que consideram a frequência e a duração média das interrupções na prestação do serviço público. O atendimento aos referidos critérios deverá ser alcançado no prazo máximo de cinco anos, contados a partir do ano civil subsequente à data de celebração do termo aditivo que prorrogou a concessão, mediante cumprimento de metas anuais estabelecidas a partir do maior valor entre (a) os limites a serem definidos pela ANEEL; e (b) os indicadores apurados para cada concessionária no ano anterior à celebração do contrato de concessão ou do termo aditivo.

O descumprimento das referidas metas poderá ensejar obrigação de aporte de capital por parte dos sócios/acionistas controladores da concessionária e, caso haja um descumprimento dos indicadores de qualidade e financeiros em dois anos sucessivos, ou ao final do quinto ano após a renovação das concessões, terá início o processo de extinção da concessão com a devida indenização dos bens reversíveis. Não é possível assegurar que a Companhia cumprirá as metas e indicadores impostos, nem que, no caso de descumprimento, a remuneração pela reversão dos ativos será suficiente para recuperar o valor investido, sendo que ambos os casos poderão causar um impacto adverso nos resultados operacionais e financeiros da Companhia.

Consequências para o descumprimento ao limite regulatório dos índices DEC e FEC

O descumprimento dos índices DEC ou FEC (indicadores de continuidade do serviço), nos termos do Módulo VIII da Resolução Normativa da ANEEL nº 948/2021, pode ensejar as seguintes obrigações e penalidades:

Apresentação de Plano de Resultados – sem prejuízo de outros procedimentos de fiscalização, o descumprimento dos índices DEC ou FEC, por 01 ano, obriga a concessionária de distribuição a apresentar um Plano de Resultados, que deverá ser submetido ao aceite prévio da ANEEL e acompanhado em sua execução. No caso de não cumprimento do plano, a concessionária está sujeita a penalidades estabelecidas na Resolução Normativa da ANEEL nº 846/2019.

Dependendo da gravidade do descumprimento, tais penalidades poderão incluir, entre outros:

- advertência;
- multas por descumprimento do respectivo contrato de concessão de até 2,0% da receita das concessionárias de energia elétrica auferida nos últimos 12 meses imediatamente anteriores à data da lavratura do auto de infração referente ao descumprimento;
- embargo de obras e interdição de instalações;
- intervenção administrativa;

- caducidade da concessão;
- restrições à operação de instalações e equipamentos existentes; e
- extinção da concessão.

Limitação do pagamento de dividendos – O descumprimento dos índices DEC ou FEC por 02 anos consecutivos ou por 03 dos 05 anos civis anteriores, apurados isoladamente ou em conjunto, ou do critério de eficiência com relação à gestão econômico-financeira por 01 ano, obriga a concessionária a limitar o pagamento de dividendos e de juros sobre o capital próprio, isoladamente ou em conjunto, a 25% do lucro líquido.

Caducidade da concessão – o descumprimento dos índices DEC ou FEC, isoladamente ou em conjunto, por 03 anos consecutivos, ou do critério de eficiência com relação à gestão econômico-financeira por 02 anos consecutivos, caracteriza inadimplência contratual e implica na abertura pela ANEEL de processo administrativo punitivo voltado à aplicação da penalidade de declaração de caducidade da concessão.

Caso qualquer das situações acima se verifique, a Companhia poderá ser negativamente impactada.

No caso da concessionária Energisa Rondônia, seu contrato de concessão dispõe que as seguintes hipóteses acarretam abertura de processo de caducidade da concessão: (i) a partir do sexto ano civil subsequente à assinatura de seu contrato de concessão, o descumprimento por 03 anos consecutivos do critério de eficiência relativo à continuidade do serviço; (ii) a partir do sétimo ano civil subsequente à assinatura de seu contrato de concessão, o descumprimento por 02 anos consecutivos do critério de eficiência relativo à gestão econômico-financeira.

Para a concessionária Energisa Sul-Sudeste, segundo o seu contrato de concessão, implicam a abertura de processo administrativo de caducidade: (i) a partir do sexto ano civil subsequente à assinatura do contrato, o descumprimento por 03 anos consecutivos do critério de eficiência relativo à continuidade do serviço; e (ii) a partir do sexto ano civil subsequente à assinatura do contrato, o descumprimento por 02 anos consecutivos do critério de eficiência relativo à gestão econômico-financeira.

Além disso, ainda sobre o contrato de concessão da Energisa Sul-Sudeste, o descumprimento do critério de eficiência relativo à continuidade do serviço, por dois anos consecutivos, no período de avaliação, ou no ano de 2020, implicaria extinção da concessão.

As distribuidoras podem não conseguir controlar com sucesso as suas perdas de energia.

As Distribuidoras estão expostas a dois tipos principais de perdas de energia: as técnicas, inerentes ao processo de transformação e distribuição de energia elétrica; e as comerciais, decorrentes de fraudes, conexões ilegais e erros de medição. Historicamente, períodos de crise econômica e aumento tarifário - como observado durante a crise hídrica de 2015-2016 e a pandemia de 2020-2021 - têm provocado elevação nas perdas comerciais, que chegaram a atingir 16-17% em regiões mais vulneráveis. O Grupo vem adotando medidas para mitigar esses efeitos, como modernização de redes e implantação de medidores inteligentes, mas não pode assegurar a eficácia plena dessas iniciativas.

Conforme determinação da ANEEL, as perdas que excederem os limites estabelecidos não podem ser repassadas via reajuste tarifário, o que pode impactar diretamente os resultados financeiros do Grupo. Adicionalmente, eventuais medidas emergenciais adotadas pelo governo federal em resposta a crises no setor elétrico podem afetar adversamente a performance operacional e financeira da empresa. Diante desse cenário, o Grupo mantém atenção constante a esses riscos, buscando

equilibrar eficiência operacional e sustentabilidade financeira em um ambiente regulatório e econômico desafiador.

As distribuidoras poderão ser responsabilizadas por quaisquer perdas e danos causados a terceiros em decorrência de falhas no seu sistema de distribuição quando tais falhas não puderem ser identificadas e atribuídas a um agente específico do setor elétrico. Nessas situações, os seguros contratados podem ser insuficientes para cobrir estas perdas e danos e as distribuidoras podem ser impactadas de forma adversa.

De acordo com a legislação brasileira, especificamente pela Constituição Federal, as distribuidoras, na qualidade de prestadoras de serviços públicos, têm responsabilidade objetiva por quaisquer prejuízos diretos e indiretos resultantes da inadequada prestação de serviços, independentemente de dolo ou culpa, desde que configurado o nexo de causalidade, tais como perdas e danos causados a terceiros em decorrência de falhas na operação de rede de distribuição, que acarretem: (i) indisponibilidade forçada, interrupções ou distúrbios aos sistemas de distribuição e/ou transmissão; ou (ii) interrupções ou distúrbios que não possam ser atribuídos a nenhum agente identificado do setor elétrico.

No caso das distribuidoras serem responsabilizadas por quaisquer perdas e danos causados a terceiros em decorrência de falhas no seu sistema de distribuição, quando de interrupções ou distúrbios que não possam ser identificados e atribuídos a um agente específico do setor elétrico, os seguros por elas contratados, quando existentes, podem ser insuficientes para cobrir as perdas e danos, o que pode impactar de forma adversa e relevante os seus negócios, resultados operacionais e/ou condição financeira e, conseqüentemente, os resultados operacionais e/ou a condição financeira da Companhia.

Ademais, conforme entendimento da ANEEL, perante os consumidores, as atividades de distribuição e transmissão de energia elétrica não são segregadas para fins de responsabilização por danos experimentados pelos consumidores. Nesse sentido, as distribuidoras são responsáveis perante seus consumidores na eventualidade de falhas no sistema de transmissão que ocasionem a interrupção do fornecimento de energia elétrica, mesmo que não tenham dado causa ao evento.

As concessionárias distribuidoras de energia elétrica devem adquirir energia no ambiente de contratação regulada, podendo desencadear um aumento de suas despesas.

Nos termos da Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico, qualquer concessionária distribuidora de energia elétrica, deverá contratar antecipadamente, por meio de licitações públicas, energia para abastecer 100% de seus mercados em suas respectivas áreas de concessão. Caso a previsão de demanda das Distribuidoras se mostre incorreta e as distribuidoras comprem energia elétrica em volume menor ou maior do que suas necessidades, as distribuidoras podem não ser capazes de realizar o repasse integral dos custos de suas compras de energia. Segundo a regulamentação vigente, níveis de cobertura contratual entre 100% e 105% do mercado possuem cobertura tarifária.

As projeções de demanda de energia elétrica das distribuidoras poderão mostrar-se imprecisas, inclusive como resultado da mudança entre os diferentes mercados pelos consumidores (regulado e livre).

Exceto no caso de exposição contratual involuntária reconhecida pela ANEEL, caso o nível de contratação seja inferior a 100% do mercado, as distribuidoras são obrigadas a comprar a energia faltante, estando sujeitas à aplicação de penalidades decorrentes da falta de carga para garantir 100% de seu mercado de energia, e à exposição financeira por não possuírem cobertura tarifária para repassar o custo total aos consumidores, podendo impactar diretamente no resultado financeiro das distribuidoras.

De forma semelhante, os valores contratados em níveis superiores a 105% também não possuem cobertura tarifária, ou seja, o volume sobrecontratado considerado voluntário não é repassado às tarifas dos consumidores, e será liquidado no Mercado de Curto Prazo de forma centralizada pela CCEE. Neste caso, se o preço de liquidação de diferenças (preço spot) for menor que o custo de compra da distribuidora, realiza-se um prejuízo, caso contrário realiza-se lucro.

Vale destacar que o Brasil vivencia uma situação de sobrecontratação de energia generalizada desde o ano de 2016, que tem afetado grande parte das empresas distribuidoras de energia elétrica do país. O excedente de energia ocasionado por ações fora do controle das distribuidoras é analisado pela ANEEL e, somente se for comprovado o máximo esforço em resolver a sobrecontratação, será considerado como energia involuntária, sendo seus custos também repassados para os consumidores.

Desta forma, a incapacidade das distribuidoras de projetar a demanda de consumo e a consequente impossibilidade de repassar os custos ou parcela significativa dos custos de aquisição de energia aos consumidores por meio das tarifas pode ter um efeito adverso relevante nos negócios e resultados da Companhia.

(d) Seus administradores

Os administradores da Companhia podem ser parte em processos administrativos, judiciais e arbitrais, com decisões desfavoráveis que podem impactar reputação, as atividades e a situação financeira da Companhia.

Os administradores da Companhia podem ser réus, serem mencionados ou chamados a depor em processos judiciais, administrativos ou arbitrais e a Companhia não pode garantir que tais processos administrativos, judiciais e arbitrais, movidos contra seus administradores, serão decididos em favor desses administradores. Eventual condenação dos administradores da Companhia, especialmente em casos de processos de natureza criminal e/ou relacionados a violação à legislação anticorrupção e de improbidade administrativa, podem impossibilitá-los ao exercício de suas funções na Companhia, impactando a condução dos negócios da Companhia, que pode afetar seus resultados e operações.

Além disso, tais processos podem resultar em responsabilidade solidária ou subsidiária para a Companhia, ou mesmo em ações repressivas contra a Companhia movida por seus administradores, impactando a Companhia de maneira adversa, em especial quando as provisões contábeis realizadas pela Companhia (quando houver) não forem suficientes.

A Companhia também não pode garantir que o seu seguro D&O (Directors and Officers) será suficiente para cobrir os custos e indenizações de eventuais processos judiciais envolvendo os administradores, o que pode resultar em custos não previstos pela Companhia. Decisões adversas envolvendo os administradores da Companhia podem afetar adversamente os negócios, reputação, resultados operacionais, financeiros e fluxo de caixa da Companhia.

(e) Seus fornecedores

As controladas da Companhia compram equipamentos nacionais e importados e contratam serviços terceirizados para a construção, operação e manutenção de seus empreendimentos. Caso tais equipamentos não sejam entregues a contento ou os serviços não sejam executados de acordo com

as especificações e padrões mínimos relativos a cada empreendimento a Companhia, pode sofrer um impacto adverso em suas receitas e resultados operacionais.

As controladas da Companhia dependem de terceiros para fornecer os equipamentos utilizados em suas instalações. O fornecimento de equipamentos e a prestação de serviços com qualidade eventualmente abaixo da prevista, ou atraso na entrega de equipamentos ou na prestação dos serviços contratados poderão gerar o descumprimento de condições declaradas ao Poder Concedente e reduzir a capacidade de fornecimento de energia, afetando as receitas e a imagem da Companhia, acarretando custos adicionais e a diminuição da receita projetada, podendo causar um impacto adverso na situação financeira e nos resultados operacionais da Companhia. O mesmo poderá acontecer no caso de suspensão ou ruptura imprevista dos contratos de fornecimento de equipamentos ou de prestação de serviços, podendo causar os impactos acima descritos.

Adicionalmente, os preços de alguns materiais e equipamentos utilizados na construção e manutenção dos ativos são influenciados pela cotação de moedas estrangeiras e/ou commodities para certos grupos de mercadorias, podendo variar significativamente, o que poderá gerar um efeito adverso relevante na condição financeira da Companhia. A incapacidade e/ou indisponibilidade dos fornecedores em prestar os serviços contratados pelas controladas da Companhia ou em entregar os produtos adquiridos com a qualidade prevista em contrato poderá(ão): (i) ocasionar o inadimplemento das obrigações regulatórias das controladas da Companhia; (ii) colocar em risco a preservação de suas obras e equipamentos; e (iii) reduzir temporariamente a disponibilidade/capacidade de distribuição, transmissão ou geração de energia elétrica.

Além disso, várias fontes de risco na cadeia de fornecimento, incluindo greves ou paralisações, perda ou danos aos seus equipamentos ou a seus componentes enquanto estiverem em trânsito ou armazenamento, desastres naturais ou a ocorrência de epidemias ou pandemias, como a pandemia de COVID-19, podem limitar o fornecimento dos equipamentos usados nas instalações da Companhia e a prestação de serviços pelos terceiros contratados, o que pode afetar adversamente o desenvolvimento contínuo das atividades da Companhia, e ter um impacto adverso relevante em seus resultados operacionais e sua posição financeira.

(f) Seus clientes

As distribuidoras possuem contas a receber que, se não forem pagas, podem afetar adversamente seus resultados financeiros.

A possibilidade das distribuidoras de receberem os pagamentos devidos por seus consumidores depende da capacidade de crédito desses consumidores e da sua capacidade de cobrá-los.

Caso as distribuidoras não recuperem parcela significativa de créditos devido por seus consumidores, seus resultados financeiros serão adversamente afetados e, conseqüentemente, os resultados financeiros da Companhia também serão negativamente afetados.

Qualquer deterioração na economia brasileira, particularmente nas regiões em que as Distribuidoras atuam, poderá afetar adversamente a liquidez e a adimplência dos consumidores das Distribuidoras, o que pode impactar adversamente os resultados da Companhia.

Adicionalmente, o corte de fornecimento de energia por distribuidoras em caso de inadimplemento de seus clientes tem sido questionado no Judiciário. Decisões judiciais contrárias às Distribuidoras em relação a essa matéria ou sua regulamentação por meio de lei poderão ocasionar efeitos adversos relevante na situação econômica das Distribuidoras e, conseqüentemente, na situação econômica da Companhia.

(g) Setores da economia nos quais a Companhia atue

A Companhia depende da existência de processos licitatórios para o seu crescimento.

A estratégia de negócios da Companhia está atrelada primordialmente à existência de novos processos licitatórios, principalmente no segmento de transmissão, e de ser vencedora em tais processos sem comprometer sua rentabilidade financeira. Se o Governo Federal não iniciar novos processos licitatórios ou se sua proposta não prevalecer às demais, ou se o preço previsto nos termos de sua proposta se mostrar superior aos preços ofertados pelos demais competidores, ou ainda se por qualquer outro motivo a Companhia não for vencedora da licitação, poderá haver prejuízo à sua capacidade de executar a sua estratégia de negócios. A não consecução de qualquer dessas estratégias pode causar um efeito adverso em seus negócios e seu resultado.

O confisco temporário ou expropriação permanente dos ativos das concessões de transmissão, distribuição e serviços de geração, pode afetar adversamente a condição financeira e os resultados operacionais da Companhia.

A União Federal pode retomar o serviço público delegado à concessionária do setor de energia elétrica em razão de interesse público, mediante lei específica que autorize tal retomada, mediante o pagamento de prévia indenização. Tais razões incluem desastre natural, guerra, perturbações públicas significativas, ameaças contra a paz interna, razões econômicas e outras relacionadas à segurança nacional. A Companhia não pode garantir que qualquer indenização a ser recebida será adequada ou recebida tempestivamente, e qualquer expropriação pode ter um impacto adverso relevante na Companhia.

Adicionalmente, a União Federal, na qualidade de poder concedente, por intermédio da ANEEL, também pode intervir na concessão com o intuito de assegurar a adequada prestação do serviço público, bem como para assegurar o fiel cumprimento das normas contratuais, regulamentares e legais pertinentes por meio do procedimento de intervenção administrativa. Declarada a intervenção, o poder concedente deverá instaurar procedimento administrativo para comprovar as causas determinantes da medida e apurar responsabilidades. O processo de intervenção ou a declaração de extinção de quaisquer concessões do setor elétrico poderão ter um efeito adverso significativo sobre a condição financeira e os resultados operacionais da Companhia.

A ampliação, operação e manutenção de instalações e equipamentos destinados à geração e/ou transmissão de energia elétrica envolvem riscos significativos.

A ampliação, operação e manutenção de instalações e equipamentos destinados à geração e/ou transmissão e comercialização de energia elétrica envolvem riscos significativos, incluindo, mas não se limitando a: indisponibilidade, quebra e perda de equipamentos; indisponibilidade dos sistemas de distribuição e/ou transmissão; interrupção do fornecimento; greves e outras disputas trabalhistas; ocorrência de explosões e incêndios; acidentes, incluindo desastres naturais; indisponibilidade de mão de obra ou de empreiteiras; insolvência de empreiteiras ou prestadores de serviço; atraso ou indisponibilidade de materiais e equipamentos; agitações sociais, vandalismo e furtos; riscos ambientais e climáticos; acessos indevidos aos sistemas operacionais; incapacidade de obter licenças, autorizações e aprovações necessárias; ações judiciais que impeçam ou prejudiquem as operações; interferências hidrológicas e meteorológicas; e mudanças regulatórias com impacto na operação. A ocorrência de um ou mais destes eventos pode afetar adversamente a capacidade da Companhia de gerar energia em quantidade compatível com suas obrigações perante seus clientes e/ou impactar a disponibilidade das linhas de transmissão, o que pode ter um efeito relevante adverso na situação financeira e no seu resultado operacional da Companhia.

(h) Regulação dos setores em que a Companhia atue

As concessões de transmissão e de distribuição de energia elétrica estão sujeitas a uma regulação mais forte por se tratar de monopólios naturais. Essa regulação é evolutiva e sofre constante aperfeiçoamento, não havendo como antever eventuais impactos positivos ou adversos relacionados a essas mudanças sobre os negócios e resultados operacionais da Companhia.

As principais atividades das concessionárias de transmissão e de distribuição de energia elétrica são reguladas e supervisionadas pelo Governo Federal, por intermédio de autoridades regulatórias. Essas autoridades vêm implementando políticas que têm impacto de longo alcance sobre o setor energético brasileiro, em particular, o setor elétrico. Como parte da reestruturação do setor, o Ministério de Minas e Energia – MME, em 2017, abriu a Consulta Pública nº 33 (“CP MME nº 33/2017”) abrindo à discussão da sociedade os conceitos básicos associados a uma nova estrutura regulatória para o setor elétrico brasileiro e os assuntos voltados à modernização do setor elétrico. O Governo Federal deu continuidade e avançou no caminho dessa modernização, criando um Grupo de Trabalho para tratar dos diversos assuntos. Parte das propostas iniciais foram incorporadas no Projeto de Lei nº 232, já aprovado no Senado Federal e atualmente em discussão na Câmara dos Deputados por meio do PL nº 414/2021.

Dentre as principais propostas apresentadas pelo Grupo de Trabalho de Modernização do Setor Elétrico estão medidas relacionadas à (i) abertura do mercado consumidor de energia elétrica; (ii) aperfeiçoamento na formação de preços no Mercado de Curto Prazo; (iii) preparação do segmento de distribuição para a abertura do mercado; e (iv) adequação do arcabouço regulatório para a neutralidade na inserção de novas tecnologias. Como resultado das avaliações dos grupos temáticos criados, pode-se destacar como relevantes transformações propostas (i) a ampliação da granularidade dos preços do PLD, através da implementação do PLD horário; (ii) a separação contratual de lastro e energia; (iii) a ampliação do mercado livre que acomode novos modelos de negócios e novas tecnologias, garantindo a sustentabilidade do segmento de distribuição; (iv) preservação dos direitos dos agentes para desenvolver solução estrutural para o risco hidrológico; e (v) a racionalização de subsídios. As medidas acima mencionadas são parte do processo de modernização do setor, que tem contado com amplo debate público, mas que ainda dependem de sua implementação formal através da alteração legislativa e regulatória do setor.

Dada a complexidade e a diversidade do tema, a CP MME nº 33/2017 está sendo desenvolvida em três fases, sendo que a primeira fase construiu o consenso sobre as grandes diretrizes da modernização, a segunda fase construiu um plano de ação para a implementação das diretrizes, e a terceira fase, iniciada em 29 de outubro de 2019, será a fase de implementação, que ainda está em andamento.

Além dos aspectos relacionados à Modernização do Setor Elétrico, elencam-se os seguintes temas relevantes, ora em discussão, que podem apresentar alterações significativas nas atividades das distribuidoras de energia elétrica: (i) a CP ANEEL n.º 5/2021, que trata da devolução de créditos de ICMS decorrente das ações judiciais que reconheceram a exclusão do ICMS da base de cálculo do PIS/PASEP e da COFINS, tema também em discussão no Congresso Nacional; (ii) a CP 62/2020, que trata de revisão da metodologia de custos operacionais; (iii) a Tomada de Subsídio 02/2022, que trata de temas relacionados à regulamentação da base de remuneração das distribuidoras; e (iv) a Lei nº 14.300/2022, que trata do marco legal, regulamentada por meio da Resolução Normativa ANEEL nº 1.059/2023, que trata do marco legal da Geração Distribuída, dentre outros temas.

É importante observar que o serviço público delegado às concessionárias de transmissão e de distribuição de Energia Elétrica é outorgado com a celebração de Contratos de Concessão, os quais

possuem regras técnicas, regulatórias e condições econômico-financeiras bem definidas. Neste sentido, a ANEEL está autorizada a regular diversos aspectos dos negócios das concessionárias do setor de energia elétrica, visando em última instância garantir a prestação do serviço adequado e a continuidade dos serviços públicos de transmissão e distribuição de energia elétrica, visando o atendimento ao interesse público, conforme estabelecido na Lei nº 8.987/95 e na Lei nº 9.074/95. A Companhia não pode prever quais ações governamentais serão tomadas pela ANEEL ou outros órgãos governamentais e em que medida tais ações podem afetar seus resultados operacionais. Caso a Companhia seja obrigada a proceder de maneira substancialmente diferente daquela estabelecida em seu plano de negócios, os seus resultados financeiros e operacionais poderão ser adversamente afetados.

As concessionárias de prestação de serviços de transmissão e distribuição de energia elétrica poderão ser punidas pela ANEEL por descumprimento de seus contratos de concessão e da regulamentação aplicável.

A prestação dos serviços públicos de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica por concessionárias do setor é realizada de acordo com o respectivo contrato de concessão. Com base nas disposições contratuais e na legislação aplicável, a ANEEL poderá aplicar penalidades caso quaisquer dessas concessionárias descumpram as obrigações a elas impostas contratualmente. Dependendo da gravidade do descumprimento, tais penalidades poderão incluir, entre outros:

- advertência;
- multas por descumprimento do respectivo contrato de concessão de até 2,0% da receita das concessionárias de energia elétrica auferida nos últimos 12 meses imediatamente anteriores à data da lavratura do auto de infração referente ao descumprimento;
- embargo de obras e interdição de instalações; e
- intervenção administrativa;
- caducidade da concessão;
- restrições à operação de instalações e equipamentos existentes; e
- extinção da concessão.

Com a vigência da Resolução ANEEL nº 846, de 11 de junho de 2019, as penalidades previstas incluem advertência, embargo de obras e interdição de instalações, suspensão temporária de participação em licitações para obtenção de novas concessões, permissões ou autorizações, revogação de autorização, intervenção administrativa, caducidade da concessão, eventuais obrigações de fazer e de não fazer, multa até o limite de 2,0% sobre a Receita Operacional Líquida – ROL ou o valor estimado da energia nos casos de autoprodução e produção independente, ambos correspondentes aos 12 meses anteriores à lavratura do Auto de Infração.

Em caso de descumprimento das leis e regulamentos, as concessionárias poderão estar sujeitas, cumulativamente, a sanções penais e administrativas, podendo gerar um impacto adverso em na reputação, bem como em seus negócios, situação financeira e resultados das operações.

A ANEEL poderá extinguir o contrato de transmissão e distribuição de energia elétrica antes do vencimento de seus prazos contratuais, e a indenização poderá ser insuficiente para recuperar o valor integral de seus investimentos, bem como a Companhia não pode assegurar que os atuais contratos de concessão serão renovados ou prorrogados quando do término de sua vigência.

Em determinadas circunstâncias, as concessões de concessionárias de distribuição de energia elétrica estarão sujeitas à extinção antes do vencimento dos respectivos prazos contratuais, como no caso de falência ou dissolução, ou por meio de encampação e caducidade, sendo que, nestas hipóteses, as concessionárias do setor elétrico não poderão operar seus negócios.

A encampação será declarada por motivo de interesse público, mediante lei autorizativa específica e após o prévio pagamento da indenização das parcelas de investimentos vinculados a bens reversíveis, ainda não amortizados ou depreciados, que tenham sido realizados no âmbito da concessão.

Por outro lado, no caso de inexecução ou descumprimento das obrigações previstas nos contratos de concessão, ou ainda descumprimento decorrentes da regulamentação, o Poder Concedente poderá terminar antecipadamente as concessões, aplicando a pena de caducidade à concessionária, que será declarada após concluído processo administrativo e comprovada a inadimplência da concessionária. Nesta hipótese, a concessão será extinta independentemente de indenização prévia, a qual será calculada no decurso do processo.

Deste modo, o pagamento a que as concessionárias do setor elétrico terão direito, quando do término de suas respectivas concessões, poderá não ser suficiente para liquidação total de seus passivos, e esse pagamento ainda poderá ser postergado. Além disso, no caso de caducidade, o montante do pagamento devido poderá ser reduzido de forma significativa com a imposição de multas ou outras penalidades. Assim, o término antecipado das concessões poderá ter um efeito adverso significativo sobre a condição financeira e seus resultados operacionais da Companhia.

Adicionalmente, não há como a Companhia assegurar que os atuais contratos de concessão das suas concessionárias controladas serão renovados ou prorrogados quando do término de sua vigência e, mesmo que tais contratos venham a ser prorrogados, não há como assegurar que as novas condições contratuais serão favoráveis à Companhia e às concessionárias. A não prorrogação ou renovação dos contratos de concessão poderá causar efeito adverso relevante na respectiva concessionária, afetando seus resultados e, conseqüentemente, os resultados da Companhia.

As distribuidoras deverão respeitar os padrões de qualidade dos serviços previstos em seus contratos de concessão de distribuição de energia elétrica e na regulamentação aplicável.

Os contratos de concessão que regulam as concessões de serviço público de distribuição de energia elétrica celebrados pelas Distribuidoras estabelecem padrões que devem ser observados na prestação desses serviços, entre os quais a constante melhoria dos padrões de qualidade. As penalidades aplicáveis a um desempenho inferior aos níveis estabelecidos de qualidade dos serviços estão previstas na Resolução ANEEL nº 846, de 11 de junho de 2019, que inclui no rol de penalidades a possibilidade de multa em até 2% sobre a Receita Operacional Líquida – ROL correspondente aos 12 meses anteriores à lavratura do Auto de Infração. Ademais, o atendimento a esses padrões de serviços é requisito essencial para a renovação da concessão nos termos da Lei nº 12.783/2013, conforme regulamentada pelo Decreto nº 8.461/2015.

Caso as distribuidoras não observem os respectivos padrões de qualidade e melhoria dos serviços de distribuição de energia elétrica, o Poder Concedente poderá aplicar outras penalidades às distribuidoras e, observada a legislação em vigor, decretar a caducidade de sua concessão, o que acarretaria um efeito adverso na condição financeira e operacional das distribuidoras e, conseqüentemente, na condição financeira e operacional da Companhia.

O impacto de uma escassez hídrica e o conseqüente racionamento de energia poderá causar um efeito adverso significativo sobre os negócios e resultado operacional das concessões de geração, transmissão e distribuição e, conseqüentemente, nos negócios e resultado operacional da Companhia.

Em razão da sazonalidade hidrológica, a energia produzida por uma usina hidrelétrica apresenta grande variabilidade ao longo do tempo, dificultando a previsão do fluxo de produção de energia. O regime de chuvas e a vazão dos rios podem ser afetados por uma série de fatores, dentre os quais temperatura do ar, níveis de evaporação, urbanização e outros fatores relacionados à ação do homem, acúmulo de sedimentos no leito do rio, bem como mudanças climáticas associadas ao aquecimento global.

O Brasil está sujeito a condições hidrológicas imprevisíveis devido a desvios não-cíclicos da precipitação média, considerando inclusive a sua vasta extensão territorial. Condições hidrológicas desfavoráveis podem resultar em baixo fornecimento de eletricidade ao mercado brasileiro com a implementação de programas abrangentes de economia de eletricidade, como reduções obrigatórias de consumo, incluindo outras políticas de racionamento que podem reduzir a compra da energia fornecida pelas geradoras e, ainda, alterações nos ajustes tarifários, o que pode causar um efeito adverso significativo sobre a condição financeira e resultados operacionais da Companhia. Períodos severos ou sustentados de chuvas abaixo da média, podem afetar adversamente os resultados financeiros futuros da Companhia.

A escassez de energia resultante das condições hidrológicas ou de medidas adotados pelo Governo Federal como programas de racionamento no consumo de eletricidade ou despacho de Usinas Térmicas podem afetar de maneira adversa a Companhia e, principalmente, as concessões de geração e distribuição.

O programa de “universalização” do governo brasileiro requer que concessionárias distribuidoras de energia elétrica disponibilizem o serviço de eletricidade a certos consumidores de baixa carga instalada e tenham certos custos operacionais que podem não ser vantajosos para essas concessionárias.

A universalização dos serviços públicos de energia elétrica foi estabelecida pela Lei nº 10.438, de 26 de abril de 2002, alterada pela Lei nº 10.762, de 11 de novembro de 2003. Em 2003, o Governo Federal começou a implementação de um programa de universalização, denominado “Programa Luz para Todos” com objetivo de propiciar o atendimento com energia elétrica a parcela da população do meio rural que não possuía acesso a esse serviço público.

Dada a complexidade – tanto técnica como econômico-financeira – para o atingimento das metas inicialmente projetadas aliado ao crescimento da demanda por energia elétrica, o prazo final para universalização do serviço foi sucessivamente alterado e além disso, o Governo Federal, com a finalidade de fornecer o atendimento com energia elétrica à população brasileira residente em regiões remotas da Amazônia Legal, criou o Programa Mais Luz para a Amazônia por meio do Decreto nº 10.221, de 05 de fevereiro de 2020. O Programa visa o desenvolvimento social e econômico destas comunidades, com fomento de atividades voltadas para o aumento da renda familiar e pelo seu uso sustentável dos recursos naturais da região, primando pela integração de ações das várias esferas de Governo e consequente promoção da cidadania e da dignidade da população residentes nos estados do Acre (AC), Amazonas (AM), Amapá (AP), Pará (PA), Rondônia (RO), Roraima (RR), Mato Grosso (MT) e Tocantins (TO) e parte do Maranhão (MA).

Recentemente por meio do Decreto nº 11.628/2023 o Governo federal unificou os dois programas de universalização, que passou a considerar as ligações convencionais como Luz para todos rural, tendo como prazo limite de aplicação de recursos a data de 31 de dezembro de 2026 e as ligações do antigo Mais Luz para a Amazônia, passaram a ser consideradas como Luz para todos na Amazônia legal, tendo como prazo limite de aplicação de recursos a data de 31 de dezembro de 2028.

Em atendimento às referidas alterações de datas limites, a ANEEL, dentro da competência estabelecida no artigo 14 da citada Lei nº 10.438/2002 também atua no sentido de normatizar as metas de universalização com destaque para as Resoluções nº 223/2003 e 488/12 bem como por meio de outros atos administrativos.

Com o advento da Resolução nº 223/2003 posteriormente substituída pela Resolução Normativa da ANEEL nº 950, de 23 de novembro de 2021 e sob a égide deste programa, as concessionárias distribuidoras de energia elétrica arcam com os custos iniciais da construção da infraestrutura necessária à disponibilização de eletricidade a esses consumidores. Ainda sob esse programa, a ANEEL estabeleceu metas para cada distribuidora de energia elétrica, que caso não sejam respeitadas, podem levar à redução de tarifas compulsoriamente até que se atinja a meta.

Sobre os custos atribuídos às concessionárias, o programa de universalização pode levar a significativos gastos operacionais e de capital para elas, uma vez que a demanda de consumidores em regiões mais remotas ainda é demasiadamente latente e com qualificação para o recebimento dos benefícios deste programa.

Nesse sentido, importa ressaltar que, de forma imediata à conexão/atendimento das unidades consumidoras, cumpre à distribuidora o papel de operar e manter o fornecimento de energia elétrica de forma satisfatória e com cumprimento de seus indicadores regulados. Por outro lado, as distribuidoras estão sujeitas às regras da ANEEL no tocante à revisão de suas tarifas, assim, deve-se esperar até a revisão periódica seguinte, o que ocorre em média a cada quatro ou cinco anos, para repassar os custos do programa a seus consumidores, sendo verdade que o Programa Mais Luz na Amazônia legal garante o aporte de recursos financeiros de parcela significativa dos investimentos iniciais e igualmente garante o aporte de recursos financeiros para a cobertura parcial dos custos de operação e manutenção.

Em complementação, uma vez que o programa tem como objetivo principal disponibilizar energia elétrica a indivíduos de baixa renda, o capital investido compulsoriamente e os gastos operacionais, de caráter complementar aos recursos oriundos da Conta de Desenvolvimento Energético – CDE, podem não gerar benefícios para as distribuidoras comparativamente com os benefícios que poderiam normalmente ser gerados em investimentos feitos de acordo com suas respectivas estratégias de negócios. Portanto, as distribuidoras podem ter um retorno inferior sob esse programa caso não sejam capazes de compensar os custos com o ajustamento das tarifas de maneira adequada. Uma vez que as distribuidoras contribuem para o resultado da Companhia, caso o retorno das distribuidoras seja menor do que o planejado, a Companhia pode ser seus resultados financeiros e negócios impactados adversamente.

As tarifas cobradas pelas Distribuidoras e Transmissoras são delimitadas pela ANEEL, nos termos de seus respectivos contratos de concessão.

As tarifas que as Distribuidoras e as Transmissoras cobram são estabelecidas pela ANEEL, de acordo com os respectivos contratos de concessão, as quais estão sujeitas ao regulamento da agência reguladora.

Os contratos de concessão e a legislação brasileira estabelecem o regime de tarifas por preço teto (price cap) para as distribuidoras e de receita teto (revenue cap) para as transmissoras e permitem três tipos de ajustes tarifários: (i) reajuste anual; (ii) revisão periódica; e (iii) revisão extraordinária. Para mais informações a respeito de tais ajustes tarifários, vide item 1.4 deste Formulário de Referência.

Não é possível assegurar que as tarifas estabelecidas sejam favoráveis às Distribuidoras e às Transmissoras e que permitam que elas repassem aos seus clientes todos os aumentos de custo, tendo em vista se tratar de um modelo regulatório baseado em regras de incentivo e não de custo do

serviço. Caso a Companhia não consiga repassar seus custos aos consumidores, seus resultados poderão ser adversamente afetados.

As operações, equipamentos e instalações das controladas da Companhia estão sujeitos a ampla regulamentação ambiental e de saúde que podem se tornar mais rigorosas no futuro e resultar em maiores responsabilidades e investimentos de capital.

As atividades das controladas da Companhia estão sujeitas a uma abrangente legislação ambiental em âmbito federal, estadual e municipal. Essas normas incluem a obrigação de obtenção de licenças ambientais para a construção e operação de quaisquer atividades potencialmente poluidoras, bem como de novas instalações, ou de novos equipamentos necessários às operações das controladas. É possível que novas regras de proteção ambiental e de saúde forcem as controladas a alocar investimentos de capital para a observância de novas exigências e, conseqüentemente, realocar recursos de outros investimentos planejados. Isso poderá ter um efeito adverso sobre a condição financeira e resultados operacionais das controladas e, conseqüentemente, poderá afetar adversamente a condição financeira e os resultados operacionais da Companhia.

Além disso, as controladas estão sujeitas à legislação brasileira, que exige pagamento de compensação em relação aos efeitos poluidores de suas atividades. Segundo tal legislação, até 0,5% do montante total investido na implantação de um projeto que cause impacto ambiental significativo deverá ser direcionado para medidas ambientais compensatórias, entre outras medidas compensatórias e mitigatórias específicas. Quaisquer taxas impostas às controladas, como resultado dessa regulamentação podem ser significativas e impactar de forma adversa e relevante seus negócios, resultados operacionais e condição financeira.

O legislador também optou pela objetividade da responsabilidade civil ambiental. Ou seja, para a imputação da responsabilidade por danos ao meio ambiente não é necessária prova de culpa. A responsabilidade objetiva ambiental foi recepcionada pela nova ordem constitucional. O artigo 225 da Constituição Federal contempla tal preceito.

A concessão de licenças ambientais para determinadas atividades das controladas depende de Estudo de Impacto Ambiental ("EIA") e Relatório de Impacto Ambiental ("RIMA"). Para preparação do EIA, o qual é incorporado ao RIMA, é necessário o levantamento da literatura científica e legal pertinentes, trabalhos de campo e análises de laboratório. O RIMA, por sua vez, descreve as atividades totais do EIA. As controladas poderão despende tempo e incorrer em custos significativos na produção de EIAs e RIMAs. Eventual incapacidade das controladas em produzir o EIA e o RIMA quando exigíveis pode impedir a concessão de determinadas licenças ambientais para suas atividades, o que pode causar um impacto adverso relevante nas controladas e, conseqüentemente, na Companhia.

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 controladas 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 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") 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, 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.

Ato contínuo, 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.

(i) Países estrangeiros onde a Companhia atue

Não aplicável, tendo em vista que a Companhia atua apenas em território nacional.

(j) Questões sociais

Políticas econômicas e sociais podem afetar desfavoravelmente os clientes das concessionárias de distribuição controladas pela Companhia, o que pode aumentar as perdas comerciais provocadas por ligações clandestinas e fraudes na medição de energia, bem como pode aumentar a inadimplência, com consequências diretas e indiretas no equilíbrio econômico - financeiro dessas concessionárias.

Qualquer deterioração na economia brasileira, particularmente nas regiões em que as controladas da Companhia atuam, poderá afetar negativamente a liquidez e a adimplência dos consumidores, o que pode impactar adversamente os resultados da Companhia.

Adicionalmente, as concessionárias de distribuição controladas pela Companhia podem ser impelidas a aumentar o corte de fornecimento de energia em caso de inadimplemento de seus clientes, o que tem sido questionado no Judiciário. Decisões judiciais contrárias às concessionárias em relação a essa matéria ou sua regulamentação por meio de lei poderão ocasionar efeitos adversos relevante na situação econômica dessas concessionárias e, conseqüentemente, da Companhia.

Incêndios ou outros desastres naturais ou de origem humana podem afetar as instalações e a estrutura de custos da Companhia bem como ocasionar danos à saúde humana ou morte de seus empregados ou de terceiros, o que pode causar um efeito material adverso em suas atividades, situação financeira, resultados operacionais e reputação.

Incêndios, danos causados por desastres naturais ou de origem humana, danos ambientais e outras condições imprevistas ou imprevisíveis podem causar danos significativos aos empreendimentos da Companhia, danificar ou destruir as suas instalações e propriedades, ocasionar atrasos em seus projetos, causar custos adicionais e ocasionar danos à saúde humana ou morte de seus empregados ou de terceiros. Adicionalmente, as propriedades em que a Companhia deseja ou pretende desenvolver os projetos podem também ser afetadas por problemas ou condições imprevistas de planejamento, engenharia, ambientais ou geológicos, incluindo condições ou problemas que surgem em propriedades de terceiros adjacentes ou nas proximidades de propriedades em que a Companhia desenvolver os projetos e que podem resultar em impactos desfavoráveis em tais propriedades reduzindo a disponibilidade de terrenos. A ocorrência de tais eventualidades pode causar um efeito material adverso nas atividades, situação financeira, resultados operacionais e reputação da Companhia.

Mudanças na legislação podem gerar novos encargos trabalhistas e sociais, ou agravar os já existentes, o que pode impactar os custos da Companhia e, conseqüentemente, causar uma deterioração dos seus resultados financeiros

A Companhia e suas Controladas podem ser afetadas por mudanças na legislação que resultem em aumento de obrigações trabalhistas e encargos sociais, sem que sejam capazes de promover um equilíbrio desses aumentos, o que pode resultar em insuficiência de recursos para a cobertura dos custos e, conseqüentemente, em deterioração de seus resultados operacionais e financeiros.

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.

(k) Questões ambientais

A Companhia está sujeita a diversas leis e regulamentações ambientais que estão sujeitas a alterações significativas. Alterações nas leis e regulamentos ambientais podem afetar de maneira adversa os negócios das empresas do setor de energia elétrica, inclusive as Distribuidoras.

A Companhia e suas controladas estão sujeitas a uma rigorosa legislação ambiental nas esferas federal, estadual e municipal no tocante, dentre outros, às emissões atmosféricas e às intervenções em áreas especialmente protegidas. Tais empresas necessitam de licenças e autorizações de agências governamentais para a condução de suas atividades. Na hipótese de violação ou não cumprimento de tais leis, regulamentos, licenças e autorizações, as empresas podem sofrer sanções administrativas, tais como multas, interdição de atividades, cancelamento de licenças e revogação de autorizações, ou estarem sujeitas a sanções criminais (inclusive seus administradores). O Ministério Público poderá instaurar inquérito civil e/ou desde logo promover ação civil pública visando ao ressarcimento de eventuais danos ao meio ambiente e terceiros decorrentes do não cumprimento de leis e regulamentos ambientais, que podem representar custos significativos, uma vez que não há limite para os valores de indenização. A Companhia não pode garantir que sempre esteve ou está, ou sempre estará em total conformidade com essas leis, regulamentos ou autorizações ambientais ou que possuirá todas as licenças e/ou autorizações necessárias para operar seus negócios. Neste sentido, a Companhia pode estar sujeita a ações judiciais instauradas por órgãos de defesa do meio ambiente e outras partes por violações reais ou alegadas das leis ambientais ou de nossas licenças e/ou autorizações.

As agências governamentais ou outras autoridades também podem editar novas regras mais rigorosas ou buscar interpretações mais restritivas das leis e regulamentos existentes, que podem obrigar as empresas do setor de energia elétrica, incluindo as Distribuidoras, 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, inclusive das distribuidoras, causando atrasos em cronogramas de implantação de projetos e fazendo com que as distribuidoras incorram em custos.

Qualquer dos fatores acima poderá afetar de maneira negativa os negócios da Companhia e suas controladas e ter um efeito adverso, para os negócios e resultados da Companhia.

A ocorrência de danos ambientais envolvendo as atividades de concessionárias de energia elétrica pode sujeitá-las a pagamentos substanciais relativos à recuperação ambiental e indenizações, que podem afetar negativamente os negócios e resultados dessas concessionárias.

As atividades do setor de energia podem causar significativos impactos negativos e danos ao meio ambiente. A legislação federal impõe àquele que direta ou indiretamente causar degradação ambiental o dever de reparar ou indenizar os danos causados ao meio ambiente e a terceiros afetados, independentemente da existência de culpa. A legislação federal também prevê a desconsideração da personalidade jurídica da empresa poluidora, bem como responsabilidade pessoal dos administradores para viabilizar o ressarcimento de prejuízos causados à qualidade do meio ambiente. Como consequência, os acionistas e administradores da empresa poluidora poderão ser obrigados a arcar com o custo da reparação ambiental. O pagamento de substanciais custos de recuperação do meio ambiente e indenizações ambientais pode obrigar as controladas da Companhia a retardar ou redirecionar investimentos em outras áreas e ter um efeito adverso para

elas e, conseqüentemente, para a Companhia, podendo inclusive afetar o valor de mercado dos valores mobiliários por elas emitidos.

(l) Questões climáticas, incluindo riscos físicos e de transição

A Companhia e suas controladas podem não ser capazes de reduzir significativamente a emissão de gases do efeito estufa e/ou fazer compensação dessas emissões em condições favoráveis.

Em suas operações a Companhia e suas controladas utilizam materiais e equipamentos que geram gases do efeito estufa, seja durante sua fabricação, seja durante sua utilização. A Companhia e suas controladas podem não ser capazes de substituir esses materiais e equipamentos, que são imprescindíveis para suas atividades, por outros compatíveis com uma economia de baixo carbono, assim como podem não ser capazes de fazer uma adequada compensação dessas emissões. Em face disso, a Companhia e suas controladas podem sofrer sanções pelo não atendimento à legislação, bem como podem incorrer em altos custos para compensar as emissões de gases do efeito estufa, com conseqüências diretas na rentabilidade de seus negócios.

Eventos climáticos severos podem impossibilitar ou dificultar a prestação de serviços pela Companhia e suas controladas, com conseqüências diretas no aumento de custos e redução de faturamento.

Os principais riscos identificados para o setor de atuação da Companhia e suas controladas, em relação às mudanças climáticas, estão relacionados às mudanças de temperatura, mudanças nos padrões de ventos, mudanças nas chuvas, incluindo períodos de seca, inundações, descargas atmosféricas, tempestades e falta de água, que podem afetar as operações da Companhia, principalmente em relação às fontes hídricas.

Mudanças climáticas podem alterar o nível, tempo e distribuição geográfica da demanda por energia. Em geral, alterações no clima afetam a eficiência e a confiabilidade do fornecimento de eletricidade, bem como a elevação do nível das águas, tempestades mais intensas e outros eventos climáticos extremos podem danificar infraestruturas, interrompendo potencialmente a geração, a transmissão e a distribuição de energia elétrica.

As controladas da Companhia, notadamente as concessionárias de transmissão e distribuição, fornecem energia elétrica em uma extensa área de concessão, urbana e rural, o que normalmente é feito através de linhas e redes aéreas de transmissão e distribuição de energia elétrica. Condições climáticas adversas, como as mencionadas acima, podem causar forte impacto nessas linhas e redes, como queda de torres, postes e cabos de energia, curtos-circuitos por falhas de isolamento ou sobrecarga, dificuldade de acesso aos locais para reparos e manutenção, entre outras conseqüências.

As mudanças climáticas e seus efeitos, como custos de conformidade com leis e regulamentos ambientais atuais e futuros, podem afetar os negócios, reputação, condição financeira e resultados operacionais da Companhia e das controladas.

(m) Outras questões não compreendidas nos itens anteriores

O Governo Federal tem exercido, e continua a exercer, significativa influência sobre a economia brasileira. Essa influência e as condições políticas e econômicas brasileiras podem afetar desfavoravelmente os negócios, condição financeira e o resultado operacional da Companhia.

A economia brasileira tem sido marcada por frequentes e, por vezes, significativas intervenções do Governo Federal, que modificam as políticas monetária, de crédito, fiscal e outras para influenciar a regulamentação da economia do Brasil.

As ações do Governo Federal para controlar a inflação e efetuar outras políticas envolveram no passado, dentre outras, controle de salários e preços, desvalorização da moeda, controles no fluxo de capital e determinados limites sobre as mercadorias e serviços importados.

Os negócios, condição financeira e resultados das operações da Companhia, podem ser desfavoravelmente afetados em razão de mudanças na política pública que envolvam ou afetem diversos fatores, tais como:

- variação nas taxas de câmbio, que pode impactar a capacidade da Companhia e de suas controladas de captar recursos via empréstimos em moeda estrangeira por meio da Lei 4.131, bem como sua capacidade de honrar os empréstimos e financiamentos celebrados no âmbito da Lei 4.131;
- controle de câmbio, que pode impactar a capacidade da Companhia e suas controladas de cumprir com determinadas obrigações de pagamento dos empréstimos atuais em moeda estrangeira;
- inflação, que pode afetar a estrutura de custos na Companhia e nas suas controladas, com efeitos negativos nas despesas de pessoal, material, serviços e outros;
- flutuações nas taxas de juros, que têm um impacto direto nas despesas financeiras da Companhia e de suas controladas que possuem uma parcela significativa dos seus empréstimos atrelados a taxas de juros pós-fixada;
- liquidez no mercado doméstico financeiro e de capitais e mercados de empréstimos, que pode afetar a capacidade da Companhia e de suas controladas de captar recursos para financiar seus investimentos;
- escassez de energia elétrica, que pode impactar na formação do preço que compõe o Preço de Liquidação de Diferenças – PLD e, consequentemente, no custo de compra de energia das controladas da Companhia;
- instabilidade de preços, que pode impactar de forma negativa os custos e despesas da Companhia;
- política fiscal e regime tributário, que pode impactar a alíquota de tributos a que a Companhia e suas controladas estão sujeitas; e

A Companhia e suas controladas não têm controle sobre quais medidas ou políticas o Governo Federal poderá adotar no futuro e não podem prevê-las.

- outros acontecimentos políticos, diplomáticos, sociais e econômicos que venham a ocorrer ou possam afetar o Brasil e, consequentemente, possam impactar o consumo de energia, pelos consumidores, decorrentes das concessões das controladas.

As medidas do Governo Federal para manter a estabilidade econômica, bem como especulação acerca de quaisquer atos futuros do governo, poderão gerar incertezas na economia brasileira e aumentar a volatilidade do mercado de capitais doméstico, afetando adversamente o negócio, resultados operacionais ou situação financeira das controladas e, consequentemente, os resultados operacionais ou a situação financeira da Companhia.

A inflação e as medidas do Governo Federal para combatê-la podem influenciar significativamente a incerteza econômica no Brasil, podendo afetar desfavoravelmente os resultados operacionais e

financeiros das controladas e, conseqüentemente, os resultados operacionais e financeiros da Companhia.

No passado, o Brasil experimentou altíssimas taxas de inflação. 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.

As medidas do Governo Federal para controle da inflação frequentemente têm incluído a manutenção de 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 ou fixar o valor do real, poderão acarretar aumentos da inflação. Considerando que praticamente a totalidade das despesas operacionais de caixa das controladas da Companhia é denominada em reais, caso o Brasil experimente inflação alta no futuro e não seja possível ajustar as tarifas cobradas pelas controladas de seus clientes visando a compensar os efeitos da inflação sobre sua estrutura de custos, os negócios, a condição financeira e o resultado das operações das controladas e, conseqüentemente, da Companhia, poderão ser negativamente afetados.

Ademais, as pressões inflacionárias e a eventual política adotada pelo Governo Federal para combatê-las poderão impactar o custo dos endividamentos atuais das controladas e da Companhia e os custos de captação de novos empréstimos, bem como restringir a capacidade de acesso de tais sociedades a mercados financeiros estrangeiros, afetando adversamente os negócios, a condição financeira e os resultados das controladas e 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 das controladas e, conseqüentemente, na condição financeira e no resultado das operações da Companhia. A pressão inflacionária pode impactar de forma negativa os custos e despesas de pessoal, material e serviços das controladas e da Companhia, o que pode afetar o seu lucro no ano fiscal.

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 em decorrência de crises econômicas no Brasil e no exterior. 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. A desvalorização ao longo de períodos mais curtos resultou em flutuações significativas entre a moeda brasileira e o dólar dos Estados Unidos e moedas de outros países.

Considerando a volatilidade da economia global e da economia brasileira, não é possível prever qual será a variação futura do real em relação às principais moedas no mercado de câmbio internacional.

As depreciações do real frente ao dólar também podem criar pressões inflacionárias adicionais no Brasil, que podem afetar negativamente as controladas e, conseqüentemente, a Companhia. As depreciações geralmente dificultam o acesso aos mercados financeiros estrangeiros e podem incitar a intervenção do Governo Federal, inclusive com a adoção de políticas de recessão econômica. Contrariamente, a apreciação do real em relação ao dólar pode levar à deterioração da conta

corrente e do saldo dos pagamentos do Brasil, bem como impedir o crescimento das exportações. Qualquer situação mencionada acima pode afetar desfavoravelmente os negócios, a condição financeira e os resultados operacionais das controladas e, conseqüentemente, a condição financeira e os resultados operacionais da Companhia.

Restrições sobre a movimentação de capitais para fora do Brasil poderão prejudicar a capacidade das controladas e da Companhia de cumprir determinadas obrigações de pagamentos dos empréstimos 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. A imposição de restrições à conversão e à remessa de divisas ao exterior pode prejudicar o acesso da Companhia e/ou de qualquer controlada ao mercado de capitais internacional, além de impedi-las de efetuar pagamentos de suas obrigações de dívida denominadas em moeda estrangeira. Como resultado, essas restrições poderiam afetar adversamente a capacidade das controladas e da Companhia de cumprirem suas obrigações de pagamentos em moedas estrangeiras.

A Companhia e suas controladas têm captado empréstimos em moeda estrangeira através da Lei nº 4.131, de 3 de setembro de 1962, com obrigações financeiras de pagamento futuro, cujos pagamentos podem ser afetados pelas restrições de movimentação de capitais, no caso de alteração das políticas de movimentação de capitais para fora do Brasil atualmente em vigor e, conseqüentemente, a Companhia e suas controladas podem não ser capazes de cumprir com suas obrigações contratuais junto a seus credores.

Crises políticas recentes no Brasil afetaram e podem continuar a afetar a economia brasileira e o mercado de valores mobiliários de emissores brasileiros, o que pode impactar de forma negativa a capacidade de financiamento e da Companhia.

O desempenho da economia brasileira tem sido historicamente influenciado pelo cenário político nacional. No passado, as crises políticas afetaram a confiança dos investidores e do público em geral, resultando na desaceleração da economia, o que prejudicou o preço de mercado dos valores mobiliários de companhias listadas para negociação em bolsa de valores. Recentemente, o cenário político e econômico brasileiro passou por altos níveis de volatilidade e instabilidade, incluindo a contração do produto interno bruto, fortes oscilações do real em relação ao dólar americano, aumento do desemprego e menores níveis de gastos e confiança do consumidor.

Os mercados brasileiros têm sofrido maior volatilidade devido às incertezas decorrentes das investigações conduzidas pela Polícia Federal e pelo Ministério Público Federal, e ao impacto dessas investigações na economia brasileira e no ambiente político. Membros do governo brasileiro e do Poder Legislativo, bem como altos funcionários de grandes empresas estatais e privadas foram denunciados por corrupção política relacionada a subornos através de propinas em contratos concedidos pelo governo em diversas áreas, em especial infraestruturas e petróleo e gás. As investigações tiveram um impacto adverso na imagem e reputação das empresas envolvidas e na percepção geral do mercado brasileiro.

Quaisquer consequências decorrentes dessas investigações, incluindo processos de afastamento de autoridades, cassação de mandatos, dentre outras, podem ter um efeito material adverso no ambiente político e econômico do Brasil, bem como nas empresas brasileiras, incluindo a Companhia. A Companhia não pode prever se as investigações em curso e seus consequentes desdobramentos conduzirão a uma maior instabilidade política e econômica, tampouco se surgirão novas alegações contra funcionários e executivos do governo e/ou companhias privadas no futuro.

Qualquer dificuldade do governo federal em conseguir maioria no Congresso Nacional poderia resultar em um impasse, agitação política e manifestações massivas e/ou greves que podem afetar adversamente as operações da Companhia. Incertezas em relação à implementação, pelo Governo Federal, de mudanças relativas às políticas monetária, fiscal e previdenciária, bem como à legislação pertinente, também podem contribuir para a instabilidade econômica.

Além disso, eventos recentes em 2023 no mercado de capitais brasileiro relacionados aos registros contábeis identificados nas demonstrações financeiras do setor varejista levaram investidores e credores a serem mais cautelosos e seletivos na concessão de crédito, ampliaram os spreads bancários e reduziram a confiança dos investidores nas empresas brasileiras. Tais eventos podem afetar adversamente o preço dos valores mobiliários de empresas brasileiras e restringir a disponibilidade de crédito no mercado brasileiro, o que pode afetar adversamente a Companhia e suas contrapartes, fornecedores, prestadores de serviços e parceiros de negócios, e, conseqüentemente, a cotação de mercado das ações de sua emissão.

Todos esses eventos e medidas podem causar incertezas e especulações sobre as medidas do Governo Federal e podem influenciar a percepção dos investidores nacionais e estrangeiros com relação a riscos, prejudicando o acesso da Companhia e das Controladas aos mercados nacionais e internacionais e poderão ter um efeito significativamente adverso sobre os negócios e resultados operacionais da Companhia e das Controladas e nas suas capacidades de pagamentos e de obter financiamentos.

Alterações em políticas fiscais brasileiras poderão causar um efeito adverso relevante na Companhia.

O Governo Federal implementou e poderá implementar novamente no futuro, mudanças em suas políticas fiscais que poderão afetar adversamente os negócios da Companhia. Essas mudanças incluem alterações a alíquotas de tributos, taxas, encargos setoriais e, ocasionalmente, o recolhimento de contribuições temporárias relacionadas a propósitos governamentais específicos e, ocasionalmente, a criação de novos impostos temporários ou permanentes. Algumas dessas medidas poderão resultar em um aumento da carga tributária da Companhia e de suas controladas, aumentando seus preços, restringindo sua capacidade de fazer negócios e, portanto, afetando negativamente os negócios e resultados da Companhia.

Ademais, certas leis tributárias, presentes ou futuras, podem estar sujeitas a interpretações controversas pelas autoridades fiscais. No caso de as autoridades fiscais interpretarem as leis tributárias de maneira inconsistente com as interpretações da Companhia, essa poderá ser adversamente afetada, inclusive pelo pagamento integral dos tributos devidos, acrescidos de encargos e penalidades.

Outrossim, 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 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.

A variação das taxas de juros poderá ter um efeito adverso sobre as atividades e os resultados operacionais da Companhia.

A elevação das taxas básicas de juros estabelecidas pelo Banco Central do Brasil pode ter impacto adverso no resultado da Companhia na medida em que pode inibir o crescimento econômico do País e, conseqüentemente, a demanda por energia. Ressalte-se também que, para exercer suas atividades, a Companhia necessita de elevado investimento de capital, o qual, em sua maioria, é

financiado com recursos de terceiros e remunerados com taxas de juros pós-fixadas. Diante desse cenário, não há garantia de que a Companhia conseguirá obter financiamentos e nem de que os custos de eventual financiamento serão satisfatórios. Na hipótese de elevação das taxas de juros, pode haver aumento nos custos do serviço da dívida e das despesas financeiras deles originadas, o que pode impactar a Companhia e os consumidores, causando redução na demanda pelos serviços da Companhia e impactando adversamente os negócios, a sua condição financeira e os resultados das operações da Companhia.

O desenvolvimento e a percepção de risco em outros países, particularmente em países de economia emergente e nos Estados Unidos, China e países da União Europeia podem afetar adversamente a economia brasileira, os negócios da Companhia e o preço de mercado dos valores mobiliários brasileiros, inclusive das ações da Companhia.

O valor de mercado dos valores mobiliários das companhias brasileiras pode ser influenciado, em diferentes medidas, pelas condições econômicas e de mercado de outros países, inclusive dos Estados Unidos, China e países da União Europeia, de países da América Latina e de economia emergente. A reação dos investidores aos acontecimentos nesses outros países pode causar um efeito adverso sobre o valor de mercado dos valores mobiliários de emissores brasileiros, inclusive nos valores mobiliários da Companhia. Ainda que a conjuntura econômica desses países seja significativamente diferente da conjuntura econômica brasileira, a reação dos investidores a eventos e crises estrangeiras poderá afetar negativamente o valor de mercado dos valores mobiliários de companhias brasileiras, inclusive aqueles emitidos pela Companhia. Os preços das ações na B3, por exemplo, são historicamente afetados por flutuações nas taxas de juros vigentes nos Estados Unidos, bem como pelas variações dos principais índices de ações norte-americanos. Isso pode prejudicar o preço das ações da Companhia, além de dificultar ou impedir totalmente seu acesso ao mercado de capitais e ao financiamento de suas operações no futuro em termos aceitáveis, ou sob quaisquer condições.

A perspectiva de crescimento dos Estados Unidos, China e países da União Europeia pode sofrer variações, considerando determinados requisitos de poupança, política fiscal mais firme e as baixas taxas de crescimento global. Ainda, eventuais reduções na oferta de crédito e a deterioração das condições econômicas em outros países, incluindo a crise da dívida que afeta alguns países da União Europeia, podem prejudicar os preços de mercado dos valores mobiliários brasileiros de maneira geral, inclusive das ações da Companhia. Adicionalmente, o risco de default de países em crise financeira pode reduzir a confiança dos investidores internacionais e trazer volatilidade para os mercados.

Riscos geopolíticos externos ao mercado em que a Companhia opera e hostilidades militares, como, por exemplo, os conflitos entre Rússia e Ucrânia e entre Israel e Hamas, na Faixa de Gaza, bem como sanções econômicas impostas como resultado de tais conflitos, podem afetar adversamente os negócios.

A Companhia está sujeita a riscos externos relacionados à sua cadeia de suprimentos. Os mercados globais estão experimentando volatilidade após a escalada das tensões geopolíticas, em particular em conexão com o conflito militar entre a Rússia e a Ucrânia e, também, na Faixa de Gaza e em Israel. As sanções econômicas impostas pelos Estados Unidos, União Europeia, Reino Unido e outros países como consequência direta desses conflitos podem impactar as cadeias de suprimentos, levar a perturbações no mercado, incluindo volatilidade significativa nos preços das commodities e no sistema financeiro global, inclusive por meio de instabilidade no mercado de crédito e de capitais. Esses fatores podem impactar adversamente a cadeia de suprimentos e os negócios da Companhia.

A escalada dos conflitos pode aumentar as tensões geopolíticas em todo o mundo e causar novas perturbações no comércio internacional, nas cadeias de abastecimento industriais e nos transportes, aumentar a volatilidade dos preços de mercado, com particular impacto no setor energético, o que pode afetar adversamente os negócios da Companhia.

O surto de doenças transmissíveis em todo o mundo, como o da COVID-19, pode levar a uma maior volatilidade no mercado de capitais global e resultar em pressão negativa sobre a economia mundial e a economia brasileira, impactando o valor das ações de emissão da Companhia.

Qualquer surto de uma doença que afete o comportamento das pessoas ou que demande políticas públicas de restrição à circulação de pessoas e/ou de contato social pode ter um impacto adverso na economia brasileira e nos negócios da Companhia. Como exemplo de tal cenário, em 2020, a Organização Mundial de Saúde (OMS) declarou a pandemia da COVID-19, doença causada pelo novo coronavírus (Sars-Cov-2). O surto do COVID-19 resultou em medidas restritivas relacionadas ao fluxo de pessoas impostas pelos governos de diversos países em face da ampla e corrente disseminação do vírus, incluindo quarentena e lockdown ao redor do mundo. Como consequência de tais medidas, os países impuseram restrições às viagens e transportes públicos, fechamento prolongado de locais de trabalho, interrupções na cadeia de suprimentos, fechamento do comércio e redução de consumo de uma maneira geral pela população, o que pode resultar na volatilidade no preço de matérias primas e outros insumos, fatores que conjuntamente exercem um efeito adverso relevante na economia global e na economia brasileira.

A adoção das medidas descritas acima aliadas às incertezas provocadas pelo surto da COVID-19, provocaram um impacto adverso na economia e no mercado de capitais global, inclusive no Brasil. Durante o mês de março de 2020, por exemplo, houve oito paralisações (circuit-breakers) das negociações na B3. A cotação da maioria dos ativos negociados na B3 foi adversamente afetada em razão do surto da COVID-19. Impactos semelhantes aos descritos acima podem voltar a ocorrer, provocando a oscilação dos ativos negociados na B3.

O preço e a disponibilidade dos insumos necessários para as atividades da Companhia dependem de fatores políticos, econômicos e condições de mercado que estão fora de seu controle e a Companhia não pode prever novos choques de insumos. Aumentos significativos nos custos da Companhia que não sejam repassados a seus clientes podem afetar adversamente seus resultados operacionais. Adicionalmente, impactos negativos na economia podem reduzir o consumo de energia.

Qualquer mudança material nos mercados financeiros ou na economia brasileira como resultado desses eventos em escala mundial pode diminuir o interesse de investidores nacionais e estrangeiros em valores mobiliários de emissores brasileiros, incluindo os valores mobiliários de emissão da Companhia, assim como pode reduzir o interesse de investidores e a demanda de consumidores pela atividade desenvolvida pela Companhia, o que pode afetar adversamente os resultados financeiros da Companhia, o preço de mercado de seus valores mobiliários e também pode dificultar o acesso ao mercado de capitais e financiamento das operações da Companhia no futuro em termos aceitáveis.

Esses e outros impactos da pandemia da COVID-19 também podem ter o efeito de potencializar muitos dos outros fatores de risco descritos neste item 4.

A revisão da classificação de crédito do Brasil pode afetar adversamente o preço das ações de emissão da Companhia.

Os ratings de crédito afetam a percepção de risco dos investidores e, em consequência, o preço de negociação de valores mobiliários e rendimentos necessários na emissão futura de dívidas nos mercados de capitais. Agências de rating avaliam regularmente o Brasil e seus ratings soberanos, que se baseiam em uma série de fatores, incluindo tendências macroeconômicas, condições fiscais e

orçamentárias, métricas de endividamento e a perspectiva de alterações em qualquer um desses fatores.

Em 2022, o Brasil manteve seu grau de classificação da sua dívida soberana nas três principais agências de classificação de risco baseadas nos EUA: Standard & Poor's, Moody's e Fitch.

Em dezembro de 2021, a Standard & Poor's reafirmou sua avaliação de crédito soberano no Brasil em moeda local e estrangeira de longo e curto prazo em BB-/B, mantendo perspectiva estável. O cenário base da instituição assume que o governo brasileiro irá estabilizar gradualmente o crescimento recente de sua dívida, apesar do crescimento econômico moderado nos últimos anos.

Em 14 de dezembro de 2021, a Fitch Ratings reiterou a classificação soberana do Brasil em BB-, com perspectiva negativa, mantendo o Brasil no grupo de nações consideradas mais arriscadas, conhecido como "grau especulativo". Segundo a agência de avaliação de risco, a classificação do país é suportada por sua economia grande e diversificada, alta renda per capita em comparação aos seus pares e habilidade para absorver choques externos, sustentada por sua taxa de câmbio flexível, moderados desequilíbrios externos, reservas internacionais sólidas e posição líquida como credor externo soberano.

Em 12 abril de 2022, a agência Moody's divulgou a nota de crédito soberano de longo prazo em moeda estrangeira do Brasil em Ba2, mantendo a perspectiva estável. De acordo com a agência, os fatores primordiais para a confirmação do rating são as alterações estruturais nas políticas fiscal e monetária, que irão sustentar o desempenho econômico e a consolidação fiscal nos anos subsequentes; aprimoramento da performance fiscal, que reduz o impacto do acréscimo nas taxas de juros na dinâmica da dívida; e a sólida posição externa e as reservas em moeda estrangeira, que respaldam o perfil de crédito do Brasil.

A classificação de crédito soberano do Brasil atualmente é avaliada abaixo do grau de investimento pelas três principais agências de rating acima mencionadas. Consequentemente, os preços dos títulos emitidos por empresas brasileiras foram afetados negativamente. A continuação ou o agravamento da atual recessão brasileira e a contínua incerteza política, entre outros fatores, pode levar a novos rebaixamentos. Qualquer novo rebaixamento das classificações de crédito soberano do Brasil poderá aumentar a percepção de risco dos investidores e, como resultado, aumentar o custo futuro da emissão de dívida e afetar adversamente o preço de negociação das ações de emissão da Companhia.

4.2 Indicação dos 5 (cinco) principais fatores de risco

Os principais fatores de risco aos quais a Companhia está sujeita são:

- “A Companhia é preponderantemente uma holding e, consequentemente, seu resultado financeiro depende primordialmente dos negócios, situação financeira e resultados operacionais das sociedades controladas direta ou indiretamente pela Companhia. A redução dessa principal fonte de receitas pode afetar adversamente o seu resultado financeiro”;
- “A Companhia pode ser adversamente afetada pela dificuldade em obter recursos necessários por meio de suas operações no mercado de capitais ou de financiamentos”;
- “A Companhia poderá ter dificuldades em integrar ou administrar novas construções ou ampliações de instalações e equipamentos de distribuição, transmissão e geração ou desenvolver novas instalações ou operações de empresas adquiridas, o que pode afetar negativamente seus negócios, condição financeira e resultados operacionais”;
- “A aquisição de outros ativos no setor elétrico, como já feito no passado, poderia aumentar a alavancagem e afetar adversamente a performance consolidada”; e
- “A Companhia pode não conseguir executar integralmente sua estratégia de negócio, o que pode causar um efeito adverso em sua capacidade financeira”.

4.3 Descrição dos principais riscos de mercado Exposição a riscos de crédito

O risco de crédito, principalmente das distribuidoras de energia elétrica do Grupo Energisa, é representado por contas a receber de clientes, consumidores, concessionárias e outros, o que, no entanto, é atenuado por vendas a uma base pulverizada de clientes e por prerrogativas legais para suspensão da prestação de serviços a maioria dos clientes inadimplentes.

O ativo financeiro indenizável da concessão que corresponde a parcela estimada do capital investido na infraestrutura do serviço público que não será totalmente amortizada até o final da concessão, será um direito incondicional de receber dinheiro ou outro ativo financeiro do Poder Concedente, a título de indenização pela reversão da infraestrutura.

Para os ativos financeiros setoriais referem-se aos ativos decorrentes das diferenças temporárias entre os custos homologados da Parcela A e outros componentes financeiros, constitui um direito a receber das suas controladas distribuidoras de energia elétrica. Esses valores são efetivamente liquidados por ocasião dos próximos períodos tarifários ou, em caso de extinção da concessão com a existência de saldos apurados que não tenham sido recuperados, serão incluídos na base de indenização já prevista quando da extinção por qualquer motivo da concessão.

Exposição a Riscos de crédito

O valor contábil dos ativos financeiros representa a exposição máxima do risco do crédito na data das demonstrações financeiras, são como segue:

	Controladora		Consolidado	
	2024	2023	2024	2023
Caixa e equivalentes de caixa	134.301	123.789	899.139	1.298.424
Aplicações financeiras no mercado aberto e recursos vinculados	7.181.014	5.248.074	8.073.265	6.295.517
Clientes, consumidores, concessionárias e outros	79.213	85.658	4.946.714	6.782.631
Títulos de créditos a receber	25	25	12.206	19.277
Ativos financeiros setoriais líquidos	-	-	(990.731)	(1.021.731)
Ativo financeiro indenizável da concessão	-	-	14.530.813	11.729.556

Instrumentos financeiros derivativos	37.173	125.653	1.810.418	1.599.157

Risco de mercado: taxa de juros e de câmbio

As dívidas da Companhia e suas controladas são compostas por recursos captados, principalmente, através de agentes de fomento nacional, mercado de capitais (debêntures e notas promissórias) e empréstimos bancários, denominados em real e moedas estrangeiras, resultando em exposição a riscos de variações cambiais, de taxas de juros e índices de preços. Como parte de sua estratégia de gestão de riscos, a Companhia e suas controladas utilizam instrumentos financeiros derivativos com o objetivo de proteção econômica e financeira contra essas variações.

O montante consolidado das dívidas bancárias e de emissões da Companhia e suas controladas em 2024, excluídos os efeitos dos custos com captação, é de R\$35.850.274 (R\$33.345.041 em 2023), e R\$7.671.617 (R\$6.683.490 em 2023) estão representados em moedas estrangeiras conforme notas explicativas nº20 e nº21.

Para os contratos suscetíveis às variações de moedas estrangeiras, principalmente ao dólar norte-americano, a taxa de câmbio encerrou o exercício findo em 31 de dezembro de 2024 com aumento de 27,91% sobre 31 de dezembro de 2023, cotado a R\$6,1923 / USD. A volatilidade histórica do dólar norte-americano em 31 de dezembro de 2024 era de 14,51%, enquanto 2023 foi de 9,87%. A taxa de câmbio do euro encerrou o exercício findo em 31 de dezembro de 2024 com aumento de 20,27% sobre 31 de dezembro de 2023, cotado a R\$6,4363/Euro. A volatilidade do Euro em 31 de dezembro de 2024 era de 15,24%.

O balanço patrimonial da controladora e o consolidado apresentam os seguintes saldos a título de marcação a mercado dos instrumentos financeiros derivativos atrelados ao câmbio e às taxas de juros, que são originados da combinação de fatores usualmente adotados para precificação a mercado de instrumentos dessa natureza, como volatilidade, cupom cambial, taxa de juros e cotação cambial.

	Controladora		Consolidado	
	2024	2023	2024	2023
Ativo circulante	37.173	420	565.220	419.014
Ativo não circulante	1.351.032	705.412	2.596.230	1.760.322
Total do ativo	1.338.205	705.832	3.161.450	2.179.336
Passivo circulante	2.248	25.361	530.338	588.098
Passivo não circulante	463.928	2.101	762.351	62.847
Total do passivo	466.176	27.462	1.292.689	650.945

Análise de sensibilidade

De acordo com o CPC 40, a Companhia e suas controladas realizaram análise de sensibilidade dos principais riscos aos quais os instrumentos financeiros e derivativos estão expostos, como segue:

a) Variação cambial

Considerando a manutenção da exposição cambial de 31 de dezembro de 2024, com a simulação dos efeitos nas demonstrações financeiras futuras, por tipo de instrumento financeiro e para três cenários distintos, seriam obtidos os seguintes resultados (ajustados a valor presente para a data base das demonstrações financeiras):

Controladora:

Operação	Exposiç ão	Risco	Cenário I (Provável)	Cenário II (Deterioraçã o de 25%)	Cenário III (Deterioraçã o de 50%)
Dívida Moeda Estrangeira	(150.00 0)		(141.925)	(187.509)	(233.092)
Variação Dívida			8.075	(37.509)	(83.092)
Swap Cambial		Alta Câmbio			
Posição Ativa					
Instrumentos Financeiros Derivativos	192.409		182.334	227.918	273.501
Variação			(8.075)	37.509	83.092
Posição Passiva					
Instrumentos Financeiros Derivativos - Taxa de Juros CDI	(153.23 6)		(153.236)	(153.236)	(153.236)
Subtotal	37.173		29.098	74.682	120.265

Total Líquido	(112.827)		(112.827)	(112.827)	(112.827)

Consolidado:

Operação	Exposição	Risco	Cenário I (Provável) (1)	Cenário II (Deterioração de 25%)	Cenário III (Deterioração de 50%)
Dívida Moeda Estrangeira	(6.685.532)		(5.570.174)	(7.209.096)	(8.848.017)
Variação Dívida			1.115.358	(523.564)	(2.162.485)
Swap Cambial		Alta Câmbio			
Posição Ativa					
Instrumentos Financeiros Derivativos	7.671.043		6.555.685	8.194.607	9.833.528
Variação			(1.115.358)	523.564	2.162.485
Posição Passiva					
Instrumentos Financeiros Derivativos - Taxa de Juros CDI	(6.923.764)		(6.923.764)	(6.923.764)	(6.923.764)
Subtotal	747.279		(368.079)	1.270.843	2.909.764
Total Líquido	(5.938.253)		(5.938.253)	(5.938.253)	(5.938.253)

(1) O cenário provável é calculado a partir da expectativa do câmbio futuro do último boletim Focus divulgado para a data de cálculo. Os cenários de deterioração de 25% e 50% são calculados a partir da curva do cenário provável. Nos cenários a curva de câmbio é impactada, a curva de CDI é mantida constante e a curva de cupom cambial é recalculada. Isto é feito para que a paridade entre spot, CDI, cupom cambial e câmbio futuro seja sempre válida

Os derivativos no “Cenário Provável”, calculados com base na análise líquida das operações acima apresentadas até o vencimento das mesmas, ajustadas a valor presente pela taxa prefixada brasileira em reais para 31 de dezembro de 2024, apresenta o cenário base para avaliação da efetividade na mitigação das variações cambiais adversas das dívidas existentes. Neste sentido, quanto maior a deterioração do câmbio (variável de risco considerada), maiores serão os resultados positivos dos swaps. Com os cenários de deterioração do real frente ao câmbio, de 25% e 50%, o valor presente da dívida mais derivativos seria de R\$112.827 na controladora e R\$5.938.253 no consolidado, em ambos os casos.

b) Variação das taxas de juros

Considerando a manutenção da exposição às taxas de juros de 31 de dezembro de 2024, com a simulação dos efeitos nas demonstrações financeiras futuras, por tipo de instrumento financeiro e para dois cenários distintos, seriam obtidos os seguintes resultados (ajustados a valor presente para a data base das demonstrações financeiras):

Controladora:

Operação	Exposiçã o	Risco	Cenário I (Provável) (¹)	Cenário II (Deterioraçã o de 25%)	Cenário III (Deterioraçã o de 50%)
Dívida Moeda Local - Taxa de Juros	(3.939.29 6)		(3.939.29 6)	(3.939.296)	(3.939.296)
Swap de Juros		Alta CDI			
Posição Ativa					
Instrumentos Financeiros Derivativos - Pré	3.788.888		3.788.888	3.788.888	3.788.888
Posição Passiva					
Instrumentos Financeiros Derivativos - CDI	(4.255.06 4)		(4.255.06 4)	(5.268.164)	(6.549.458)
Variação			-	(1.013.100)	(2.294.394)

Subtotal	(466.176)		(466.176)	(1.479.276)	(2.760.570)
Total Líquido	(4.405.472)		(4.405.472)	(5.418.572)	(6.699.866)

Consolidado:

Operação	Exposição	Risco	Cenário I (Provável) (¹)	Cenário II (Deterioração de 25%)	Cenário III (Deterioração de 50%)
Dívida Moeda Local - Taxa de Juros	(9.784.346)		(9.784.346)	(9.784.346)	(9.784.346)
Swap de Juros		Alta CDI			
Posição Ativa					
Instrumentos Financeiros Derivativos - Pré	10.132.580		10.132.580	10.132.580	10.132.580
Posição Passiva					
Instrumentos Financeiros Derivativos - CDI	(10.373.065)		(10.373.065)	(12.169.767)	(14.315.870)
Variação			-	(1.796.702)	(3.942.805)
Subtotal	(240.485)		(240.485)	(2.037.187)	(4.183.290)
Total Líquido	(10.024.831)		(10.024.831)	(11.821.533)	(13.967.636)

(1) O cenário provável é calculado a partir da expectativa do CDI futuro do último boletim Focus divulgado para a data de cálculo. Os cenários de deterioração de 25% e 50% são calculados a partir da curva do cenário provável. Nos cenários a curva de IPCA é mantida constante e a curva de CDI é recalculada.

Considerando que o cenário de exposição dos instrumentos financeiros indexados às taxas de juros 31 de dezembro de 2024 seja mantido e que os respectivos indexadores anuais acumulados sejam

os apresentados na tabela abaixo, caso ocorram oscilações nos índices de acordo com os três cenários definidos, o resultado financeiro líquido seria impactado em:

Instrumentos	Exposição	Risco	Cenário I (Provável) (¹)	Cenário II (Deterioração de 25%)	Cenário III (Deterioração de 50%)
Instrumentos financeiros ativos: Aplicações financeiras no mercado aberto e recursos vinculados	8.073.265	Alta CDI	1.210.990	1.513.738	816.485
Instrumentos financeiros passivos: Swap	(6.923.764)	Alta CDI	(1.038.565)	(1.298.206)	(1.557.848)
	(11.149.796)	Alta CDI	(1.672.469)	(2.090.586)	(2.508.704)
	(904.961)	Alta TJLP	(56.017)	(70.021)	(84.026)

Empréstimos, financiamentos e debêntures	(14.295.780)	Alta IPCA	(690.486)	(863.108)	(1.035.729)
	(122.591)	Alta INPC	(5.848)	(7.310)	(8.772)
	(645.420)	Alta TR	(5.228)	(6.535)	(7.842)
Subtotal ⁽²⁾	(34.042.312)		(3.468.613)	(4.335.766)	(5.202.921)
Total - perdas ⁽²⁾	(25.969.047)	-	(2.257.623)	(2.822.028)	(3.386.436)

(1) Considera o CDI e SELIC de 31 de dezembro de 2025 (15,00% ao ano), cotação das estimativas apresentadas pela recente Pesquisa do BACEN, datada de 31 de dezembro de 2024, TR 0,81% ao ano, TJLP 6,19% ao ano, INPC 4,77% ao ano e IPCA 4,83% ao ano.
(2) Não incluem as demais operações pré-fixadas no valor de R\$1.807.962.

4.4 Processos não sigilosos relevantes

A Companhia e suas controladas estabelecem o provisionamento de todas as ações judiciais e administrativas classificadas como risco de perda provável, de acordo com a efetiva previsão de desembolso, tendo em vista o risco financeiro envolvido. O julgamento da Companhia é baseado na opinião de seus consultores jurídicos. As provisões são revisadas e ajustadas para levar em conta alterações circunstanciais tais como prazo de prescrição aplicável, conclusões de inscrições fiscais ou exposições identificadas com base em novos assuntos ou decisões de tribunais.

Nos quadros a seguir, estão descritos os processos judiciais, arbitrais e administrativos relevantes, de acordo com o critério de materialidade da Companhia, sendo considerados relevantes os valores superiores a R\$ 30 milhões, ou processos em que eventual decisão desfavorável possa gerar outros impactos relevantes para a condução dos negócios da Companhia, como explicitado em cada relatório individual, na data base de 31 de dezembro de 2024, segregados por conforme a sua natureza.

Processos envolvendo as Transmissoras de Energia do Grupo Energisa

LINHAS DE XINGU TRANSMISSORA DE ENERGIA S.A (LXTE)

AMBIENTAL

Processo nº 1092134-43.2023.4.01.3400	
a. Juízo	2ª Vara Federal de Execução Fiscal do Rio de Janeiro
b. Instância	2ª Instância
c. Data de instauração	18/09/2023
d. Partes no processo	Autor: Linhas de Xingu Transmissora de Energia S.A Réu: Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis – IBAMA
e. Valores, bens ou direitos envolvidos	R\$ 78.096.985,38
f. Principais fatos	Mandado de segurança impetrado em razão da decisão revisional que anulou o reconhecimento da prescrição intercorrente ocorrida no Auto de Infração nº 9073336-E que trata da suposta intervenção não autorizada durante as obras de implantação da Linha de Transmissão 500 kV Tucuruí-Xingu-Jurupari.
g. Resumo das decisões de mérito proferidas	Concedida liminar determinando a suspensão da decisão revisional.
h. Estágio do processo	Conhecimento
i. Chance de perda	Remota

j. Motivo pelo qual o processo é considerado relevante	Como critério de relevância foram selecionados processos com valor envolvido igual ou superior a R\$ 30 milhões ou que, pela matéria discutida, são relevantes para a empresa.
k. Análise do impacto em caso de perda do processo	Perda financeira, no valor indicado, com possível impacto no caixa da Companhia.

Processo nº 5054491-33.2019.4.02.5101

a. Juízo	2ª Vara Federal de Execução Fiscal do Rio de Janeiro
b. Instância	2ª Instância
c. Data de instauração	12/08/2019
d. Partes no processo	Autor: Linhas de Xingu Transmissora de Energia S.A. Réu: Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis-IBAMA
e. Valores, bens ou direitos envolvidos	R\$ 64.933.396,77
f. Principais fatos	Auto de Infração nº 744.076-D, lavrado pelo IBAMA para aplicar à LXTE multa em razão de Infrações resultantes de “abertura de canais”, “lavagem de betoneira em balsa com lançamento do efluente para o corpo hídrico, constantes em condicionante de licença ambiental. Relacionada a Ação Anulatória temos a Execução Fiscal nº 5051902-68.2019.4.02.5101/RJ e os Embargos à Execução Fiscal nº 5094488-23.2019.4.02.5101/RJ.
g. Resumo das decisões de mérito proferidas	Sentença de parcial procedência reconheceu a inexistência de reincidência específica e reduziu a multa em um terço (a majoração foi reduzida para R\$ 20 milhões). Ambas as partes apelaram e a decisão foi mantida. Proferida decisão no REsp, mantendo a multa.
h. Estágio do processo	Recursal
i. Chance de perda	Remota (na ação anulatória, pois LXTE é Autora) e Provável na Execução (em que o IBAMA é Autor – processo nº 5094488-23.2019.4.02.5101/RJ).
j. Motivo pelo qual o processo é considerado relevante	Risco superior R\$ 30 milhões
k. Análise do impacto em caso de perda do processo	Perda financeira, no valor indicado, com possível impacto no caixa da Companhia.

FISCAL

Processo nº 0001307-30.2019.8.14.0075	
a. Juízo	Vara Única de Porto de Moz
b. Instância	1ª Instância
c. Data de instauração	12/02/2019
d. Partes no processo	Autor: Prefeitura de Porto do Moz Réu: LXTE
e. Valores, bens ou direitos envolvidos	R\$ 49.679.602,54
f. Principais fatos	Ajuizado pela prefeitura de Porto do Moz, referente à suposta contratação de serviços para a obra de construção das Linhas de Transmissão que passaram por aquela localidade. Apresentada garantia nos autos, processo pende de avaliação da procuradoria. O mérito está sendo discutido nos embargos à execução fiscal (processo nº 0800900-49.2023.8.14.0075),
g. Resumo das decisões de mérito proferidas	Não há.
h. Estágio do processo	Conhecimento
i. Chance de perda	Possível
j. Motivo pelo qual o processo é considerado relevante	Como critério de relevância foram selecionados processos com valor envolvido igual ou superior a R\$ 30 milhões ou que, pela matéria discutida, são relevantes para a empresa.
k. Impacto em caso de perda do processo	Perda financeira no valor indicado, com impacto no caixa da Companhia.

LINHAS DE MACAPA TRANSMISSORA DE ENERGIA S.A (LMTE)

CÍVEL

Processo nº 1001396-65.2025.4.01.3100	
a. Juízo	2ª Vara Federal Cível do Amapá
b. Instância	1ª Instância
c. Data de instauração	01/02/2025

d. Partes no processo	Autor: Ministério Público Federal Réu: Linhas de Macapá Transmissora de Energia S.A; Gemini Energy S.A.; Energisa S.A.; Operador Nacional do Sistema Elétrico ONS; Companhia de Eletricidade do Amapá CEA; Equatorial Participações e Investimentos II S.A;. União Federal; Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL; Empresa de Pesquisa Energética
e. Valores, bens ou direitos envolvidos	R\$100.000.000,00
f. Principais fatos	Ação Civil Pública movida pelo Ministério Público Federal devido ao apagão no Amapá em 2020 na qual pleiteia depósitos em juízo de valores significativos por parte dos réus; bloqueio de percentuais dos orçamentos e receitas dos réus; indenizações por danos morais, sociais e materiais aos consumidores afetados pelo apagão.
g. Resumo das decisões de mérito proferidas	Indeferimento da tutela de urgência cautelar: O juiz não encontrou os requisitos necessários para conceder a tutela de urgência, como a probabilidade do direito e o perigo de dano ou risco ao resultado útil do processo. O apagão ocorreu há mais de quatro anos, não havendo mais ameaça real ou iminente de dano irreparável. Determinou a suspensão da ACP até a definição da legitimidade passiva nas ações relacionadas ao apagão, conforme decisão do Desembargador Federal Flávio Jardim no IRDR nº 90.
h. Estágio do processo	Conhecimento
i. Chance de perda	Possível
j. Motivo pelo qual o processo é considerado relevante	Como critério de relevância foram selecionados processos com valor envolvido igual ou superior a R\$ 30 milhões ou que, pela matéria discutida, são relevantes para a empresa.
k. Análise do impacto em caso de perda do processo	Perda financeira no valor indicado, com impacto no caixa da Companhia.

REGULATÓRIO

Processo nº 0043557-32.2015.4.01.3400	
a. Juízo	1ª Vara da Seção Judiciária do Distrito Federal
b. Instância	1ª Instância

c. Data de instauração	31/07/2015
d. Partes no processo	Autor: LINHAS DE MACAPA TRANSMISSORA DE ENERGIA S.A. Réu: AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELETRICA
e. Valores, bens ou direitos envolvidos	R\$ 46.956.398,24
f. Principais fatos	A LMTE requereu o restabelecimento do equilíbrio econômico-financeiro do Contrato de Concessão 009/2008-ANEEL, mediante reajuste da receita anual permitida ("RAP") para R\$ 98.439.492,05 (data-base de 27.6.2008) ou para valor que vier a ser arbitrado pelo juiz, correspondentes a um acréscimo da RAP de 36,95% a partir de 1.8.2015. Em razão da decisão liminar favorável no agravo de instrumento, a LMTE recebeu o acréscimo de RAP referente ao período incontroverso (aproximadamente R\$ 76.514.050,91, em valores data-base 27.6.2008).
g. Resumo das decisões de mérito proferidas	Não há
h. Estágio do processo	Conhecimento
i. Chance de perda	Remota
j. Motivo pelo qual o processo é considerado relevante	Como critério de relevância foram selecionados processos com valor envolvido igual ou superior a R\$ 30 milhões ou que, pela matéria discutida, são relevantes para a empresa.
k. Análise do impacto em caso de perda do processo	Impacto financeiro.

GEMINI ENERGY S.A - GEMINI

FISCAL

Auto de Infração 01/2015	
a. Juízo	Secretaria de Finanças do Município de Porto de Moz
b. Instância	2ª Instância
c. Data de instauração	16/04/2015
d. Partes no processo	Autor: Município de Porto de Moz Réu: Gemini
e. Valores, bens ou direitos envolvidos	R\$ 71.545.195,95

f. Principais fatos	Discussão sobre suposto não recolhimento de ISS, no período de 2009 a 2013, referente aos serviços prestados de instalação de estrutura metálica para transmissão de energia elétrica.
g. Resumo das decisões de mérito proferidas	Proferida decisão julgando improcedente a Impugnação. Interposto Recurso Voluntário.
h. Estágio do processo	Recursal
i. Chance de perda	Remota
j. Motivo pelo qual o processo é considerado relevante	Como critério de relevância foram selecionados processos com valor envolvido igual ou superior a R\$ 30 milhões ou que, pela matéria discutida, são relevantes para a empresa.
k. Impacto em caso de perda do processo	Perda financeira no valor indicado, com impacto no caixa da Companhia.

LINHAS DE ITACAIUNAS TRANSMISSORA DE ENERGIA LTDA - LITE

REGULATÓRIO

Processo administrativo nº 48500.006110/2017-27	
a. Juízo	ANEEL
b. Instância	Administrativa
c. Data de instauração	29/11/2017
d. Partes no processo	Autor: ANEEL Réu: LITE
e. Valores, bens ou direitos envolvidos	R\$ 58.599.035,32
f. Principais fatos	ANEEL busca a execução da garantia de fiel cumprimento do contrato em virtude do atraso na entrega do empreendimento. A empresa defende a inocorrência das condições contratuais para a execução da garantia, tendo em vista a existência de fatos justificadores do atraso.

g. Resumo das decisões de mérito proferidas	23/04/2019 - Despacho 1.180/2019 negou provimento ao recurso administrativo interposto pela LITE em face do Despacho 1.173/2018, no qual decidiu pela execução da garantia de fiel cumprimento do contrato de concessão nº 012/2013-ANEEL. Decisão suspensa por antecipação de tutela concedida nos autos nº 1018064-12.2019.4.01.0000 de efeito suspensivo à apelação (processo de origem em sede de Mandado de Segurança conforme nº 1013153-39.2019.4.01.3400).
h. Estágio do processo	Suspenso
i. Chance de perda	Possível
j. Motivo pelo qual o processo é considerado relevante	Como critério de relevância foram selecionados processos com valor envolvido igual ou superior a R\$ 30 milhões ou que, pela matéria discutida, são relevantes para a empresa.
k. Impacto em caso de perda do processo	Perda financeira no valor indicado, com impacto no caixa da Companhia. Como há espaço para ação anulatória risco indicado como possível de perda.

Processos envolvendo as distribuidoras do Grupo Energisa

ENERGISA MATO GROSSO (EMT)

REGULATÓRIO

Processo nº 1078894-21.2022.4.01.3400	
a. Juízo	ANEEL
b. Instância	Administrativa
c. Data de instauração	08/02/2022
d. Partes no processo	Autor: Energisa Mato Grosso Réu: Agência Nacional de Energia Elétrica
e. Valores, bens ou direitos envolvidos	R\$ 58.648.080,75

f. Principais fatos	Ação judicial visando a suspensão da exigibilidade da multa administrativa aplicada no Auto de Infração ANEEL nº 9/2022 (48500.000719/2022-50). A fiscalização apurou suposta falha na prestação do serviço de energia elétrica, em especial nos aspectos relacionados ao fornecimento de energia elétrica aos consumidores, aferido pelo descumprimento dos limites dos indicadores de DEC e de FEC em diversos conjuntos, em especial no ano de 2021. Foi apresentado seguro garantia no valor correspondente à multa atualizada. Após apresentação de recurso pela ANEEL e razões finais pela Energisa Mato Grosso.
g. Resumo das decisões de mérito proferidas	Decisão judicial favorável emitida em maio de 2023 pela 6ª Vara Federal Cível do Distrito Federal, que concedeu a tutela antecipada para a suspensão da exigibilidade da multa administrativa. Em dezembro de 2023, o juízo da 6ª Vara Federal Cível proferiu decisão dando provimento aos argumentos de defesa da ANEEL, revogando a tutela antecipada, tendo este mesmo juízo restabelecido, em janeiro de 2024, a tutela antecipada, reconhecendo como suficiente e adequada a garantia apresentada pela Energisa Mato Grosso. Em setembro de 2024, foi julgada improcedente a ação e revogada a tutela antecipada. Em outubro de 2024, a Energisa Mato Grosso recorreu para o Tribunal (TRF1) e realizou depósito judicial no valor da multa atualizada, apesar de constar seguro garantia válido nos autos. Fato que, em novembro de 2024, foi proferida decisão favorável que restabeleceu a tutela e impediu a exigibilidade da multa. Aguarda-se manifestação da ANEEL no processo.
h. Estágio do processo	Recursal
i. Chance de perda	Possível
j. Motivo pelo qual o processo é considerado relevante	Como critério de relevância foram selecionados processos com valor envolvido igual ou superior a R\$ 30 milhões ou que, pela matéria discutida, são relevantes para a empresa.
k. Análise do impacto em caso de perda do processo	Perda financeira, no valor indicado, com impacto no caixa da Companhia.

Processo Administrativo AGER Nº 2023/02485 (48500.000104/2024-95)	
a. Juízo	AGER – Agência Estadual do Mato Grosso
b. Instância	Administrativa
c. Data de instauração	10/11/2023
d. Partes no processo	Autor: AGER/MT Réu: Energisa Mato Grosso
e. Valores, bens ou direitos envolvidos	R\$ 23.348.622,06
f. Principais fatos	Cancelamento/invalidação de orçamento de conexão em microgeração e minigeração distribuída, por ter supostamente cancelado e não cumprido os orçamentos de conexão emitidos, vigentes e válidos, e por não ter realizado e apresentado estudos, com base na alegação de que a conexão nova ou o aumento de potência injetada de microgeração ou minigeração distribuída implica inversão do fluxo de potência, a EMT teria violado os arts. 73, §§1º a 5º e 83 da Resolução Normativa ANEEL nº 1.000, de 2021.
g. Resumo das decisões de mérito proferidas	Decisão emitida em 06/12/2023 pela Diretoria Executiva da AGER/AMT, que deu parcial provimento ao recurso administrativo interposto em face do Auto de Infração nº 0003/2023-AGER/MT-SFT com redução da penalidade de para R\$ 20.691.335,94 e manutenção da Determinação DT.1, referente à necessidade de comunicação aos consumidores sobre a validade dos orçamentos de conexão indevidamente cancelados e o restabelecimento integral do seu prazo de validade. Recurso apresentado e apreciado, trazendo nova redução da multa, para o valor de R\$ 10.345.667,97.
h. Estágio do processo	Recursal
i. Chance de perda	Remota
j. Motivo pelo qual o processo é considerado relevante	Impacto relevante para a condução dos negócios da Companhia, independentemente do valor envolvido.
k. Impacto em caso de perda do processo	Perda financeira no valor indicado, com impacto no caixa da Companhia.

CÍVEL

Processo: 0026725-92.2009.4.01.3800 (2009.38.00.027553-0)

a. Juízo	3ª Vara Federal Cível da SJMG
b. Instância	1ª Instância
c. Data de Distribuição	20/10/2009
d. Partes no processo	Autor: Ministério Público Federal e outros Réus: Energisa Mato Grosso Distribuidora de Energia S/A, Energisa Mato Grosso do Sul Distribuidora de Energia S/A; Energisa Paraíba Distribuidora de Energia S/A; Energisa Tocantins; Energisa Acre Distribuidora de Energia S/A Distribuidora de Energia S/A; Energisa Minas Rio Distribuidora de Energia S/A, Energisa Sul e Sudeste Distribuidora de Energia S/A
e. Valores, bens ou direitos envolvidos	R\$ 319.625.975,70 (valor global das ações de todas as Distribuidoras)
f. Principais fatos	Trata-se de Ação Coletiva ajuizada por Associação de Defesa dos Consumidores de Energia, objetivando a devolução em dobro de valores supostamente cobrados de forma indevida, em razão de alegado erro metodológico no cálculo de tarifas.
g. Resumo das decisões de mérito proferidas	Sentença de extinção sem resolução do mérito em relação às distribuidoras, devendo figurar no polo passivo a ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica. Apresentado recurso de Apelação pela ADIC, MPF e DPU. Aguardando julgamento.
h. Estágio do processo	Recursal
i. Chance de perda	Remota
j. Motivo pelo qual o processo é considerado relevante	Impacto do valor financeiro das ações individuais nas distribuidoras em caso de decisão desfavorável
k. Análise do impacto em caso de perda do processo	Perda financeira, no valor indicado, com impacto no caixa da Companhia.

Processo nº 1004068-45.2018.4.01.3600

a. Juízo	2ª Vara Federal Cível da Seção Judiciária de Mato Grosso
b. Instância	1ª Instância
c. Data de instauração	25.09.2018

d. Partes no processo	Autor: Concessionária Rota do Oeste S.A. (CRO) Réu: Energisa Mato Grosso
e. Valores, bens ou direitos envolvidos	R\$419.787.819,86
f. Principais fatos	Autor requer declaração de legalidade e exigibilidade da cobrança de contraprestação pelo uso das faixas de domínio da rodovia concedida à CRO, com a condenação da Companhia ao pagamento das parcelas vencidas e vincendas em razão do referido uso, bem como a assinar os contratos pendentes e a apresentar o projeto executivo da área de ocupação.
g. Resumo das decisões de mérito proferidas	Proferida sentença para declarar a legalidade e exigibilidade da cobrança, bem como, condenar a Energisa no pagamento das parcelas vincendas em relação aos contratos já assinados (CPEUs nºs 07/2017, 08/2018, 09/2018, 10/2018 e 11/2018), determinar a assinatura dos contratos pendentes e apresentar o projeto executivo da área de ocupação. Apresentado recurso de Apelação
h. Estágio do processo	Recursal
i. Chance de perda	Possível
j. Motivo pelo qual o processo é considerado relevante	Como critério de relevância foram selecionados processos pela natureza ou com montante igual ou superior a R\$ 30 milhões.
k. Impacto em caso de perda do processo	Perda financeira, com Possível impacto no caixa da Companhia

Processo nº 0017436-75.2014.8.11.0041

a. Juízo	Cuiabá – 10ª Vara Cível – Justiça Estadual
b. Instância	1ª instância
c. Data de instauração	15/04/2014
d. Partes no processo	Autor: Conel Construções Elétricas Ltda. Réu: Energisa Mato Grosso
e. Valores, bens ou direitos envolvidos	R\$ 97.157.537,25

f. Principais fatos	Ação de indenização ajuizada por Conel Construções Elétricas Ltda, objetivando o ressarcimento por danos materiais e morais, fundamentada em suposta rescisão imotivada pela ré do contrato de prestação de serviços. Diante da alegação de conexão feita pela EMT, o Juízo da 9ª Vara Cível da Capital foi oficiado para prestar informações sobre o objeto da Ação de Cobrança 20005- 49.2014.811.0041, também ajuizada pela CONEL. Em 13.11.2020 foi determinada a remessa dos autos ao juízo da 9ª Vara em razão da conexão entre os processos. Aguardando realização de perícia.
g. Resumo das decisões de mérito proferidas	Não há.
h. Estágio do processo	Instrução
i. Chance de perda	Possível
j. Motivo pelo qual o processo é considerado relevante	Como critério de relevância foram selecionados processos pela natureza ou com montante igual ou superior a R\$ 30milhões.
k. Impacto em caso de perda do processo	Perda financeira, com possível impacto no caixa da Companhia

Processo nº 0054570-73.2013.8.11.0041

a. Juízo	Cuiabá – 9ª Vara Cível – Justiça Estadual
b. Instância	1ª instância
c. Data de instauração	06/12/2013
d. Partes no processo	Autor: Dyego Rodrigo Barbosa Duarte e outros Réu: Energisa Mato Grosso
e. Valores, bens ou direitos envolvidos	R\$55.058.670,08
f. Principais fatos	Ação de indenização objetivando o ressarcimento de valores em razão de onerosidade excessiva dos contratos de prestação de serviço e de descumprimento de obrigações contratuais. Processo sobrestado.
g. Resumo das decisões de mérito proferidas	Não há.
h. Estágio do processo	Instrução
i. Chance de perda	Possível

j. Motivo pelo qual o processo é considerado relevante	Como critério de relevância foram selecionados processos pela natureza ou com montante igual ou superior a R\$ 30 milhões.
k. Impacto em caso de perda do processo	Perda financeira, com possível impacto no caixa da Companhia.

Processo nº 0013549-66.2015.811.0003

a. Juízo	4ª Vara Cível da Comarca de Rondonópolis
b. Instância	1ª Instância
c. Data de instauração	15/09/2015
d. Partes no processo	Autor: Duarte & Alencar LTDA. M.E., Réu: Energisa Mato Grosso
e. Valores, bens ou direitos envolvidos	R\$47.554.097,90
f. Principais fatos	Ação de indenização objetivando o ressarcimento de valores em razão de onerosidade excessiva dos contratos de prestação de serviço e de descumprimento de obrigações contratuais.
g. Resumo das decisões de mérito proferidas	Sentença julgando procedente a ação. Recurso de Apelação da Energisa provido para anular a sentença e determinar o retorno dos autos à origem para complementação de prova pericial.
h. Estágio do processo	Conhecimento
i. Chance de perda	Possível
j. Motivo pelo qual o processo é considerado relevante	Como critério de relevância foram selecionados processos pela natureza ou com montante igual ou superior a R\$ 30 milhões.
k. Impacto em caso de perda do processo	Perda financeira, com possível impacto no caixa da Companhia.

Processo nº 1005691-76.2017.8.11.0041

a. Juízo	4ª Vara Cível de Cuiabá
b. Instância	1ª Instância
c. Data de instauração	16/03/2017
d. Partes no processo	Autor: ENECOL Engenharia e Manutenção LTDA. Réu: Energisa Mato Grosso
e. Valores, bens ou direitos envolvidos	R\$39.530.178,55
f. Principais fatos	Ação de indenização onde se discute matéria relacionada a cláusulas contratuais.

g. Resumo das decisões de mérito proferidas	Foi proferida decisão reconhecendo a prescrição parcial da pretensão indenizatória, fixando o ônus probatório. A decisão foi objeto de recurso, ao qual foi dado provimento para afastar a incidência da prescrição. Apresentado Recurso Especial, que manteve a decisão. Paralelamente, em primeira instância, foi proferida sentença julgando improcedentes os pleitos autorais. A ENECOL interpôs recurso de apelação o qual foi provido para reformar a decisão e determinou o retorno dos autos à origem para produção de provas. Interposto Recurso Especial pela Energisa, que pende de julgamento. Na origem, o processo retomou andamento, para iniciar a perícia contábil.
i. Chance de perda	Possível
j. Motivo pelo qual o processo é considerado relevante	Como critério de relevância foram selecionados processos pela natureza ou com montante igual ou superior a R\$ 30 milhões.
k. Impacto em caso de perda do processo	Perda financeira, com possível impacto no caixa da Companhia.

Processo nº 1004847-07.2021.8.11.0003

a. Juízo	4ª Vara Cível
b. Instância	2ª Instância
c. Data de instauração	05/03/2021
d. Partes no processo	Autor: Ministério Público Estadual Ré: Energisa Mato Grosso Distribuidora S/A
e. Valores, bens ou direitos envolvidos	R\$ 123.697.287,87
f. Principais fatos	ACP instaurada pelo Ministério Público para apurar supostos problemas na distribuição de energia do Bairro Jardim Belo Horizonte, na cidade de Rondonópolis. Alega constante quedas e interrupções no fornecimento de energia, por isso, pleiteia a obrigação de fazer para adequar o sistema elétrico da localidade, juntamente com o pagamento a título indenizatório de danos morais coletivos.

g. Resumo das decisões de mérito proferidas	A apelação cível foi parcialmente provida, anulando a sentença inicial por cerceamento de defesa devido ao indeferimento de produção probatória necessária. A decisão foi baseada na jurisprudência do STJ, que considera cerceamento de defesa quando há indeferimento de provas essenciais. Os autos retornaram para o juízo de origem para a produção das provas necessárias e o regular prosseguimento do processo.
h. Estágio do processo	Recursal
i. Chance de perda	Remota
j. Motivo pelo qual o processo é considerado relevante	Como critério de relevância foram selecionados processos pela natureza ou com montante igual ou superior a R\$ 30 milhões.
k. Análise do impacto em caso de perda do processo	Perda financeira, no valor indicado, com possível impacto no caixa da Companhia.

Processo nº 1011817-40.2023.4.01.3600

a. Juízo	1ª Vara Federal
b. Instância	1ª Instância
c. Data de instauração	29/04/2023
d. Partes no processo	Autor: Instituto de Comunicacao e Educacao em Defesa dos Consumidores E Investidores Réu: Energisa Mato Grosso
e. Valores, bens ou direitos envolvidos	R\$ 1.328.548.973,87
f. Principais fatos	O ICDESCA pretende a condenação da EMT à restituição a todos os consumidores do Estado dos valores relativos aos repassados à maior de PIS/COFINS apurados sobre o ICMS nas faturas de energia considerando o valor indicado pela companhia como montante de crédito apurado para o tema.
g. Resumo das decisões de mérito proferidas	Não há
h. Estágio do processo	Conhecimento
i. Chance de perda	Remota
j. Motivo pelo qual o processo é considerado relevante	Como critério de relevância foram selecionados processos pela natureza ou com montante igual ou superior a R\$ 30 milhões.

k. Análise do impacto em caso de perda do processo	Impacto financeiro

Processo nº 0030646-96.2015.8.07.0001

a. Juízo	12ª Vara Cível TJDF
b. Instância	1ª instância
c. Data de instauração	24/02/2017
d. Partes no processo	Autor: ANDECO - Associação Nacional de Consumidores ESE Requeridas: Energisa Borborema - Distribuidora de Energia S.A; Energisa Mato Grosso - Distribuidora de Energia S.A; Energisa Mato Grosso do Sul; Energisa Mato Grosso do Sul - Distribuidora de Energia S.A; Energisa Paraíba - Distribuidora de Energia S.A; Energisa Sergipe - Distribuidora de Energia S.A; Energisa Tocantins Distribuidora de Energia S.A
e. Valores, bens ou direitos envolvidos	R\$ 8.451.035.877,00 (valor global de todas as empresas)
f. Principais fatos	Ação Coletiva movida pela ANDECO visando impedir a cobrança das perdas não técnicas nas faturas de energia elétrica dos consumidores, bem como condenar as concessionárias rés na devolução, em dobro, dos valores indevidamente cobrados dos consumidores.
g. Resumo das decisões de mérito proferidas	Sem decisão de mérito. Processo em recurso tratando da competência da justiça federal e ausência de interesse da ANEEL.
h. Estágio do processo	Recursal
i. Chance de perda	Remota
j. Motivo pelo qual o processo é considerado relevante	Como critério de relevância foram selecionados processos pela natureza ou com montante igual ou superior a R\$ 30 milhões.
k. Impacto em caso de perda do processo	Perda financeira, no valor indicado, com possível impacto no caixa da Companhia.

Processo nº 0009533-77.2003.4.01.3600

a. Juízo	3ª Vara Federal
b. Instância	2ª Instância
c. Data de instauração	31/01/2014

d. Partes no processo	Autor: CERGRO Réu: Energisa Mato Grosso Distribuidora S/A
e. Valores, bens ou direitos envolvidos	R\$ 66.860.717,36
f. Principais fatos	A CERGRO alega que participou da edificação de diversas redes de distribuição rural no Estado, as quais, de acordo com os contratos de financiamento firmados com a EMT e o Branco do Brasil, integrariam o seu patrimônio. Alega a existência de 6.341 Km de redes de distribuição rural pertencem à CERGRO, pois foram por ela edificadas, tendo sido concedido à EMT somente a permissão de distribuição de energia. A sentença reconheceu o direito de indenização à CERGRO. No recurso de apelação a EMT reiterou a tese de ilegitimidade passiva da EMT, visto que se alguém incorreu em enriquecimento sem causa em razão da incorporação das redes construídas pela CERGRO, foi o Estado do Mato Grosso e não a CEMAT e a prescrição da pretensão indenizatória.
g. Resumo das decisões de mérito proferidas	A sentença reconheceu o direito da CERGRO ser indenizada pela apropriação indevida, pela CEMAT, das redes objeto dos contratos GB 081/79, GB 269/81 e GB 291/82 e julgou improcedente os pedidos em relação aos contratos GB 317/83 e GB – 372/88.
h. Estágio do processo	Recursal
i. Chance de perda	Possível
j. Motivo pelo qual o processo é considerado relevante	Como critério de relevância foram selecionados processos pela natureza ou com montante igual ou superior a R\$ 30 milhões.
k. Análise do impacto em caso de perda do processo	Perda financeira, no valor indicado, com possível impacto no caixa da Companhia.

FISCAL

Processo nº 0010774-95.2017.4.01.3600	
a. Juízo	4ª VARA ESP. FAZENDA PUBLICA
b. Instância	2ª Instância
c. Data de instauração	29/09/2017

d. Partes no processo	Autor: UNIÃO Réu: Energisa Mato Grosso
e. Valores, bens ou direitos envolvidos	R\$ 170.314.073,80
f. Principais fatos	Processo envolvendo discussão sobre execução fiscal proposta pela União Federal, em razão da exclusão da empresa no parcelamento previsto na Lei nº 11.941/09, ocorrido em 2011, com a respectiva perda dos benefícios concedidos.
g. Resumo das decisões de mérito proferidas	Proferida sentença julgando improcedente os Embargos à Execução apresentados. EMT apresentou recurso de Apelação. Proferido acórdão por maioria para manter a exigibilidade do tributo. Foi enviado para o quórum estendido. No quórum estendido, o recurso foi julgado favorável à empresa para manter a empresa no parcelamento, de forma a lhe ser oportunizado prazo para pagamento do saldo devedor apurado pela Fazenda Nacional, devidamente atualizado. Apresentado Embargos de declaração que aguardam julgamento.
h. Estágio do processo	Recursal
i. Chance de perda	Possível
j. Motivo pelo qual o processo é considerado relevante	Como critério de relevância foram selecionados processos pela natureza ou com montante igual ou superior a R\$ 30 milhões.
k. Impacto em caso de perda do processo	Perda financeira, com possível impacto no caixa da Companhia.

Processo nº 5205023/2012	
a. Juízo	Conselho de Contribuintes do Estado do Mato Grosso
b. Instância	2ª Instância
c. Data de instauração	23/03/2017
d. Partes no processo	Autor: Secretaria da Fazenda do Estado do Mato Grosso Réu: Energisa Mato Grosso
e. Valores, bens ou direitos envolvidos	R\$ 121.573.630,60

f. Principais fatos	Autuação fiscal invalidando tomada de crédito de ICMS referente ao diferencial de alíquota (DIFAL) no período de Janeiro de 2010 a Janeiro de 2012. A Lei estadual do MT que vedava o creditamento sobre o DIFAL foi declarada inconstitucional na ADI 4623
g. Resumo das decisões de mérito proferidas	Não há
h. Estágio do processo	Recursal
i. Chance de perda	Remota
j. Motivo pelo qual o processo é considerado relevante	Como critério de relevância foram selecionados processos pela natureza ou com montante igual ou superior a R\$ 30 milhões.
k. Análise do impacto em caso de perda do processo	Perda financeira, no valor indicado, com possível impacto no caixa da Companhia.

Processo: 1000985-84.2016.8.11.0041

a. Juízo	TJMT - Núcleo de Justiça Digital de Execuções Fiscais Estaduais
b. Instância	1ª Instância
c. Data de instauração	30/08/2016
d. Partes no processo	Autor: Estado do Mato Grosso Réu: Energisa Mato Grosso
e. Valores, bens ou direitos envolvidos	R\$ 78.954.877,58
f. Principais fatos	Discussão sobre registro de crédito fiscal de ICMS referente ao diferencial de alíquota, decorrente da aquisição de mercadorias para integrar o ativo permanente e/ou para uso e consumo do estabelecimento, no período de Janeiro/2008 a Dezembro/2009 (Aguarda-se o julgamento da ação anulatória (PJE nº 1015283-81.2016.8.11.0041).
g. Resumo das decisões de mérito proferidas	Aguardando decisão do mérito.
h. Estágio do processo	Conhecimento
i. Chance de perda	Remota
j. Motivo pelo qual o processo é considerado relevante	Como critério de relevância foram selecionados processos pela natureza ou com montante igual ou superior a R\$ 30 milhões.

k. Análise do impacto em caso de perda do processo	Perda financeira, no valor indicado, com impacto no caixa da Companhia.

Processo Administrativo nº 14094.720008/2018-36

a. Juízo	Conselho Administrativo de Recursos Fiscais
b. Instância	2ª Instância
c. Data de instauração	01/03/2018
d. Partes no processo	Autor: Ministério da Fazenda Réu: Energisa Mato Grosso
e. Valores, bens ou direitos envolvidos	R\$ 116.669.386,50
f. Principais fatos	Auto de infração relacionado a não homologação das alterações realizadas nas DCTF de 2014 a 2016 realizadas em razão da mudança do regime de reconhecimento da CVA de caixa para competência em conformidade com Solução de Consulta 99017/2017 da RFB.
g. Resumo das decisões de mérito proferidas	Decisão de 1ª instância reconheceu improcedência da manifestação de inconformidade. Julgado em segunda instância, foi determinado o retorno dos autos à Unidade de Origem para que promova o seu apensamento aos respectivos processos administrativos fiscais de restituição/compensação.
h. Estágio do processo	Recursal
i. Chance de perda	Possível
j. Motivo pelo qual o processo é considerado relevante	Como critério de relevância foram selecionados processos pela natureza ou com montante igual ou superior a R\$ 30 milhões.
k. Impacto em caso de perda do processo	Perda financeira, com possível impacto no caixa da Companhia.

Processo Administrativo nº 14041.720061/2020-77

a. Juízo	Conselho Administrativo de Recursos Fiscais
b. Instância	Administrativo
c. Data de instauração	21/10/2020
d. Partes no processo	Autor: União Federal Réu: Energisa Mato Grosso
e. Valores, bens ou direitos envolvidos	R\$ 34.674.212,61

f. Principais fatos	Auto de infração relacionado a glosa do crédito de PIS e COFINS referente a energia adquirida no montante das perdas não técnicas do período de Agosto/2016 a Dezembro/2017.
g. Resumo das decisões de mérito proferidas	Após apresentação de defesa, houve decisão mantendo o auto de infração. Apresentado recurso voluntário, que aguarda julgamento.
h. Estágio do processo	Recursal
i. Chance de perda	Possível
j. Motivo pelo qual o processo é considerado relevante	Como critério de relevância foram selecionados processos pela natureza ou com montante igual ou superior a R\$ 30 milhões.
k. Impacto em caso de perda do processo	Perda financeira, com possível impacto no caixa da Companhia.

Processo: 1026238-64.2022.8.11.0041

a. Juízo	TJMT - Comarca de Núcleos De Justiça 4.0
b. Instância	1ª Instância
c. Data de instauração	14/07/2022
d. Partes no processo	Autor: Estado do Mato Grosso Réu: Energisa Mato Grosso
e. Valores, bens ou direitos envolvidos	R\$ 69.727.899,89
f. Principais fatos	Sefaz/MT autuou a Energisa Mato Grosso em razão do não recolhimento do DIFAL, bem como, a não escrituração de documentos fiscais. Apresentado embargos à execução (Processo nº 1033713-71.2022.8.11.0041) com a garantia do juízo, ficando a execução fiscal suspensa.
g. Resumo das decisões de mérito proferidas	Processo suspenso em razão da garantia apresentada.
h. Estágio do processo	Conhecimento
i. Chance de perda	Possível
j. Motivo pelo qual o processo é considerado relevante	Como critério de relevância foram selecionados processos pela natureza ou com montante igual ou superior a R\$ 30 milhões.
k. Análise do impacto em caso de perda do processo	Perda financeira, no valor indicado, com impacto no caixa da Companhia.

ENERGISA MATO GROSSO DO SUL (EMS)

CÍVEL

Processo nº 0030646-96.2015.8.07.0001

a. Juízo	12ª Vara Cível TJDF
b. Instância	1ª instância
c. Data de instauração	24/02/2017
d. Partes no processo	Autor: ANDECO - Associação Nacional de Consumidores ESE Requeridas: Energisa Borborema - Distribuidora de Energia S.A; Energisa Mato Grosso - Distribuidora de Energia S.A; Energisa Mato Grosso do Sul; Energisa Mato Grosso do Sul - Distribuidora de Energia S.A; Energisa Paraíba - Distribuidora de Energia S.A; Energisa Sergipe - Distribuidora de Energia S.A; Energisa Tocantins Distribuidora de Energia S.A
e. Valores, bens ou direitos envolvidos	R\$ 8.451.035.877,00 (valor global de todas as empresas)
f. Principais fatos	Ação Coletiva movida pela ANDECO visando impedir a cobrança das perdas não técnicas nas faturas de energia elétrica dos consumidores, bem como condenar as concessionárias rés na devolução, em dobro, dos valores indevidamente cobrados dos consumidores.
g. Resumo das decisões de mérito proferidas	Sem decisão de mérito. Processo em recurso tratando da competência da justiça federal e ausência de interesse da ANEEL.
h. Estágio do processo	Recursal
i. Chance de perda	Remota
j. Motivo pelo qual o processo é considerado relevante	Como critério de relevância foram selecionados processos pela natureza ou com montante igual ou superior a R\$ 30 milhões.
k. Impacto em caso de perda do processo	Perda financeira, no valor indicado, com possível impacto no caixa da Companhia.

Processo nº 0850735-54.2024.8.12.0001

a. Juízo	10ª Vara Cível
b. Instância	1ª instância
c. Data de instauração	30/08/2024
d. Partes no processo	Autor: JRMS Consultoria e Prestação de Serviços Elétricos LTDA Ré: Energisa Mato Grosso do Sul

e. Valores, bens ou direitos envolvidos	R\$ 73.491.048,99
f. Principais fatos	JRSM pretende o recebimento de valores relativos aos lucros cessantes em razão da rescisão antecipada do contrato de prestação de serviços.
g. Resumo das decisões de mérito proferidas	Não há
h. Estágio do processo	Conhecimento
i. Chance de perda	Remota
j. Motivo pelo qual o processo é considerado relevante	Como critério de relevância foram selecionados processos pela natureza ou com montante igual ou superior a R\$ 30 milhões.
k. Impacto em caso de perda do processo	Perda financeira, no valor indicado, com possível impacto no caixa da Companhia.

FISCAL

Processo nº 5009015-61.2019.4.03.6000	
a. Juízo	6ª Vara Federal
b. Instância	1ª instância judicial
c. Data de instauração	22/10/2019
d. Partes no processo	Autor: União Federal Réu: Energisa Mato Grosso do Sul
e. Valores, bens ou direitos envolvidos	R\$ 107.450.133,76
f. Principais fatos	Execução fiscal relacionada aos tributos PIS e COFINS, das competências de dezembro de 2007 a fevereiro de 2008, decorrentes da glosa de créditos sobre os valores restituídos aos consumidores em revisão tarifária. Perícia judicial favorável à EMS. O processo foi suspenso temporariamente até que seja feito o julgamento da ação anulatória.
g. Resumo das decisões de mérito proferidas	Não há.
h. Estágio do processo	Pericial
i. Chance de perda	Possível
j. Motivo pelo qual o processo é considerado relevante	Como critério de relevância foram selecionados processos pela natureza ou com montante igual ou superior a R\$ 30 milhões.

k. Impacto em caso de perda do processo	Perda financeira no valor indicado, com impacto no caixa da subsidiária.

ENERGISA TOCANTINS (ETO)

CÍVEL

Processo nº 0007336-94.2008.4.01.3400	
a. Juízo	13ª Vara Federal
b. Instância	1ª instância
c. Data de instauração	22/08/2008
d. Partes no processo	Autor: Posto Presidente de Natividade e Espolio de José Gomes Feitosa, Réu: Energisa Tocantis e outros
e. Valores, bens ou direitos envolvidos	R\$ 46.313.387,41
f. Principais fatos	Ação discute questões contratuais envolvendo desapropriação de área para construção de linhas de distribuição de alta tensão e subestações.
g. Resumo das decisões de mérito proferidas	Decisão reconhecendo a ilegitimidade da Aneel e da CELG e determinada a remessa dos autos para a Justiça Estadual.
h. Estágio do processo	Conhecimento
i. Chance de perda	Possível
j. Motivo pelo qual o processo é considerado relevante	Como critério de relevância foram selecionados processos pela natureza ou com montante igual ou superior a R\$ 30 milhões.
k. Impacto em caso de perda do processo	Perda financeira, com possível impacto no caixa da subsidiária.

Processo 0000160-24.2015.8.27.2701	
a. Juízo	1ª Vara Cível de Palmas
b. Instância	1ª Instância
c. Data de instauração	31/03/2015
d. Partes no processo	Autor: Maria de Fatima Jose de Almeida Vieira Réu: Energisa Tocantins
e. Valores, bens ou direitos envolvidos	R\$ 60.380.387,59
f. Principais fatos	Ação de indenização por danos materiais e morais decorrentes de incêndio ocorrido na propriedade rural dos autores.

g. Resumo das decisões de mérito proferidas	Não há
h. Estágio do processo	Conhecimento
i. Chance de perda	Remota
j. Motivo pelo qual o processo é considerado relevante	Como critério de relevância foram selecionados processos pela natureza ou com montante igual ou superior a R\$ 30 milhões.
k. Análise do impacto em caso de perda do processo	Perda financeira, no valor indicado, com impacto no caixa da Companhia.

Processo: 0026725-92.2009.4.01.3800 (2009.38.00.027553-0)

a. Juízo	3ª Vara Federal Cível da SJMG
b. Instância	1ª Instância
c. Data de Distribuição	20/10/2009
d. Partes no processo	Autor: Ministério Público Federal e outros Réus: Energisa Mato Grosso Distribuidora de Energia S/A, Energisa Mato Grosso do Sul Distribuidora de Energia S/A; Energisa Paraíba Distribuidora de Energia S/A; Energisa Tocantins; Energisa Acre Distribuidora de Energia S/A Distribuidora de Energia S/A; Energisa Minas Rio Distribuidora de Energia S/A, Energisa Sul e Sudeste Distribuidora de Energia S/A
e. Valores, bens ou direitos envolvidos	R\$ 319.625.975,70 (valor global das ações de todas as Distribuidoras)
f. Principais fatos	Trata-se de Ação Coletiva ajuizada por Associação de Defesa dos Consumidores de Energia, objetivando a devolução em dobro de valores supostamente cobrados de forma indevida, em razão de alegado erro metodológico no cálculo de tarifas.
g. Resumo das decisões de mérito proferidas	Sentença de extinção sem resolução do mérito em relação às distribuidoras, devendo figurar no polo passivo a ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica. Apresentado recurso de Apelação pela ADIC, MPF e DPU.
h. Estágio do processo	Recursal
i. Chance de perda	Remota
j. Motivo pelo qual o processo é considerado relevante	Como critério de relevância foram selecionados processos pela natureza ou com montante igual ou superior a R\$ 30 milhões.

k. Análise do impacto em caso de perda do processo	Perda financeira, no valor indicado, com impacto no caixa da Companhia.

Processo nº 0030646-96.2015.8.07.0001

a. Juízo	12ª Vara Cível TJDF
b. Instância	1ª instância
c. Data de instauração	24/02/2017
d. Partes no processo	Autor: ANDECO - Associação Nacional de Consumidores ESE Requeridas: Energisa Borborema - Distribuidora de Energia S.A; Energisa Mato Grosso - Distribuidora de Energia S.A; Energisa Mato Grosso do Sul; Energisa Mato Grosso do Sul - Distribuidora de Energia S.A; Energisa Paraíba - Distribuidora de Energia S.A; Energisa Sergipe - Distribuidora de Energia S.A; Energisa Tocantins Distribuidora de Energia S.A
e. Valores, bens ou direitos envolvidos	R\$ 8.451.035.877,00 (valor global de todas as empresas)
f. Principais fatos	Ação Coletiva movida pela ANDECO visando impedir a cobrança das perdas não técnicas nas faturas de energia elétrica dos consumidores, bem como condenar as concessionárias rés na devolução, em dobro, dos valores indevidamente cobrados dos consumidores.
g. Resumo das decisões de mérito proferidas	Sem decisão de mérito. Processo em recurso tratando da competência da justiça federal e ausência de interesse da ANEEL.
h. Estágio do processo	Recursal
i. Chance de perda	Remota
j. Motivo pelo qual o processo é considerado relevante	Como critério de relevância foram selecionados processos pela natureza ou com montante igual ou superior a R\$ 30 milhões.
k. Impacto em caso de perda do processo	Perda financeira, no valor indicado, com possível impacto no caixa da Companhia.

FISCAL

Processo 5008221-35.2011.8.27.2729

a. Juízo	2ª Vara da Fazenda de Palmas/TO
b. Instância	1ª Instância
c. Data de instauração	03/03/2010

d. Partes no processo	Autor: Secretaria da Fazenda Pública Estadual Réu: Energisa Tocantins
e. Valores, bens ou direitos envolvidos	R\$ 81.666.626,03
f. Principais fatos	Execução fiscal de glosa de crédito de ICMS de bens destinados ao ativo imobilizado. Processo tem correlação com a Ação Anulatória nº 5000726- 08.2009.8.27.2729, na qual houve trânsito em julgado favorável à ETO. Em Ago/2024 foi proferida sentença que julgou a execução extinta sem resolução de mérito, em razão de ausência de interesse de agir. Recorremos.
g. Resumo das decisões de mérito proferidas	Não há
h. Estágio do processo	Suspenso
i. Chance de perda	Remota
j. Motivo pelo qual o processo é considerado relevante	Como critério de relevância foram selecionados processos pela natureza ou com montante igual ou superior a R\$ 30 milhões.
k. Análise do impacto em caso de perda do processo	Perda financeira, no valor indicado, com impacto no caixa da Companhia.

Processo 1000504-63.2016.4.01.4300

a. Juízo	Tribunal Regional Federal da 1ª Região – 8ª turma
b. Instância	2ª Instância
c. Data de instauração	01/08/2016
d. Partes no processo	Autor: Energisa Tocantins Réu: União Federal
e. Valores, bens ou direitos envolvidos	R\$ 60.193.133,12
f. Principais fatos	Trata-se de Mandado de Segurança impetrado para afastar a multa isolada exigida no processo administrativo de compensação em desacordo com a legislação. Liminar favorável à ETO, mas reformada na sentença. Interposto recurso de apelação que foi julgado favorável. Iniciado Cumprimento de Sentença contra a Fazenda Pública.
g. Resumo das decisões de mérito proferidas	Provimento à apelação da Energisa para reformar a sentença, conceder a segurança, ficando anulada a multa.

h. Estágio do processo	Recursal
i. Chance de perda	Remota
j. Motivo pelo qual o processo é considerado relevante	Como critério de relevância foram selecionados processos pela natureza ou com montante igual ou superior a R\$ 30 milhões.
k. Análise do impacto em caso de perda do processo	Perda financeira, no valor indicado, com impacto no caixa da Companhia.

Processo 5003614-42.2012.8.27.2729

a. Juízo	Vara das Execuções Fiscais e da Saúde de Palmas
b. Instância	1ª Instância
c. Data de instauração	20/04/2012
d. Partes no processo	Autor: Estado do Tocantins Réu: Energisa Tocantins
e. Valores, bens ou direitos envolvidos	R\$ 168.727.581,35
f. Principais fatos	Glosa de crédito de ICMS de bens destinados ao ativo imobilizado. Débito está sendo discutido na ação anulatória de nº 0013057- 97.2015.827.2729, que possui com sentença e acórdão da apelação favorável à ETO. Processo sobrestado.
g. Resumo das decisões de mérito proferidas	A execução fiscal está sobrestada. Na anulatória foi proferida sentença e acórdão favorável à companhia.
h. Estágio do processo	Recursal
i. Chance de perda	Remota
j. Motivo pelo qual o processo é considerado relevante	Como critério de relevância foram selecionados processos pela natureza ou com montante igual ou superior a R\$ 30 milhões.
k. Análise do impacto em caso de perda do processo	Perda financeira, no valor indicado, com impacto no caixa da Companhia.

REGULATÓRIO

Processo nº 0001610-19.2012.4.01.4300

a. Juízo	Tribunal Regional Federal 1ª Região
b. Instância	2ª instância
c. Data de instauração	27/04/2012
d. Partes no processo	Autor: Ministério Público Federal Réu: Energisa Tocantins e Aneel

e. Valores, bens ou direitos envolvidos	R\$ 42.544.908,78
f. Principais fatos	Ação Civil Pública movida objetivando a declaração da ilegalidade da metodologia de reajuste tarifário adotada pela ANEEL desde 2002, bem como a restituição dos valores apropriados ao longo dos anos ou compensação dos referidos valores nos reajustes futuros ou na próxima revisão tarifária.
g. Resumo das decisões de mérito proferidas	Sentença julgando improcedente os pedidos, asseverando “não estar configurada ilegalidade na metodologia adotada pela ANEEL entre os anos de 2002 e 2009, no que se refere aos critérios utilizados para apuração do reajuste das tarifas de energia elétrica. Por este motivo, não pode ser acolhida a pretensão da autora de obter ressarcimento de valores da concessionária de energia elétrica”. MPF apresentou recurso. Autos estão aguardando julgamento.
h. Estágio do processo	Recursal
i. Chance de perda	Remota
j. Motivo pelo qual o processo é considerado relevante	Como critério de relevância foram selecionados processos pela natureza ou com montante igual ou superior a R\$ 30 milhões.
k. Impacto em caso de perda do processo	Perda financeira no valor indicado, com impacto no caixa da Companhia.

ENERGISA RONDÔNIA (ERO)

CÍVEL

Processo 0027401-32.2016.4.01.3400	
a. Juízo	Tribunal Regional Federal – TRF1
b. Instância	2ª Instância
c. Data de instauração	01/01/2016
d. Partes no processo	Autor: ELETROGOES S/A Réu: Energisa Rondônia
e. Valores, bens ou direitos envolvidos	R\$ 68.518.726,78

f. Principais fatos	Ação na qual a Eletrogoes pretende a anulação do Despacho nº 244/2015 que estabeleceu a redução do preço do CCVE em atendimento ao Despacho de Sub-rogação na CCC e a suspensão da inexigibilidade do repasse dos valores recebidos a título de CCC para a tarifa de energia (retroativo a agosto/2003).
g. Resumo das decisões de mérito proferidas	Sentença julgou improcedente os pedidos da Eletrogoes. Recurso de Apelação provido em benefício da Eletrogoes. Embargos de Declaração Energisa não acolhidos. Recurso Especial interposto pelas partes pendente de juízo de admissibilidade.
h. Estágio do processo	Recursal
i. Chance de perda	Remota
j. Motivo pelo qual o processo é considerado relevante	Como critério de relevância foram selecionados processos pela natureza ou com montante igual ou superior a R\$ 30 milhões.
k. Análise do impacto em caso de perda do processo	Perda financeira, no valor indicado, com impacto no caixa da Companhia.

FISCAL

Processo nº 7006990-66.2018.8.22.0001	
a. Juízo	Tribunal de Justiça de Rondônia
b. Instância	2ª Instância
c. Data de instauração	16/06/2013
d. Partes no processo	Autor: Energisa Rondônia Réu: Estado de Rondônia
e. Valores, bens ou direitos envolvidos	R\$ 112.239.457,20
f. Principais fatos	Execução fiscal na qual se discute a glosa de créditos de ICMS nas aquisições de óleo diesel. Processo suspenso aguardando discussão de mérito na ação anulatória.
g. Resumo das decisões de mérito proferidas	Decisões desfavoráveis à empresa, mantendo a exigência do crédito tributário.
h. Estágio do processo	Recursal
i. Chance de perda	Provável

j. Motivo pelo qual o processo é considerado relevante	Como critério de relevância foram selecionados processos pela natureza ou com montante igual ou superior a R\$ 30 milhões.
k. Impacto em caso de perda do processo	Perda financeira no valor indicado, com impacto no caixa da Cia.

Processo 7011467-35.2018.8.22.0001

a. Juízo	Tribunal de Justiça de Rondônia
b. Instância	2ª Instância
c. Data de instauração	16/06/2013
d. Partes no processo	Autor: Estado de Rondônia Réu: Energisa Rondônia
e. Valores, bens ou direitos envolvidos	R\$ 105.956.911,72
f. Principais fatos	Execução Fiscal na qual se discute a glosa de créditos de ICMS nas aquisições de óleo diesel. Processo suspenso aguardando discussão de mérito na ação anulatória.
g. Resumo das decisões de mérito proferidas	Decisões desfavoráveis proferidas contra empresa, mantendo a exigência do débito tributário em primeira e segunda instância.
h. Estágio do processo	Recursal
i. Chance de perda	Provável
j. Motivo pelo qual o processo é considerado relevante	Como critério de relevância foram selecionados processos pela natureza ou com montante igual ou superior a R\$ 30 milhões.
k. Impacto em caso de perda do processo	Perda financeira no valor indicado, com impacto no caixa da Cia.

Processo 0011940-24.2010.8.22.0001

a. Juízo	Superior Tribunal de Justiça – STJ
b. Instância	Superior
c. Data de instauração	09/06/2010
d. Partes no processo	Autor: Energisa Rondônia Réu: Estado de Rondônia
e. Valores, bens ou direitos envolvidos	R\$ 89.003.500,79
f. Principais fatos	Ação anulatória na qual se discute débito de ICMS referente a não homologação do cancelamento de faturas (convênio 30).

g. Resumo das decisões de mérito proferidas	Diante a improcedência, apresentamos recursos até o STJ.
h. Estágio do processo	Recursal
i. Chance de perda	Possível
j. Motivo pelo qual o processo é considerado relevante	Como critério de relevância foram selecionados processos pela natureza ou com montante igual ou superior a R\$ 30 milhões.
k. Análise do impacto em caso de perda do processo	Perda financeira, no valor indicado, com impacto no caixa da Companhia.

Processo nº 10240-722.819/2020-12

a. Juízo	Conselho Administrativo de Recursos Fiscais - CARF
b. Instância	2ª Instância
c. Data de instauração	30/09/2020
d. Partes no processo	Autor: Delegacia da Receita Federal de Rondônia Réu: Energisa Rondônia
e. Valores, bens ou direitos envolvidos	R\$ 497.633.689,23
f. Principais fatos	Auto de Infração que reduziu o valor de prejuízo fiscal (IRPJ) e base de cálculo negativa de CSLL, referente à glosa de despesa relacionada às perdas não técnicas do período de 2016 e 2017.
g. Resumo das decisões de mérito proferidas	Proferida decisão contrária à ERO. Apresentado recurso administrativo, que foi julgado parcialmente favorável.
h. Estágio do processo	Recursal
i. Chance de perda	Possível
j. Motivo pelo qual o processo é considerado relevante	Como critério de relevância foram selecionados processos pela natureza ou com montante igual ou superior a R\$ 30 milhões.
k. Impacto em caso de perda do processo	Perda financeira no valor indicado, com impacto no caixa da Companhia.

Processo nº 10240-721.054/2020-95

a. Juízo	Conselho Administrativo de Recursos Fiscais - CARF
b. Instância	2ª Instância
c. Data de instauração	30/09/2020

d. Partes no processo	Autor: Delegacia da Receita Federal de Rondônia Réu: Energisa Rondônia
e. Valores, bens ou direitos envolvidos	R\$ 349.374.772,69
f. Principais fatos	Auto de Infração referente à cobrança de supostos débitos da contribuição para o Programa de Integração Social ("PIS") e da Contribuição para o Financiamento de Seguridade Social ("COFINS") decorrentes da glosa de créditos das contribuições relacionadas às perdas não técnicas e da incidência das contribuições sobre os valores recebidos à título de reembolso da CCC (Conta de Consumo de Combustível, recebido setembro de 2020.
g. Resumo das decisões de mérito proferidas	Proferida decisão contrária à ERO. Apresentado recurso administrativo, que foi julgado, por voto de qualidade, de forma desfavorável.
h. Estágio do processo	Recursal
i. Chance de perda	Possível
j. Motivo pelo qual o processo é considerado relevante	Como critério de relevância foram selecionados processos pela natureza ou com montante igual ou superior a R\$ 30 milhões.
k. Impacto em caso de perda do processo	Perda financeira no valor indicado, com impacto no caixa da Companhia.

Processo nº 7006272-96.2023.8.22.0000

a. Juízo	1ª Vara de Execuções Fiscais
b. Instância	1ª Instância
c. Data de instauração	27/07/2023
d. Partes no processo	Autor: Estado de Rondônia Réu: Energisa Rondônia
e. Valores, bens ou direitos envolvidos	R\$ 280.793.214,82
f. Principais fatos	Execução fiscal decorrente da exigência de ICMS e multa decorrente da glosa de crédito óleo diesel do ano de 2015.
g. Resumo das decisões de mérito proferidas	Sem decisões proferidas
h. Estágio do processo	Execução

i. Chance de perda	Remota
j. Motivo pelo qual o processo é considerado relevante	Como critério de relevância foram selecionados processos pela natureza ou com montante igual ou superior a R\$ 30 milhões.
k. Impacto em caso de perda do processo	Perda financeira no valor indicado, com impacto no caixa da Companhia.

Processo nº 20202700100099

a. Juízo	Fazenda Estadual do Estado de Rondônia
b. Instância	2ª Instância
c. Data de instauração	03/09/2020
d. Partes no processo	Autor: Estado de Rondônia Réu: Energisa Rondônia
e. Valores, bens ou direitos envolvidos	R\$ 84.403.461,01
f. Principais fatos	Auto de Infração onde se discute a exigência de ICMS e multa decorrente da glosa de crédito óleo diesel do ano de 2016, recebido em novembro de 2020.
g. Resumo das decisões de mérito proferidas	Proferida decisão contrária à ERO. Apresentado recurso, pendente de julgamento.
h. Estágio do processo	Recursal
i. Chance de perda	Possível
j. Motivo pelo qual o processo é considerado relevante	Como critério de relevância foram selecionados processos pela natureza ou com montante igual ou superior a R\$ 30 milhões.
k. Impacto em caso de perda do processo	Perda financeira no valor indicado, com impacto no caixa da Companhia.

Auto de Infração nº 10280731896/2023-21

a. Juízo	Conselho Administrativo de Recursos Fiscais - CARF
b. Instância	Administrativa
c. Data de instauração	07/08/2023
d. Partes no processo	Autor: União Federal Réu: Energisa Rondônia
e. Valores, bens ou direitos envolvidos	R\$34.616.169,23

f. Principais fatos	Auto de infração decorrente da glosa de créditos IRPJ/CSLL das contribuições relacionadas às perdas não técnicas do exercício de 2018.
g. Resumo das decisões de mérito proferidas	Proferida decisão mantendo o auto de infração. Foi apresentado recurso, que aguarda julgamento no CARF.
h. Estágio do processo	Conhecimento
i. Chance de perda	Possível
j. Motivo pelo qual o processo é considerado relevante	Como critério de relevância foram selecionados processos pela natureza ou com montante igual ou superior a R\$ 30 milhões.
k. Impacto em caso de perda do processo	Perda financeira no valor indicado, com impacto no caixa da Companhia.

Processo nº 7006275-51.2023.8.22.0000

a. Juízo	1ª Vara de Execuções Fiscais
b. Instância	Conhecimento
c. Data de instauração	27/07/2023
d. Partes no processo	Autor: Estado de Rondônia Réu: Energisa Rondônia
e. Valores, bens ou direitos envolvidos	R\$ 254.804.843,74
f. Principais fatos	Execução Fiscal na qual se discute a exigência de ICMS e multa decorrente da glosa de crédito óleo diesel do ano de 2015, em dezembro de 2023.
g. Resumo das decisões de mérito proferidas	Aguarda decisão de mérito
h. Estágio do processo	Conhecimento
i. Chance de perda	Possível
j. Motivo pelo qual o processo é considerado relevante	Como critério de relevância foram selecionados processos pela natureza ou com montante igual ou superior a R\$ 30 milhões.
k. Análise do impacto em caso de perda do processo	Perda financeira, no valor indicado, com possível impacto no caixa da Companhia.

Processo nº 0012762-08.2013.8.22.0001

a. Juízo	2ª Vara da Fazenda Pública
b. Instância	2ª Instância
c. Data de instauração	26/06/2013

d. Partes no processo	Autor: Estado de Rondônia Requerida: Energisa Rondônia Distribuidora de Energia Elétrica S/A
e. Valores, bens ou direitos envolvidos	R\$ 168.467.706,12
f. Principais fatos	Ação anulatória qual se discute a validade da cobrança de ICMS sobre estorno do crédito de óleo diesel. Aguarda decisão no Agravo interno no Recurso Especial apresentado pela empresa.
g. Resumo das decisões de mérito proferidas	Decisões desfavoráveis proferidas contra empresa, mantendo a exigência do débito tributário em primeira e segunda instância
h. Estágio do processo	Recursal
i. Chance de perda	Possível
j. Motivo pelo qual o processo é considerado relevante	Como critério de relevância foram selecionados processos pela natureza ou com montante igual ou superior a R\$ 30 milhões.
k. Impacto em caso de perda do processo	Perda financeira, no valor indicado, com possível impacto no caixa da Companhia.

Processo nº 7006273-81.2023.8.22.0000

a. Juízo	Vara da Fazenda Pública
b. Instância	2ª Instância
c. Data de instauração	27/07/2023
d. Partes no processo	Autor: Estado de Rondônia Requerida: Energisa Rondônia Distribuidora de Energia Elétrica S/A
e. Valores, bens ou direitos envolvidos	R\$ 63.791.041,20
f. Principais fatos	Execução fiscal decorrente de multa em razão do não cumprimento de obrigações acessórias na escrituração de valores referente ao crédito de Óleo Diesel.
g. Resumo das decisões de mérito proferidas	Não há
h. Estágio do processo	Recursal
i. Chance de perda	Possível
j. Motivo pelo qual o processo é considerado relevante	Como critério de relevância foram selecionados processos pela natureza ou com montante igual ou superior a R\$ 30 milhões.

k. Impacto em caso de perda do processo	Perda financeira, no valor indicado, com possível impacto no caixa da Companhia.

Processo nº 7039582-95.2020.8.22.0001

a. Juízo	Vara da Fazenda Pública
b. Instância	2ª Instância
c. Data de instauração	01/07/2012
d. Partes no processo	Autor: Estado de Rondônia Requerida: Energisa Rondônia Distribuidora de Energia Elétrica S/A
e. Valores, bens ou direitos envolvidos	R\$ 970.546.751,60
f. Principais fatos	Execução Fiscal para discutir a validade da cobrança de ICMS sobre estorno do crédito de óleo diesel.
g. Resumo das decisões de mérito proferidas	Determinada suspensão da execução após apresentação de Embargos à Execução.
h. Estágio do processo	Conhecimento
i. Chance de perda	Provável
j. Motivo pelo qual o processo é considerado relevante	Como critério de relevância foram selecionados processos pela natureza ou com montante igual ou superior a R\$ 30 milhões.
k. Impacto em caso de perda do processo	Perda financeira, no valor indicado, com possível impacto no caixa da Companhia.

Processo nº 0022114-58.2011.8.22.0001

a. Juízo	Vara da Fazenda Pública
b. Instância	2ª Instância
c. Data de instauração	16/06/2011
d. Partes no processo	Autor: Estado de Rondônia Requerida: Energisa Rondônia Distribuidora de Energia Elétrica S/A
e. Valores, bens ou direitos envolvidos	R\$ 279.378.125,44
f. Principais fatos	Execução Fiscal para discutir a validade da cobrança de ICMS sobre estorno do crédito de óleo diesel.
g. Resumo das decisões de mérito proferidas	Decisões desfavoráveis à empresa em primeira e segunda instância.
h. Estágio do processo	Recursal

i. Chance de perda	Provável
j. Motivo pelo qual o processo é considerado relevante	Como critério de relevância foram selecionados processos pela natureza ou com montante igual ou superior a R\$ 30 milhões.
k. Impacto em caso de perda do processo	Perda financeira, no valor indicado, com possível impacto no caixa da Companhia.

Processo nº 0022115-43.2011.8.22.0001

a. Juízo	Vara da Fazenda Pública
b. Instância	2ª Instância
c. Data de instauração	16/06/2011
d. Partes no processo	Autor: Estado de Rondônia Requerida: Energisa Rondônia Distribuidora de Energia Elétrica S/A
e. Valores, bens ou direitos envolvidos	242.330.550,47
f. Principais fatos	Execução Fiscal para discutir a validade da cobrança de ICMS sobre estorno do crédito de óleo diesel.
g. Resumo das decisões de mérito proferidas	Determinada suspensão da Execução. Na anulatória tivemos decisões desfavoráveis em primeira e segunda instância. Apresentamos RE e REsp.
h. Estágio do processo	Recursal
i. Chance de perda	Provável
j. Motivo pelo qual o processo é considerado relevante	Como critério de relevância foram selecionados processos pela natureza ou com montante igual ou superior a R\$ 30 milhões.
k. Impacto em caso de perda do processo	Perda financeira, no valor indicado, com possível impacto no caixa da Companhia.

Processo nº 0022112-88.2011.8.22.0001

a. Juízo	Vara da Fazenda Pública
b. Instância	2ª Instância
c. Data de instauração	16/06/2011
d. Partes no processo	Autor: Estado de Rondônia Requerida: Energisa Rondônia Distribuidora de Energia Elétrica S/A
e. Valores, bens ou direitos envolvidos	106.095.545,70

f. Principais fatos	Execução Fiscal para discutir a validade da cobrança de ICMS sobre estorno do crédito de óleo diesel.
g. Resumo das decisões de mérito proferidas	Determinada suspensão da Execução. Na anulatória tivemos decisões desfavoráveis em primeira e segunda instância. Apresentamos RE e REsp.
h. Estágio do processo	Recursal
i. Chance de perda	Provável
j. Motivo pelo qual o processo é considerado relevante	Como critério de relevância foram selecionados processos pela natureza ou com montante igual ou superior a R\$ 30 milhões.
k. Impacto em caso de perda do processo	Perda financeira, no valor indicado, com possível impacto no caixa da Companhia.

Processo nº 7032352-70.2018.8.22.0001

a. Juízo	Vara da Fazenda Pública
b. Instância	2ª Instância
c. Data de instauração	15/10/2009
d. Partes no processo	Autor: Estado de Rondônia Requerida: Energisa Rondônia Distribuidora de Energia Elétrica S/A
e. Valores, bens ou direitos envolvidos	R\$ 127.223.418,15
f. Principais fatos	Execução Fiscal na qual se discute a glosa de créditos de ICMS decorrentes da aquisição de óleo diesel destinado à geração de energia. Nos autos da EF, em 16.5.2024, a PGE juntou extrato da CDA retificada corrigindo o valor do crédito tributário pela SELIC, no valor de R\$ 90.079.721,45. Considerando que o valor estaria corrigido para montante inferior ao dos nossos controles, requeremos ao Juízo a abertura dos cálculos da PGE.
g. Resumo das decisões de mérito proferidas	Em 14.8.2024 foi proferida decisão indeferindo o pedido da Energisa, tendo em vista que a CDA possuiria presunção de liquidez e certeza.
h. Estágio do processo	Recursal
i. Chance de perda	Provável

j. Motivo pelo qual o processo é considerado relevante	Como critério de relevância foram selecionados processos pela natureza ou com montante igual ou superior a R\$ 30 milhões.
k. Impacto em caso de perda do processo	Perda financeira, no valor indicado, com possível impacto no caixa da Companhia.

TRABALHISTA

Processo: 0100071-78.2018.5.01.0049	
a. Juízo	49ª Vara do Trabalho do Rio de Janeiro
b. Instância	3ª Instância – TST
c. Data de instauração	05/02/2018
d. Partes no processo	Autores: Sindicato dos Trabalhadores nas Indústrias Urbanas RO / Sindicato dos Urbanitários AC Réus: Energisa Rondônia e Energisa Acre
e. Valores, bens ou direitos envolvidos	Nulidade da privatização da Energisa Rondônia e Energisa Acre
f. Principais fatos	Sindicatos requerem a anulação do ato administrativo de convocação da 170ª AGE ocorrida em 08/02/2018 que decidiu pela venda das Empresas Distribuidoras de Energia Elétrica e requerem que as requeridas apresentem estudo circunstanciado a respeito do impacto socioeconômico na seara trabalhista do processo de transferência acionária quanto aos contratos de trabalho em vigência, bem como quanto ao destino dos contratos de trabalho e direitos adquiridos em caso de liquidação das empresas.
g. Resumo das decisões de mérito proferidas	Decisão torna sem efeito a 170ª Assembleia Geral Extraordinária da Eletrobrás, anulando o processo de privatização das Empresas Distribuidoras de Energia Elétrica e determinando estudo sobre o impacto da privatização nos contratos de trabalho. Após discussões em liminares, o TST manteve – também por liminar – as privatizações até o trânsito em julgado do caso. Processo julgado procedente em primeira instância, com sentença mantida por 2x1 no Tribunal Regional do Trabalho.
h. Estágio do processo	Recursal

i.Chance de perda	Provável
j. Motivo pelo qual o processo é considerado relevante	A ação judicial apresenta tema de alta repercussão, tendo em vista que, no limite, poderia afetar o controle da Energisa Rondônia e da Energisa Acre.
k. Análise do impacto em caso de perda do processo	Se a tese dos autores for acolhida e a ação for julgada procedente, poderia haver impacto no processo de privatização da Energisa Rondônia e da Energisa Acre, afetando o controle atualmente detido pela Companhia.

ENERGISA ACRE (EAC)

CÍVEL

Processo: 0026725-92.2009.4.01.3800 (2009.38.00.027553-0)	
a. Juízo	3ª Vara Federal Cível da SJMG
b. Instância	1ª Instância
c. Data de Distribuição	20/10/2009
d. Partes no processo	Autor: Ministério Público Federal e outros Réus: Energisa Mato Grosso Distribuidora de Energia S/A, Energisa Mato Grosso do Sul Distribuidora de Energia S/A; Energisa Paraíba Distribuidora de Energia S/A; Energisa Tocantins; Energisa Acre Distribuidora de Energia S/A Distribuidora de Energia S/A; Energisa Minas Rio Distribuidora de Energia S/A, Energisa Sul e Sudeste Distribuidora de Energia S/A
e. Valores, bens ou direitos envolvidos	R\$ 319.625.975,70 (valor global das ações de todas as Distribuidoras)
f. Principais fatos	Ação Coletiva ajuizada por Associação de Defesa dos Consumidores de Energia, objetivando a devolução em dobro de valores supostamente cobrados de forma indevida, em razão de alegado erro metodológico no cálculo de tarifas.
g. Resumo das decisões de mérito proferidas	Sentença de extinção sem resolução do mérito em relação às distribuidoras, devendo figurar no polo passivo a ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica. Apresentado recurso de Apelação pela ADIC, MPF e DPU.
h. Estágio do processo	Recursal

i.Chance de perda	Remota
j. Motivo pelo qual o processo é considerado relevante	Como critério de relevância foram selecionados processos pela natureza ou com montante igual ou superior a R\$ 30 milhões.
k. Análise do impacto em caso de perda do processo	Perda financeira, no valor indicado, com impacto no caixa da Companhia.

FISCAL

Auto de Infração 13741	
a. Juízo	Conselho de Contribuintes do Estado do Acre
b. Instância	2ª Instância Administrativa
c. Data de instauração	28/12/2022
d. Partes no processo	Autor: Secretariado Estado da Fazenda do Acre Réu: Energisa Acre
e. Valores, bens ou direitos envolvidos	R\$ 35.088.229,43
f. Principais fatos	Auto de Infração por recolhimento a menor de ICMS em relação ao exercício de 2017 decorrente de glosa de crédito para aquisição de combustível e ativo imobilizado, exigência de DIFAL na aquisição de mercadorias, cobrança de ICMS em razão do cancelamento de faturas de energia (Convênio 30) e diferença da base de cálculo decorrente da suposta cobrança de tarifa de energia em dissonância com a homologada pela ANEEL.
g. Resumo das decisões de mérito proferidas	Decisão de primeira instância mantendo integralmente o AI. Apresentado Recurso Voluntário. Aguardando decisão de 2ª Instância administrativa.
h. Estágio do processo	Administrativo.
i.Chance de perda	Remota
j. Motivo pelo qual o processo é considerado relevante	Como critério de relevância foram selecionados processos pela natureza ou com montante igual ou superior a R\$ 30 milhões.
k. Análise do impacto em caso de perda do processo	Perda financeira, no valor indicado, com impacto no caixa da Companhia.

Auto de Infração nº 2022/81/128302 (14.191)

a. Juízo	Secretaria da Fazenda do Estado do Acre – SEFAZ/AC
b. Instância	1ª Instância
c. Data de instauração	24/01/2023
d. Partes no processo	Autor: Secretariado Estado da Fazenda do Acre Réu: Energisa Acre
e. Valores, bens ou direitos envolvidos	R\$ 85.194.117,11
f. Principais fatos	Auto de infração no qual se exige ICMS em razão do descumprimento da obrigação principal por recolhimento no exercício de 2018, devido suposto erro na base de cálculo de suas operações de venda interna de energia elétrica. Apresentada defesa.
g. Resumo das decisões de mérito proferidas	Sem decisão de mérito
h. Estágio do processo	Administrativo
i. Chance de perda	Possível
j. Motivo pelo qual o processo é considerado relevante	Como critério de relevância foram selecionados processos pela natureza ou com montante igual ou superior a R\$ 30 milhões.
k. Impacto em caso de perda do processo	Perda financeira no valor indicado, com impacto no caixa da Cia.

Processo nº 2019/81/33314 (AI 12.097)

a. Juízo	Conselho de Contribuintes do Estado do Acre
b. Instância	2ª Instância
c. Data de instauração	02/08/2019
d. Partes no processo	Autor: Secretariado Estado da Fazenda do Acre Réu: Energisa Acre
e. Valores, bens ou direitos envolvidos	R\$ 46.874.273,44

f. Principais fatos	Auto de Infração por recolhimento a menor de ICMS em relação ao exercício de 2015 decorrente de glosa de crédito para aquisição de combustível, exigência de DIFAL na aquisição de mercadorias, cobrança de ICMS em razão do cancelamento de faturas de energia (Convênio 30) e diferença da base de cálculo decorrente da suposta cobrança de tarifa de energia em dissonância com a homologada pela ANEEL
g. Resumo das decisões de mérito proferidas	Julgada improcedente a impugnação apresentada pela EAC. Apresentado recurso, que aguarda julgamento
h. Estágio do processo	Recursal
i. Chance de perda	Possível
j. Motivo pelo qual o processo é considerado relevante	Como critério de relevância foram selecionados processos pela natureza ou com montante igual ou superior a R\$ 30 milhões.
k. Impacto em caso de perda do processo	Perda financeira no valor indicado, com impacto no caixa da Companhia.

Auto de Infração nº 2018/81/46743 (11.314/2018)

a. Juízo	Conselho de Contribuintes do Estado do Acre
b. Instância	2ª Instância
c. Data de instauração	28/07/2020
d. Partes no processo	Autor: Secretariado Estado da Fazenda do Acre Réu: Energisa Acre
e. Valores, bens ou direitos envolvidos	R\$ 65.489.134,07
f. Principais fatos	Auto de Infração por recolhimento a menor de ICMS em relação ao exercício de 2014 decorrente de glosa de crédito para aquisição de combustível e ativo imobilizado, exigência de DIFAL na aquisição de mercadorias, cobrança de ICMS em razão do cancelamento de faturas de energia (Convênio 30) e diferença da base de cálculo decorrente da suposta cobrança de tarifa de energia em dissonância com a homologada pela ANEEL.
g. Resumo das decisões de mérito proferidas	Proferida decisão contrária à EAC em primeira instância administrativa. Apresentado recurso, que aguarda julgamento.

h. Estágio do processo	Recursal
i. Chance de perda	Possível
j. Motivo pelo qual o processo é considerado relevante	Como critério de relevância foram selecionados processos pela natureza ou com montante igual ou superior a R\$ 30 milhões.
k. Impacto em caso de perda do processo	Perda financeira no valor indicado, com impacto no caixa da Companhia.

REGULATÓRIO

Processo nº 0016119-75.2008.4.01.3400	
a. Juízo	TRF - 1ª Região
b. Instância	Recursal
c. Data de instauração	21/05/2008
d. Partes no processo	Autor: Energisa Acre Réu: Agência Nacional de Energia Elétrica/ANEEL
e. Valores, bens ou direitos envolvidos	R\$ 111.779.541,46
f. Principais fatos	Interposta, em 2008, ação ordinária objetivando a declaração de não estar a Eletroacre obrigada a cumprir a Resolução ANEEL nº 303/2008, que determinou a devolução à CCC dos valores de ICMS que foram reembolsados à Eletroacre, referentes aos exercícios de 2004, 2005 e 2006.
g. Resumo das decisões de mérito proferidas	Sentença parcialmente procedente aos pedidos da Eletroacre para declarar que ela não está obrigada a devolver os valores referentes ao ICMS recebidos a título de reembolso nos exercícios de 2004 a 2006, bem como ter o direito de não ser atingida pelas penalidades previstas na Resolução ANEEL nº 303/2008.
h. Estágio do processo	Não há
i. Chance de perda	Remota
j. Motivo pelo qual o processo é considerado relevante	Como critério de relevância foram selecionados processos pela natureza ou com montante igual ou superior a R\$ 30 milhões.
k. Análise do impacto em caso de perda do processo	Perda financeira, no valor indicado, com possível impacto no caixa da Companhia.

TRABALHISTA

Processo: 0100071-78.2018.5.01.0049

a. Juízo	49ª Vara do Trabalho do Rio de Janeiro
b. Instância	3ª Instância – TST
c. Data de instauração	05/02/2018
d. Partes no processo	Autores: Sindicato dos Trabalhadores nas Indústrias Urbanas RO / Sindicato dos Urbanitários AC Réus: Energisa Rondônia e Energisa Acre
e. Valores, bens ou direitos envolvidos	Nulidade da privatização da Energisa Rondônia e Energisa Acre
f. Principais fatos	Sindicatos requerem a anulação do ato administrativo de convocação da 170ª AGE ocorrida em 08/02/2018 que decidiu pela venda das Empresas Distribuidoras de Energia Elétrica e requerem que as requeridas apresentem estudo circunstanciado a respeito do impacto socioeconômico na seara trabalhista do processo de transferência acionária quanto aos contratos de trabalho em vigência, bem como quanto ao destino dos contratos de trabalho e direitos adquiridos em caso de liquidação das empresas.
g. Resumo das decisões de mérito proferidas	Decisão torna sem efeito a 170ª Assembleia Geral Extraordinária da Eletrobrás, anulando o processo de privatização das Empresas Distribuidoras de Energia Elétrica e determinando estudo sobre o impacto da privatização nos contratos de trabalho. Após discussões em liminares, o TST manteve – também por liminar – as privatizações até o trânsito em julgado do caso. Processo julgado procedente em primeira instância, com sentença mantida por 2x1 no Tribunal Regional do Trabalho.
h. Estágio do processo	Recursal
i. Chance de perda	Provável
j. Motivo pelo qual o processo é considerado relevante	A ação judicial apresenta tema de alta repercussão, tendo em vista que, no limite, poderia afetar o controle da Energisa Rondônia e da Energisa Acre.

k. Análise do impacto em caso de perda do processo	Se a tese dos autores for acolhida e a ação for julgada procedente, poderia haver impacto no processo de privatização da Energisa Rondônia e da Energisa Acre, afetando o controle atualmente detido pela Companhia.

ENERGISA PARAÍBA (EPB)

CÍVEL

Processo: 0026725-92.2009.4.01.3800 (2009.38.00.027553-0)	
a. Juízo	3ª Vara Federal Cível da SJMG
b. Instância	1ª Instância
c. Data de Distribuição	20/10/2009
d. Partes no processo	Autor: Ministério Público Federal e outros Réus: Energisa Mato Grosso Distribuidora de Energia S/A, Energisa Mato Grosso do Sul Distribuidora de Energia S/A; Energisa Paraíba Distribuidora de Energia S/A; Energisa Tocantins; Energisa Acre Distribuidora de Energia S/A Distribuidora de Energia S/A; Energisa Minas Rio Distribuidora de Energia S/A, Energisa Sul e Sudeste Distribuidora de Energia S/A
e. Valores, bens ou direitos envolvidos	R\$ 319.625.975,70 (valor global das ações de todas as Distribuidoras)
f. Principais fatos	Ação Coletiva ajuizada por Associação de Defesa dos Consumidores de Energia, objetivando a devolução em dobro de valores supostamente cobrados de forma indevida, em razão de alegado erro metodológico no cálculo de tarifas.
g. Resumo das decisões de mérito proferidas	Sentença de extinção sem resolução do mérito em relação às distribuidoras, devendo figurar no polo passivo a ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica. Apresentado recurso de Apelação pela ADIC, MPF e DPU.
h. Estágio do processo	Recursal
i. Chance de perda	Remota
j. Motivo pelo qual o processo é considerado relevante	Como critério de relevância foram selecionados processos pela natureza ou com montante igual ou superior a R\$ 30 milhões.

k. Análise do impacto em caso de perda do processo	Perda financeira, no valor indicado, com impacto no caixa da Companhia.

Processo nº 0030646-96.2015.8.07.0001

a. Juízo	12ª Vara Cível TJDF
b. Instância	1ª instância
c. Data de instauração	24/02/2017
d. Partes no processo	Autor: ANDECO - Associação Nacional de Consumidores ESE Requeridas: Energisa Borborema - Distribuidora de Energia S.A; Energisa Mato Grosso - Distribuidora de Energia S.A; Energisa Mato Grosso do Sul; Energisa Mato Grosso do Sul - Distribuidora de Energia S.A; Energisa Paraíba - Distribuidora de Energia S.A; Energisa Sergipe - Distribuidora de Energia S.A; Energisa Tocantins Distribuidora de Energia S.A
e. Valores, bens ou direitos envolvidos	R\$ 8.451.035.877,00 (valor global de todas as empresas)
f. Principais fatos	Ação Coletiva movida pela ANDECO visando impedir a cobrança das perdas não técnicas nas faturas de energia elétrica dos consumidores, bem como condenar as concessionárias rés na devolução, em dobro, dos valores indevidamente cobrados dos consumidores.
g. Resumo das decisões de mérito proferidas	Sem decisão de mérito. Processo em recurso tratando da competência da justiça federal e ausência de interesse da ANEEL.
h. Estágio do processo	Recursal
i. Chance de perda	Remota
j. Motivo pelo qual o processo é considerado relevante	Como critério de relevância foram selecionados processos pela natureza ou com montante igual ou superior a R\$ 30 milhões.
k. Impacto em caso de perda do processo	Perda financeira, no valor indicado, com possível impacto no caixa da Companhia.

FISCAL

Auto de Infração 93300008.09.00000576/2018-41

a. Juízo	SECRETARIA DA RECEITA DO ESTADO DA PARAÍBA
b. Instância	1ª Instância administrativa
c. Data de instauração	25/07/2018
d. Partes no processo	Autor: SECRETARIA ESTADO DA RECEITA Réu: Energisa Paraíba
e. Valores, bens ou direitos envolvidos	R\$ 160.807.605,12
f. Principais fatos	Auto de Infração envolvendo discussões não recolhimento de ICMS – Isenção da Classe Rural. Apresentada impugnação, aguardando julgamento.
g. Resumo das decisões de mérito proferidas	Não há
h. Estágio do processo	Administrativo.
i. Chance de perda	Remota
j. Motivo pelo qual o processo é considerado relevante	Como critério de relevância foram selecionados processos pela natureza ou com montante igual ou superior a R\$ 30 milhões.
k. Análise do impacto em caso de perda do processo	Perda financeira, no valor indicado, com impacto no caixa da Companhia.

Processo nº 93300008.09.00002840/2021-87

a. Juízo	Conselho de contribuintes do Estado da Paraíba
b. Instância	2ª instância
c. Data de instauração	21/12/2021
d. Partes no processo	Autor: Secretaria da Fazenda do Estado da Paraíba Réu: Energisa Paraíba
e. Valores, bens ou direitos envolvidos	R\$ 37.873.284,50
f. Principais fatos	Auto de Infração no qual se discute não recolhimento de ICMS sobre operações de fornecimento de energia elétrica entre Energisa Paraíba e Energisa Borborema.
g. Resumo das decisões de mérito proferidas	Julgada improcedente a manifestação da Energisa. Apresentado recurso administrativo, aguarda julgamento
h. Estágio do processo	Recursal
i. Chance de perda	Possível

j. Motivo pelo qual o processo é considerado relevante	Como critério de relevância foram selecionados processos pela natureza ou com montante igual ou superior a R\$ 30 milhões.
k. Impacto em caso de perda do processo	Perda financeira no valor indicado, com impacto no caixa da Companhia.

Processo nº 0830317-38.2018.8.15.2001

a. Juízo	1ª Vara de Executivos Fiscais
b. Instância	Judicial
c. Data de instauração	04/11/1018
d. Partes no processo	Autor: Estado da Paraíba Réu: Energisa Paraíba
e. Valores, bens ou direitos envolvidos	R\$ 72.967.049,97
f. Principais fatos	Execução fiscal na qual está sendo cobrado o Imposto de Circulação de Mercadorias e Serviços - ICMS, do período de 11/2009 a 12/2010, em razão do suposto aproveitamento indevido de créditos do imposto nas aquisições de bens para o ativo imobilizado.
g. Resumo das decisões de mérito proferidas	Suspenso
h. Estágio do processo	Conhecimento
i. Chance de perda	Remota
j. Motivo pelo qual o processo é considerado relevante	Como critério de relevância foram selecionados processos pela natureza ou com montante igual ou superior a R\$ 30 milhões.
k. Impacto em caso de perda do processo	Perda financeira no valor indicado, com impacto no caixa da Companhia.

Processo nº 10480.729848/2019-31

a. Juízo	Conselho Administrativo de Recursos Fiscais - CARF
b. Instância	2ª Instância Administrativa
c. Data de instauração	16/01/2020
d. Partes no processo	Autor: Delegacia da Receita Federal Réu: Energisa Paraíba
e. Valores, bens ou direitos envolvidos	R\$ 37.070.201,11

f. Principais fatos	Auto de Infração onde se discute anulação de multa envolvendo discussão sobre impactos nas apurações de IRPJ/CSLL das perdas não técnicas referentes ao período de 2015 e 2016.
g. Resumo das decisões de mérito proferidas	A decisão da 1ª instância não reconhece a despesa como dedutível, apresentado recurso voluntário, que aguarda julgamento.
h. Estágio do processo	Recursal
i. Chance de perda	Possível
j. Motivo pelo qual o processo é considerado relevante	Como critério de relevância foram selecionados processos pela natureza ou com montante igual ou superior a R\$ 30 milhões.
k. Impacto em caso de perda do processo	Perda financeira no valor indicado, com impacto no caixa da Companhia.

Auto de Infração 11282.720017/2022-06

a. Juízo	Conselho Administrativo de Recursos Fiscais - CARF
b. Instância	2ª Administrativa
c. Data de instauração	10/10/2022
d. Partes no processo	Autor: RECEITA FEDERAL DO BRASIL Réu: Energisa Paraíba
e. Valores, bens ou direitos envolvidos	R\$ 60.294.676,76
f. Principais fatos	Auto de Infração onde se discute anulação de multa envolvendo discussão sobre impactos nas apurações de IRPJ/CSLL das perdas não técnicas referentes ao período de 2017 e 2018.
g. Resumo das decisões de mérito proferidas	A decisão da 1ª instância não reconhece a despesa como dedutível, apresentado recurso voluntário, que aguarda julgamento.
h. Estágio do processo	Recursal
i. Chance de perda	Remota
j. Motivo pelo qual o processo é considerado relevante	Como critério de relevância foram selecionados processos pela natureza ou com montante igual ou superior a R\$ 30 milhões.
k. Análise do impacto em caso de perda do processo	Perda financeira, no valor indicado, com impacto no caixa da Companhia.

Processo nº 0830403-72.2019.8.15.2001

a. Juízo	Tribunal de Justiça do Estado da Paraíba
b. Instância	2ª Instância
c. Data de instauração	11/06/2019
d. Partes no processo	Autor: Estado da Paraíba Réu: Energisa Paraíba
e. Valores, bens ou direitos envolvidos	R\$ 62.357.002,06
f. Principais fatos	Execução fiscal no qual se discute a exigência do ICMS em razão da glosa de créditos decorrentes da aquisição de bens destinados ao ativo. Processo relacionado à Ação Anulatória n. 0812368-64.2019.8.15.2001, que foi julgada em 1ª e 2ª instância favorável para reconhecer o crédito.
g. Resumo das decisões de mérito proferidas	A execução fiscal está sobrestada. Na anulatória foi proferida sentença e acórdão favorável à companhia.
h. Estágio do processo	Recursal
i. Chance de perda	Remota
j. Motivo pelo qual o processo é considerado relevante	Como critério de relevância foram selecionados processos pela natureza ou com montante igual ou superior a R\$ 30 milhões.
k. Análise do impacto em caso de perda do processo	Perda financeira, no valor indicado, com possível impacto no caixa da Companhia.

Processo nº 0830407-12.2019.8.15.2001

a. Juízo	Tribunal de Justiça do Estado da Paraíba
b. Instância	2ª Instância
c. Data de instauração	11/06/2019
d. Partes no processo	Autor: Estado da Paraíba Réu: Energisa Paraíba
e. Valores, bens ou direitos envolvidos	R\$ 186.622.334,31
f. Principais fatos	Execução fiscal no qual se discute a exigência do ICMS em razão da glosa de créditos decorrentes da aquisição de bens destinados ao ativo. Processo relacionado à Ação Anulatória n. 0812368-64.2019.8.15.2001, que foi julgada em 1ª e 2ª instância favorável para reconhecer o crédito.

g. Resumo das decisões de mérito proferidas	Sem decisão de mérito
h. Estágio do processo	Recursal
i. Chance de perda	Remota
j. Motivo pelo qual o processo é considerado relevante	Como critério de relevância foram selecionados processos pela natureza ou com montante igual ou superior a R\$ 30 milhões.
k. Análise do impacto em caso de perda do processo	Perda financeira, no valor indicado, com possível impacto no caixa da Companhia.

ENERGISA SUL SUDESTE (ESS)

CÍVEL

Processo: 0026725-92.2009.4.01.3800 (2009.38.00.027553-0)	
a. Juízo	3ª Vara Federal Cível da SJMG
b. Instância	1ª Instância
c. Data de Distribuição	20/10/2009
d. Partes no processo	Autor: Ministério Público Federal e outros Réus: Energisa Mato Grosso Distribuidora de Energia S/A, Energisa Mato Grosso do Sul Distribuidora de Energia S/A; Energisa Paraíba Distribuidora de Energia S/A; Energisa Tocantins; Energisa Acre Distribuidora de Energia S/A Distribuidora de Energia S/A; Energisa Minas Rio Distribuidora de Energia S/A, Energisa Sul e Sudeste Distribuidora de Energia S/A
e. Valores, bens ou direitos envolvidos	R\$ 319.625.975,70 (valor global das ações de todas as Distribuidoras)
f. Principais fatos	Trata-se de Ação Coletiva ajuizada por Associação de Defesa dos Consumidores de Energia, objetivando a devolução em dobro de valores supostamente cobrados de forma indevida, em razão de alegado erro metodológico no cálculo de tarifas.
g. Resumo das decisões de mérito proferidas	Sentença de extinção sem resolução do mérito em relação às distribuidoras, devendo figurar no polo passivo a ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica. Apresentado recurso de Apelação pela ADIC, MPF e DPU.
h. Estágio do processo	Recursal

i. Chance de perda	Remota
j. Motivo pelo qual o processo é considerado relevante	Como critério de relevância foram selecionados processos pela natureza ou com montante igual ou superior a R\$ 30 milhões.
k. Análise do impacto em caso de perda do processo	Perda financeira, no valor indicado, com impacto no caixa da Companhia.

Processo nº 19659-89.2020.8.26.0482

a. Juízo	2ª Vara Cível
b. Instância	2ª Instância
c. Data de instauração	25/09/2020
d. Partes no processo	Autor: Energisa Sul Sudeste Réu: Autopista Fernão Dias S/A
e. Valores, bens ou direitos envolvidos	R\$ 51.644.610,27
f. Principais fatos	Ação ajuizada pela autopista fernão dias, na qual pretendem o pagamento pela utilização da faixa de domínio.
g. Resumo das decisões de mérito proferidas	Foi proferida sentença julgando improcedente a ação. Recurso de apelação da Fernão Dias foi provido e houve apresentação de Resp e Rext pela Energisa. ANEEL pediu para ingressar nos autos como assistente simples, processo foi remetido para Justiça Federal que proferiu decisão rejeitando a inclusão da ANEEL e devolução dos autos para Justiça Estadual.
h. Estágio do processo	Recurso
i. Chance de perda	Possível
j. Motivo pelo qual o processo é considerado relevante	Como critério de relevância foram selecionados processos pela natureza ou com montante igual ou superior a R\$ 30 milhões.
k. Análise do impacto em caso de perda do processo	Perda financeira, no valor indicado, com possível impacto no caixa da Companhia.

FISCAL

Processo nº 4.034.268-2

a. Juízo	Fazenda Pública
b. Instância	Administrativa
c. Data de instauração	19/12/2013

d. Partes no processo	Autor: Fazenda do Estado de São Paulo Requerida: Energisa Sul e Sudeste
e. Valores, bens ou direitos envolvidos	R\$ 31.710.085,30
f. Principais fatos	Auto de Infração que trata da incidência de ICMS. Em defesa a Energisa alega que não se trata de incidência uma vez que não contemplada no campo constitucional e legal. Em segundo plano, ataca os erros de identificação do fato gerador, do sujeito passivo e da base de cálculo, já que a fiscalização deixou de se basear nos valores devidamente homologados pela ANEEL a título da subvenção. Por fim, requer o cancelamento da multa e juros moratórios, tendo em vista o depósito judicial realizado.
g. Resumo das decisões de mérito proferidas	Não há
h. Estágio do processo	Conhecimento
i. Chance de perda	Possível
j. Motivo pelo qual o processo é considerado relevante	Como critério de relevância foram selecionados processos pela natureza ou com montante igual ou superior a R\$ 30 milhões.
k. Análise do impacto em caso de perda do processo	Perda financeira, no valor indicado, com possível impacto no caixa da Companhia.

ENERGISA SERGIPE (ESE)

CÍVEL

Processo nº 0804004-13.2022.4.05.8500	
a. Juízo	1ª Vara Federal
b. Instância	1ª Instância
c. Data de instauração	29/04/2023
d. Partes no processo	Autor: Instituto de Comunicação e Educação em Defesa dos Consumidores e Investidores Réu: Energisa Sergipe Distribuidora S/A
e. Valores, bens ou direitos envolvidos	R\$ 319.678.947,04

f. Principais fatos	O ICDESCA pretende a condenação da ESE à restituição a todos os consumidores do Estado dos valores relativos aos repassados à maior de PIS/COFINS apurados sobre o ICMS nas faturas de energia considerando o valor indicado pela companhia como montante de crédito apurado para o tema. Decisão excluindo a ANEEL da lide. Apresentamos agravo, o qual não foi provido. Apresentamos Resp.
g. Resumo das decisões de mérito proferidas	Determinado o sobrestamento do processo para julgamento em conjunto com a ação nº 0804324-63.2022.4.8500 e reconheceu a ilegitimidade da ANEEL para figurar no polo passivo.
h. Estágio do processo	Conhecimento
i. Chance de perda	Remota
j. Motivo pelo qual o processo é considerado relevante	Como critério de relevância foram selecionados processos pela natureza ou com montante igual ou superior a R\$ 30 milhões.
k. Análise do impacto em caso de perda do processo	Impacto Financeiro

Processo nº 0804324-63.2022.4.05.8500

a. Juízo	1ª Vara Federal
b. Instância	1ª Instância
c. Data de instauração	29/04/2023
d. Partes no processo	Autor: Instituto de Comunicação e Educação em Defesa dos Consumidores e Investidores Réu: Energisa Sergipe Distribuidora S/A
e. Valores, bens ou direitos envolvidos	R\$ 317.346.302,53
f. Principais fatos	Trata-se de uma Ação Civil Pública para exibição de documentos pretendendo a apresentação das informações e demonstrativos detalhados das competências, valor principal e juros, do valor relativo ao crédito da recuperação tributária do PIS e COFINS
g. Resumo das decisões de mérito proferidas	Não há.
h. Estágio do processo	Conhecimento
i. Chance de perda	Remota

j. Motivo pelo qual o processo é considerado relevante	Como critério de relevância foram selecionados processos pela natureza ou com montante igual ou superior a R\$ 30 milhões.
k. Análise do impacto em caso de perda do processo	Impacto Financeiro

Processo nº 0030646-96.2015.8.07.0001

a. Juízo	12ª Vara Cível TJDF
b. Instância	1ª instância
c. Data de instauração	24/02/2017
d. Partes no processo	Autor: ANDECO - Associação Nacional de Consumidores ESE Requeridas: Energisa Borborema - Distribuidora de Energia S.A; Energisa Mato Grosso - Distribuidora de Energia S.A; Energisa Mato Grosso do Sul; Energisa Mato Grosso do Sul - Distribuidora de Energia S.A; Energisa Paraíba - Distribuidora de Energia S.A; Energisa Sergipe - Distribuidora de Energia S.A; Energisa Tocantins Distribuidora de Energia S.A
e. Valores, bens ou direitos envolvidos	R\$ 8.451.035.877,00 (valor global de todas as empresas)
f. Principais fatos	Ação Coletiva movida pela ANDECO visando impedir a cobrança das perdas não técnicas nas faturas de energia elétrica dos consumidores, bem como condenar as concessionárias réas na devolução, em dobro, dos valores indevidamente cobrados dos consumidores.
g. Resumo das decisões de mérito proferidas	Sem decisão de mérito. Processo em recurso tratando da competência da justiça federal e ausência de interesse da ANEEL.
h. Estágio do processo	Recursal
i. Chance de perda	Remota
j. Motivo pelo qual o processo é considerado relevante	Como critério de relevância foram selecionados processos pela natureza ou com montante igual ou superior a R\$ 30 milhões.
k. Impacto em caso de perda do processo	Perda financeira, no valor indicado, com possível impacto no caixa da Companhia.

Processo n ° 0801303-84.2019.4.05.8500

a. Juízo	4ª Vara da Federa Seção Judiciária de Sergipe
b. Instância	1 Instância.
c. Data de instauração	14/05/2019
d. Partes no processo	Autor: Secretaria da Receita Federal Réu: Energisa Sergipe
e. Valores, bens ou direitos envolvidos	R\$ 116.609.211,43
f. Principais fatos	Execução fiscal onde se discute a base de cálculo IRPJ/CSLL envolvendo valor da receita oriunda de recomposição tarifária extraordinária-RTE, ocorrida em dezembro de 2019. Apresentamos Embargos à Execução nº 0802962-31.2019.4.05.8500 que aguarda julgamento. Até o julgamento dos Embargos à Execução, o processo ficará sobrestado.
g. Resumo das decisões de mérito proferidas	Proferida decisão favorável à empresa em primeira instância nos autos dos Embargos à Execução. Fazenda apresentou recurso.
h. Estágio do processo	Recursal
i. Chance de perda	Possível
j. Motivo pelo qual o processo é considerado relevante	Como critério de relevância foram selecionados processos pela natureza ou com montante igual ou superior a R\$ 30 milhões.
k. Impacto em caso de perda do processo	Perda financeira, com possível impacto no caixa.

Processo Administrativo nº 201942403

a. Juízo	Receita Estadual (Processo Administrativo – Auto de Infração).
b. Instância	Administrativa.
c. Data de instauração	25/07/2019
d. Partes no processo	Autor: Secretaria de Estado de Fazenda Réu: Energisa Sergipe
e. Valores, bens ou direitos envolvidos	R\$ 52.405.827,84

f. Principais fatos	Auto de Infração no qual o Estado de Sergipe sustenta a suposta falta de recolhimento de ICMS incidente sobre operações de vendas de energia elétrica aos órgãos da administração pública direta e suas fundações e autarquias.
g. Resumo das decisões de mérito proferidas	Proferida decisão contrária à Energisa. Apresentado recurso.
h. Estágio do processo	Recursal
i. Chance de perda	Possível
j. Motivo pelo qual o processo é considerado relevante	Como critério de relevância foram selecionados processos pela natureza ou com montante igual ou superior a R\$ 30 milhões.
k. Impacto em caso de perda do processo	Perda financeira, com possível Impacto no caixa da subsidiária.

Processo 201109273	
a. Juízo	Conselho de Contribuintes do Estado de Sergipe
b. Instância	Administrativa
c. Data de instauração	30/09/2011
d. Partes no processo	Autor: Fazenda Pública Estadual Réu: Energisa Sergipe
e. Valores, bens ou direitos envolvidos	R\$ 55.486.795,68
f. Principais fatos	Discussão sobre não recolhimento de ICMS, em razão da classe de consumo dos clientes.
g. Resumo das decisões de mérito proferidas	Foi proferida decisão favorável ao Estado, mantendo o auto de infração. A Energisa interpôs Recurso Administrativo. Aguarda Julgamento.
h. Estágio do processo	Recursal
i. Chance de perda	Remota
j. Motivo pelo qual o processo é considerado relevante	Como critério de relevância foram selecionados processos pela natureza ou com montante igual ou superior a R\$ 30 milhões.
k. Análise do impacto em caso de perda do processo	Perda financeira, no valor indicado, com impacto no caixa da Companhia.

Processo: 0003666-24.2012.4.05.8500	
a. Juízo	Superior Tribunal de Justiça – STJ

b. Instância	Judicial
c. Data de instauração	05/10/2017
d. Partes no processo	Autor: Energisa Sergipe Réu: União Federal
e. Valores, bens ou direitos envolvidos	R\$ 61.465.481,59
f. Principais fatos	Ação Anulatória objetivando o cancelamento do débito de IOF em razão do aporte a título de Adiantamento para Futuro Aumento de Capital ("AFAC"), o qual ao que se alega, deveria ser tratado como mútuo. Reconhecido em 1ª e 2ª instância que a operação não se caracteriza como mútuo e não há incidência do IOF. Processo no STJ aguardando julgamento de recurso da União.
g. Resumo das decisões de mérito proferidas	Reconhecido em 1ª e 2ª instância que a operação não se caracteriza como mútuo e não há incidência do IOF.
h. Estágio do processo	Recursal
i. Chance de perda	Possível
j. Motivo pelo qual o processo é considerado relevante	Como critério de relevância foram selecionados processos pela natureza ou com montante igual ou superior a R\$ 30 milhões.
k. Impacto em caso de perda do processo	Perda financeira, com possível impacto no caixa da subsidiária.

ENERGISA MINAS RIO (EMR)

CÍVEL

Processo nº 0003708-97.2008.4.01.3400	
a. Juízo	Seção Judiciária Da Brasília – TRF1
b. Instância	2ª Instância
c. Data de instauração	07/05/2008
d. Partes no processo	Autora: Usina Termelétrica De Anápolis LTDA Requeridas: Energisa Minas Rio Distribuidora de Energia Elétrica S/A, Energisa Sul e Sudeste Distribuidora de Energia Elétrica S/A, e Energisa Tocantins Distribuidora de Energia Elétrica S/A
e. Valores, bens ou direitos envolvidos	R\$ 5.951.545.685,00 (valor global das empresas)

f. Principais fatos	Impedir a cobrança das perdas não técnicas nas faturas de energia elétrica dos consumidores, bem como condenar as concessionárias rés na devolução, em dobro, dos valores indevidamente cobrados dos consumidores.
g. Resumo das decisões de mérito proferidas	Processo sem decisões relevantes. Apenas reconhecida a ausência de interesse da ANEEL no feito e remessas dos autos em razão da discussão de competência.
h. Estágio do processo	Recursal
i. Chance de perda	Remota
j. Motivo pelo qual o processo é considerado relevante	Como critério de relevância foram selecionados processos pela natureza ou com montante igual ou superior a R\$ 30 milhões.
k. Impacto em caso de perda do processo	Perda financeira, no valor indicado, com possível impacto no caixa da Companhia.

FISCAL

Processo nº 0087729-97.2016.8.13.0153	
a. Juízo	Fazenda Estadual do Estado de Minas Gerais
b. Instância	2ª Instância
c. Data de instauração	27/10/2016
d. Partes no processo	Autor: Estado de Minas Gerais Réu: Energisa Minas Rio
e. Valores, bens ou direitos envolvidos	R\$ 46.383.436,46
f. Principais fatos	Ação envolvendo discussão sobre ICMS exigido em razão da quebra do diferimento Embargos à Execução buscando anulação dos autos de infração relacionado a ativo imobilizado.
g. Resumo das decisões de mérito proferidas	Decisão favorável para EMR. Após Apelação apresentada pela Fazenda, o TJMG reverteu a decisão, mantendo o auto de infração. Apresentado Recurso Especial.
h. Estágio do processo	Recursal
i. Chance de perda	Possível
j. Motivo pelo qual o processo é considerado relevante	Como critério de relevância foram selecionados processos pela natureza ou com montante igual ou superior a R\$ 30 milhões.

k. Impacto em caso de perda do processo	Perda financeira no valor indicado, com impacto no caixa da Companhia.

Processo nº E04-211000329/2021

a. Juízo	Conselho de Contribuintes do Estado do Rio de Janeiro
b. Instância	2ª Instância
c. Data de instauração	11/02/2021
d. Partes no processo	Autor: Secretaria do Estado de Fazenda Réu: ENERGISA NOVA FRIBURGO – DISTRIBUIDORA DE ENERGIA S/A
e. Valores, bens ou direitos envolvidos	R\$ 76.660.592,36
f. Principais fatos	São exigidos ICMS e Multa por créditos irregulares relativos ao seguinte Projeto Cultural patrocinada pela Energisa. Decisão de primeira instância manteve a autuação. Apresentado Recurso, aguarda julgamento.
g. Resumo das decisões de mérito proferidas	Não foi reconhecida a decadência e no mérito, entendeu-se que os créditos decorrentes do projeto cultural não seriam legítimos, pois o Ofício nº 513/2015, que indicou que as contas do projeto estavam aprovadas, foi elaborado com suposto erro.
h. Estágio do processo	Recursal
i. Chance de perda	Remota
j. Motivo pelo qual o processo é considerado relevante	Como critério de relevância foram selecionados processos pela natureza ou com montante igual ou superior a R\$ 30 milhões.
k. Análise do impacto em caso de perda do processo	Perda financeira, no valor indicado, com possível impacto no caixa da Companhia.

Processo envolvendo a ENERGISA S.A

FISCAL

Processo 1003121-36.2020.4.01.3821

a. Juízo	Vara Federal Cível e Criminal da SSJ de Muriaé-MG
b. Instância	1ª Instância
c. Data de instauração	14/12/2020

d. Partes no processo	Autor: União Federal Réu: Energisa S.A.
e. Valores, bens ou direitos envolvidos	R\$ 86.750.800,33
f. Principais fatos	Execução Fiscal para exigir IOF do período de 2003 a 2005, sobre adiantamento para futuro aumento de capital – AFAC em favor da controlada Energisa SE. Energisa apresentou Embargos à Execução pendente de julgamento, que foi julgado em 1ª instância de forma desfavorável. Apresentado recurso.
g. Resumo das decisões de mérito proferidas	Execução fiscal suspensa.
h. Estágio do processo	Recursal
i. Chance de perda	Remota
j. Motivo pelo qual o processo é considerado relevante	Como critério de relevância foram selecionados processos pela natureza ou com montante igual ou superior a R\$ 30 milhões.
k. Análise do impacto em caso de perda do processo	Perda financeira, no valor indicado, com impacto no caixa da Companhia.

Processo nº 0001954-81.2016.4.03.6182

a. Juízo	10ª Vara das Execuções Fiscais Federais
b. Instância	2ª Instância
c. Data de instauração	30/08/2019
d. Partes no processo	Autor: Fazenda Nacional Réu: DENERGE Desenvolvimento Energético S/A
e. Valores, bens ou direitos envolvidos	R\$ 30.228.696,90
f. Principais fatos	Trata-se de discussão relativa à aplicação de multa isolada em razão das compensações não homologadas pela Receita Federal.
g. Resumo das decisões de mérito proferidas	As decisões de primeira e segunda instância mantiveram a aplicação da multa, em razão da previsão legal. Contudo, a referida multa foi posteriormente julgada inconstitucional pelo STF. Assim, após o Resp não ser provido, foi apresentado pedido incidental no TRF 3 para adequação da decisão ao julgamento do STF.
h. Estágio do processo	Recursal

i. Chance de perda	Possível
j. Motivo pelo qual o processo é considerado relevante	Como critério de relevância foram selecionados processos pela natureza ou com montante igual ou superior a R\$ 30 milhões.
k. Impacto em caso de perda do processo	Perda financeira, no valor indicado, com possível impacto no caixa da Companhia.

Processos envolvendo

COMPANHIA TÉCNICA COMERCIALIZADORA - CTCE

CÍVEL

Processo nº 07/2021	
a. Juízo	Câmara FGV de Mediação e Arbitragem
b. Instância	Arbitragem
c. Data de instauração	24/11/2021
d. Partes no processo	Autor: Tocantins Energética Réu: CTCE
e. Valores, bens ou direitos envolvidos	R\$ 44.736.105,42
f. Principais fatos	Tocantins Energética pretende o recebimento de indenização pelo não cumprimento do contrato de venda e compra de energia em razão da rescisão contratual. Pretende o recebimento do valor equivalente ao desconto que possuía no contrato pelo período de 2013 a 2022.
g. Resumo das decisões de mérito proferidas	Decisão proferida na arbitragem reconhecendo parcialmente o pleito da Tocantins Energética. As partes apresentaram pedidos de esclarecimentos pendentes de manifestação dos árbitros.
h. Estágio do processo	Arbitragem
i. Chance de perda	Possível
j. Motivo pelo qual o processo é considerado relevante	Como critério de relevância foram selecionados processos pela natureza ou com montante igual ou superior a R\$ 30 milhões.
k. Impacto em caso de perda do processo	Perda financeira.

4.5 Valor total provisionado dos processos não sigilosos relevantes

Todos os processos apresentados no item 4.4 que estão classificados com chance de perda provável contabilizam o total de R\$ 711.237.262,44 (setecentos e onze milhões, duzentos e trinta e sete mil, duzentos e sessenta e dois reais e quarenta e quatro centavos) provisionados.

4.6 Processos sigilosos relevantes

Não aplicável, tendo em vista que não há processos relevantes que tramitam em segredo de justiça em que a Companhia ou suas controladas figurem como partes.

4.7 Outras contingências relevantes

Não aplicável, tendo em vista que não há outras contingências relevantes que não tenham sido divulgadas nos demais itens desta Seção 4.

5.1 Descrição do gerenciamento de riscos e riscos de mercado

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

A Companhia possui uma Política de Gestão de Riscos decorrentes do Mercado Financeiro, que foi aprovada pelo Conselho de Administração em reunião realizada em 08 de maio de 2025 (" "). A Política de Gestão de Riscos Financeiros encontra-se disponível para consulta na página de relações com investidores da Companhia (<https://ri.energisa.com.br/>) e no site da CVM (<https://gov.br/cvm>).

Adicionalmente, a Companhia possui um Manual de Gestão de Riscos, normativo interno que trata de procedimentos operacionais e de gestão, alinhado aos princípios do COSO (Committee of Sponsoring Organizations of the Treadway Commission).

Entretanto, a Companhia não possui uma política formalizada de gerenciamento de riscos.

A Companhia entende que a Política de Gestão de Riscos Financeiros, o Manual de Gestão de Riscos, bem como as demais práticas e normativos internos adotados são suficientes para identificar, mensurar, tratar e monitorar os riscos a que está exposta.

(b) os objetivos e estratégias da política de gerenciamento de riscos, quando houver, incluindo

A Companhia atua com base na Política de Gestão de Riscos Financeiros, cujo objetivo é definir as diretrizes do modelo de gerenciamento de riscos decorrentes do mercado financeiro adotado pela Companhia, em conformidade com as melhores práticas internacionais, alinhando objetivos estratégicos e tratando limites em termos consolidados, de forma a mensurar o somatório dos riscos associados à Companhia e suas sociedades controladas.

A Política de Gestão de Riscos Financeiros deve ser considerada em conjunto com os demais padrões, normas e procedimentos adotados pela Companhia. Os detalhes dos conceitos abordados na Política de Gestão de Riscos Financeiros estão documentados no Manual de Gestão de Riscos, que tem o objetivo de descrever o modelo de gestão de riscos adotado pela Companhia para monitorar suas atividades, sistemas, processos e controles internos.

(i) os riscos para os quais se busca proteção

A Companhia busca proteção para todos os riscos citados no item 4.1 e no item 4.3 deste Formulário de Referência, através de um planejamento estratégico criterioso de suas atividades, uma governança estruturada, uma gestão voltada para resultados e a constante melhoria dos seus controles internos.

(ii) os instrumentos utilizados para proteção

Os instrumentos utilizados para proteção englobam o planejamento estratégico como um todo, desde a elaboração de procedimentos internos e controles associados que reduzam as incertezas e garantam a execução plena dos planos de negócios, até a realização de seguros para os riscos que eventualmente não possam ser satisfatoriamente mitigados, passando, necessariamente, pela capacitação do seu quadro de colaboradores, bem como a adoção de políticas e normativos que visem garantir a integridade dos negócios.

A título ilustrativo, podemos citar alguns exemplos de instrumentos que são utilizados pela Companhia, conforme a seguir apresentado:

- Dificuldade de se obter recursos necessários por meio de suas operações no mercado de capitais ou de financiamento

A execução da estratégia de investimentos da Companhia depende da disponibilidade de recursos financeiros e um custo de financiamento e prazo atrativo. Cenários macroeconômicos e políticos turbulentos podem afetar a disponibilidade de crédito e afetar a capacidade de investimento da Companhia.

A fim de mitigar os impactos de uma potencial falta de liquidez, a Companhia adota diretrizes que visam assegurar um nível mínimo de caixa, alinhadas com os objetivos estratégicos da Companhia, de acordo com a Política de Gestão de Riscos Financeiros.

- Perdas técnicas e/ou perdas comerciais de energia

O combate às perdas de energia é essencial para assegurar um melhor desempenho financeiro e maior controle sobre as fraudes sofridas pelas distribuidoras de energia. A Companhia incentiva a troca de experiências e desenvolve medidas com ações específicas para assegurar maior eficiência no combate a perdas. Entre algumas ações adotadas, destacam-se:

- Inspeção em unidades consumidoras;
- Regularização e blindagem de padrões de medição;
- Instalação de telemedições nos consumidores do Grupo A, com o principal objetivo de monitorar em tempo real a qualidade e a integridade das medições;
- Ampliação da atuação do Centro de Inteligência de Controle de Perdas;
- Parcerias com Secretarias de Segurança Pública;
- Substituição de medidores obsoletos; e
- Divulgação nas mídias locais, entre outras.

Alterações nas leis, regras, regulamentos e normas aplicáveis às controladas da Companhia, na qualidade de concessionárias de distribuição de energia elétrica.

A presença de um ambiente institucional regulatório robusto permite que o setor elétrico possa se manter atrativo para investidores, com incentivos para o desenvolvimento em condições sustentáveis. Faz parte da premissa da Companhia, considerando suas responsabilidades econômica, social e ambiental, que atue de forma integrada junto ao órgão regulador de forma que minimize os potenciais impactos de alterações na legislação e na área regulatória.

A Companhia atua no sentido de aprimorar a metodologia atualmente vigente. A interlocução se dá por meio de comunicados e da participação ativa em encontros setoriais e discussões de temas regulatórios e políticas públicas na área de energia.

O modelo de gestão regulatória da Companhia, visa a maximização do EBITDA com o aumento da Base de Remuneração Regulatória e controle eficiente de despesas e perdas. A gestão regulatória é balanceada com a aplicação eficiente de investimentos nas distribuidoras, com minimização das glosas e baixas do imobilizado. A Companhia busca um patamar eficiente de qualidade de energia

(DEC/FEC/compensações) aliado a um nível saudável de custos e despesas operacionais que não impliquem aumento de perdas e inadimplência.

Algumas medidas recentes em discussão junto à ANEEL têm relação com o tema da sobre contratação, para compensar o aumento do custo de energia comprada e recompor o reequilíbrio econômico-financeiro dos contratos celebrados.

- Instabilidade na taxa de câmbio

A Companhia e suas controladas diretas e indiretas (“Grupo Energisa”) possuem 100% das suas receitas auferidas em território nacional. Entretanto, para aproveitar a liquidez nos mercados externos, com custos de financiamentos e prazos mais atraentes, o Grupo Energisa frequentemente acessa financiamentos em moeda estrangeira amparados pela Lei nº 14.286, de 30 de dezembro de 2021.

O Grupo Energisa monitora de perto as condições de mercado e trata com mais conservadorismo as emissões futuras, preferindo optar pela emissão de dívidas e swaps “plain vanilla”, sem a venda de opções, o que também previne que a Companhia fique exposta a riscos elevados decorrentes da oscilação da taxa de câmbio.

Derivativos

O valor justo estimado de ativos e passivos financeiros foi determinado por meio de informações disponíveis no mercado e por metodologias apropriadas de avaliação e é realizado por um consultor externo especializado de forma a garantir a independência e as melhores práticas de mercado. A Companhia e suas controladas têm como política o gerenciamento dos riscos, evitando assumir posições relevantes expostas a flutuações de valor justo. Nesse sentido, buscam operar instrumentos que permitam maior controle de riscos. Os contratos de derivativos são efetuados com operações de swap e opções envolvendo juros e taxa de câmbio, visando eliminar a exposição à variação cambial além de adequação do custo das dívidas de acordo com o direcionamento do mercado. As operações de proteção contra variações cambiais adversas requerem monitoramento constante, de forma a preservar a eficiência das suas estruturas. As operações vigentes são passíveis de reestruturação a qualquer tempo e podem ser objeto de operações complementares ou reversas, visando reduzir eventuais riscos de perdas relevantes.

Hedge Accounting

Em 2024, a Companhia e suas controladas efetuaram a designação formal de parte de suas operações de proteção do tipo “swap” (instrumento de “hedge”) para troca de variação cambial e juros, para variação do CDI como “hedge accounting”. Em 2024 essas operações, assim como as dívidas (objeto do “hedge”) estão sendo avaliadas de acordo com a contabilidade de “hedge” de valor justo. Em tais designações de “hedge” a Companhia e suas controladas documentaram: (i) a relação de “hedge”; (ii) o objetivo e estratégia de gerenciamento de risco; (iii) a identificação do instrumento financeiro; (iv) o objeto ou transação coberta; (v) a natureza do risco a ser coberto; (vi) a descrição da relação de cobertura; (vii) a demonstração da correlação entre o “hedge” e o objeto de cobertura; e (viii) a demonstração da efetividade do “hedge”.

Fair Value Option

A Companhia e suas controladas optaram pela designação formal de dívidas contratadas no exercício, para as quais a Companhia e suas controladas possuem instrumentos financeiros derivativos de proteção do tipo “swap” para troca de variação cambial e juros, como mensuradas ao valor justo. A opção pelo valor justo (“Fair Value Option”) tem o intuito de eliminar ou reduzir uma inconsistência de mensuração ou reconhecimento de determinados passivos, no qual, de outra

forma, surgiria. Assim, tanto os “swaps” quanto as respectivas dívidas passam a ser mensuradas ao valor justo e tal opção é irrevogável, bem como deve ser efetuada apenas no registro contábil inicial da operação. Em 2024, tais dívidas e derivativos, assim como os demais ativos e passivos mensurados ao valor justo por meio do resultado tem quaisquer ganhos ou perdas resultantes de sua re-mensuração reconhecidos no resultado da Companhia.

Administração financeira de risco

O Conselho de Administração tem responsabilidade geral pelo estabelecimento e supervisão do modelo de administração de risco da Companhia e suas controladas. Assim, fixou limites de atuação da Companhia com montantes e indicadores preestabelecidos na “Política de Gestão de Riscos decorrentes do Mercado Financeiro” (revista anualmente e disponível no website da Companhia) e nos regimentos internos da diretoria da Companhia e suas controladas.

O Comitê de Gestão de Riscos, composto pela Diretoria Financeira e Consultor externo especializado, acompanha, através do Relatório Trimestral de Gestão de Riscos, a adequação das operações à “Política de Gestão de Riscos decorrentes do Mercado Financeiro”.

Adicionalmente, a gestão de risco da Companhia e de suas controladas visa identificar, analisar e monitorar riscos enfrentados, para estabelecer limites e mesmo checar a aderência aos mesmos. Para tanto, a Companhia e suas controladas contam com serviços de empresa especializada e independente na gestão de risco de caixa e dívida, de modo que é procedido monitoramento diário sobre o comportamento dos principais indicadores macroeconômicos e seus impactos nos resultados, em especial nas operações de derivativos. Este trabalho permite definir estratégias de contratação e reposicionamento, visando menores riscos e melhor resultado financeiro.

(iii) estrutura organizacional de gerenciamento de riscos

O processo de gestão de riscos da Companhia é composto por elementos capazes de identificar, avaliar, monitorar e reportar aos níveis organizacionais aplicáveis quanto aos riscos de negócio inerentes às suas atividades e que afetam seus objetivos estratégicos.

As funções e responsabilidades dos colaboradores envolvidos no processo de gestão de riscos estão definidas no Manual de Gestão de Riscos e são apresentadas abaixo:

Comitê de Gestão de Riscos Decorrentes do Mercado Financeiro

O Comitê de Gestão de Riscos Decorrentes do Mercado Financeiro da Companhia, tem o objetivo de garantir a eficácia das ações relacionadas à gestão de riscos decorrentes do mercado financeiro da Companhia e das demais sociedades do Grupo Energisa (“Comitê de Gestão de Riscos de Mercado”), conforme previsto na Política de Gestão de Riscos Financeiros. De acordo com a Política de Gestão de Riscos Financeiros, o órgão deve ser composto ao menos por: (i) Vice-Presidente Financeiro da Companhia (cargo exercido pelo Diretor Financeiro); (ii) Diretor de Finanças Corporativas da Companhia; e (iii) consultor Externo especializado na gestão de riscos, em especial os de caixa e endividamento.

Área de Gestão de Riscos

A atuação da área de gestão de riscos abrange todas as áreas e unidades organizacionais do Grupo Energisa (“Área de Gestão de Riscos”). Neste sentido, estão sujeitos à atuação da Área de Gestão de Riscos quaisquer áreas, unidades organizacionais ou profissionais que utilizem, arrecadem, guardem, gerenciem ou administrem bens e valores da Companhia.

A Área de Gestão de Riscos reporta-se ao Comitê de Auditoria e Riscos, com vinculação funcional à VicePresidência Financeira da Companhia. Essa vinculação tem por objetivo proporcionar um posicionamento suficientemente elevado de modo a conferir-lhe independência organizacional e permitir-lhe fiscalizar as áreas, unidades organizacionais e os colaboradores da Companhia com eficiência.

A Área de Gestão de Riscos, em suas atividades técnicas, deve atuar em sintonia com as normas e padrões nacionais e internacionais.

Comitê de Auditoria e Riscos

O Comitê de Auditoria e Riscos acompanha o processo de gestão de riscos, propondo alterações com vistas à melhoria do monitoramento dos riscos aos quais a Companhia e demais sociedades do Grupo Energisa estão expostas e assegura a efetiva divulgação das normas e procedimentos, bem como da realização das ações de controle previstas para os riscos. O Comitê de Auditoria e Riscos atua com independência, autonomia e de acordo com regimento interno próprio, aprovado pelo Conselho de Administração da Companhia em reunião do dia 18 de janeiro de 2022, sendo suas principais atribuições explicitadas no referido regimento interno. Os membros do Comitê de Auditoria e Riscos são nomeados pelo Conselho de Administração da Companhia.

Gestor de Riscos

O gestor de riscos dissemina a cultura de gerenciamento de riscos e os controles internos associados e assegura a eficiência e eficácia do contínuo processo de gestão de riscos. É responsável pela definição das diretrizes gerais de gestão de riscos, pelo monitoramento e reporte do nível de exposição da Companhia e demais sociedades do Grupo Energisa.

Analista de Riscos

O analista de riscos identifica os riscos e controles contidos nos processos e realiza avaliação qualitativa e quantitativa do processo de avaliação de riscos. Tem como responsabilidades principais o suporte aos usuários-chave na identificação de riscos e mapeamento dos controles internos.

Gestor de Área

O gestor de área garante o mapeamento e o monitoramento dos processos, valida com o usuário-chave os riscos identificados em seus processos sob sua responsabilidade e define a estrutura de controles internos para evitar ou minimizar a materialização dos riscos.

Usuário-chave

O usuário-chave identifica e analisa os riscos inerentes às atividades dos processos, define em conjunto com seu gestor de área a estrutura de controles internos e reporta informações à área de gestão de riscos.

Gestor de tecnologia da informação

O gestor de tecnologia da informação constrói e monitora os bancos de dados necessários para a gestão de riscos e assegura que o sistema para suporte a gestão de riscos tenha a funcionalidade necessária para a eficiência e eficácia do processo. Auxilia também as áreas de negócio no desenho de controles internos automatizados.

(c) adequação da estrutura operacional e de controles internos para verificação da efetividade da política adotada

Embora a Companhia não possua uma política formalizada de gerenciamento de riscos, a administração e diversos colaboradores da Companhia monitoram e avaliam, por meios que a Companhia considera adequados, a efetividade das políticas, práticas e normativos internos adotados pela Companhia, incluindo a Política de Gestão de Riscos Financeiros e o Manual de Gestão de Riscos.

Conforme mencionado acima, a Área de Gestão de Riscos dota de independência organizacional. Nesse sentido, resguardada a autonomia da Área de Gestão de Riscos, é prestado apoio aos gestores no fornecimento de informações sobre os resultados dos trabalhos realizados, com a disponibilização, para fins de consulta, dos papéis de trabalho utilizados e/ou produzidos, incluindo os programas e os elementos comprobatórios respectivos, bem como no atendimento das solicitações de trabalhos específicos.

O trabalho de gestão de riscos deve ser executado por profissionais com expertise na área, que tem como princípio avaliar de forma equilibrada as circunstâncias relevantes e apresentar julgamentos sem influência de interesses particulares ou opiniões alheias.

Nesse sentido, a Companhia entende que a atual estrutura operacional e de controles internos acima descrita é adequada à sua realidade.

5.2 Descrição dos controles internos

(a) as principais práticas de controles internos e o grau de eficiência de tais controles, indicando eventuais imperfeições e as providências adotadas para corrigi-las

O Manual de Gestão de Riscos abrange todas as empresas e processos da Companhia e de suas controladas diretas e indiretas ("Grupo Energisa"), inclusive a elaboração das demonstrações financeiras. A administração da Companhia avalia a eficácia de seus controles internos com base nos critérios estabelecidos em "Controles Internos - Estrutura Integrada" emitido em 2013 pelo COSO (Committee of Sponsoring Organizations of the Treadway Commission).

Parte dos sistemas de gerenciamento e controle é desenvolvida internamente pela equipe técnica da Companhia, sendo elaborado de forma customizada, adaptada ao setor de distribuição de energia e as necessidades das empresas integrantes do Grupo Energisa e áreas de concessão. Considerando a totalidade das aplicações utilizadas pelo Grupo Energisa, todos os processos críticos estão automatizados.

Os sistemas da Companhia são divididos em três frentes: administrativos e financeiros (ADMFIN), técnicos e comerciais (TECCOM) e web e mobilidade (WEBMOB).

Os sistemas financeiros estão descritos abaixo:

- SIADP - Aprovação de Documentos e Pagamentos;
- SIAFI - Administração Financeira; e
- SICPG - Contas a Pagar.

Os sistemas financeiros realizam integrações entre si e com outras aplicações, sendo essas aplicações desenvolvidas internamente ou não. Essas integrações ocorrem por meio de conexões de bancos de dados (SGBD Oracle) do sistema para a aplicação origem/destino, seja para a consulta, seja para a atualização de informações. Abaixo, seguem as integrações dos sistemas financeiros:

- SIACO - Sistemas de acompanhamento orçamentário;
- SICPG - Sistemas de aprovação de pagamentos;
- SIAGO - Sistemas de acompanhamento de obras para o pagamento das notas fiscais das mesmas;
- SIGVC - Integração com sistemas de acompanhamentos de contratos com fornecedores;
- SIJUR - Sistemas de gerenciamento de processos jurídicos;
- SISUP - Sistemas de suprimentos consomem informações de credores e dados bancários;
- SICON - Sistemas contábeis para contabilização do pagamento e provisões;
- SIDAF e MASTERSAF - Sistemas fiscais para a entrega de dados fiscais a receita;
- SIENF - Sistemas de Emissão e entrada de Notas Fiscais;
- SIDAF e MASTERSAF - Sistemas de Geração de Dados Fiscais (obrigações federais, estaduais e municipais);
- ITC - Integração com sistemas de acompanhamento das aplicações;

- ITC - Pagamento provisionado e realizado para conciliação bancária;
- SIFAR - Sistemas de faturamento para a conciliação bancária;
- ITAU HOST-TO-HOST - Integração com sistemas de envio de arquivos criptografados aos bancos;
- ITC - Sistema Integrado de Tesouraria que incorpora procedimentos funcionais de bancos;
- ITC - Integração com sistemas de acompanhamentos de contratos de financiamento;
- SIGRH/Rhevolution Sistemas de recursos humanos para pagamento de planos de saúde, bolsas etc.;
- SIADP - Sistemas de folha de pagamento para aprovação e pagamento da folha; e
- SICPG - Envio de arquivo para pagamento dos seguintes bancos: Itaú, CEF, Bradesco e Banese.

Para os sistemas da frente TECCOM, os sistemas comerciais também foram desenvolvidos internamente, utilizando as mesmas tecnologias descritas acima. Abaixo a lista dos sistemas comerciais:

- SIFAR - Faturamento e arrecadação;
- SIAIF - Inspeções e apurações de fraudes;
- SIATT - Atendimento telefônico;
- SIATE - Atendimento a clientes;
- SIAPO - Acompanhamento dos processos da ouvidoria;
- SICAA - Controle de agentes arrecadadores;
- SICCD - Controle de cheques devolvidos;
- SICCI - Controle e cálculo de indenizações;
- SICCO - Consultas comerciais;
- SICDD - Documentos digitais;
- SICDE - Controle de dados elétricos;
- SICMA - Controle de materiais das agências;
- SICNT - Controle de nível de tensão;
- SICOB - Carteira de cobrança;
- SILCO - Leitura de consumo;
- SIMEC - Medidores de consumo;
- SINED - Negociação de dívida;
- SISEG - Controle de seguros; e
- SIWEB - Serviços Web.

Já para os sistemas técnicos, que também fazem parte da frente TECCOM, o Grupo Energisa tem as soluções abaixo que foram adquiridas de parceiros e estão totalmente integradas aos sistemas da Companhia:

- GIS - Cadastro de ativos;
- SGD - Módulo de operação e cálculo de indicadores;
- SGM - Manutenção de ativos da distribuição; e
- TS - Módulo de operação e cálculo de indicadores.

Os sistemas técnicos e comerciais realizam integrações entre si e com outras aplicações, sendo essas aplicações desenvolvidas internamente ou não. Essas integrações ocorrem por meio de conexões de bancos de dados (SGBD Oracle) do sistema para a aplicação origem/destino, seja para a consulta, seja para a atualização de informações. Abaixo as integrações dos sistemas técnicos e comerciais com outros sistemas/entidades:

- SIJUR - Sistemas de controle de processos jurídicos;
- SIGCO - Sistemas de gestão do capital ótimo;
- SICON - Sistemas de contabilidade;
- SGE - Sistema de acompanhamento da gestão estratégica;
- SGM - Sistemas de manutenção;
- SICEC - Sistema de controle de estoque;
- SIDAF - Sistemas de dados fiscais;
- WMLCO - Sistemas de mobilidade;
- SICAI - Sistema de controle do ativo imobilizado;
- SIADP - Sistema de aprovação de documentos e pagamentos;
- GIS - Cadastro de ativos;
- SGD - Módulo de operação e cálculo de indicadores; e
- TS - Módulo de operação e cálculo de indicadores.

Para todos os sistemas dos três grupos citados acima, utiliza-se um framework de segurança que é responsável pelo controle de acesso dos usuários. A parametrização do framework, bem como a administração das permissões é feita através do Sistema de Gerenciamento da Segurança de Acesso. Este sistema se baseia nas seguintes premissas:

- a) Nenhuma aplicação consegue acessar as bases de dados senão através do framework de segurança (somente ele tem domínio sobre usuário e senha dos bancos);
- b) As permissões de acesso às funcionalidades dos sistemas são concedidas, prioritariamente, a grupos de usuários, conforme o perfil e a função dos usuários; e
- c) Cada sistema tem um usuário-chave, responsável pela inclusão e modificação dos usuários nestes grupos de acesso.

A Companhia estabeleceu os responsáveis por cada sistema para centralizar as atividades relacionadas à administração de usuários e recursos nos ambientes corporativos sob sua responsabilidade (chamado de “usuários-chave”). Além desta responsabilidade, o usuário-chave é responsável por conceder perfis de acesso, aprovar as alterações e manutenções no sistema pelo qual é responsável.

Adicionalmente, a Companhia define, também, o usuário de apoio, que poderá substituir o usuário-chave na administração dos acessos, conforme necessidade.

Periodicamente, empresas independentes são contratadas para auditar o ambiente de tecnologia da informação do Grupo Energisa, incluindo os acessos aos sistemas.

A Companhia acredita que o grau de eficiência dos controles internos adotados para assegurar a elaboração das demonstrações financeiras é satisfatório. A Companhia está atenta às novas tecnologias e investe constantemente em seus controles a fim de aprimorá-los cada vez mais.

(b) as estruturas organizacionais envolvidas

As unidades de negócio do Grupo Energisa são estruturadas de forma a permitir o pleno atendimento à legislação. A administração do Grupo Energisa é responsável pelos controles internos por ela determinados como necessários para permitir a elaboração de demonstrações financeiras livres de distorção relevante, independentemente se causada por fraude ou erro. No cumprimento dessa responsabilidade, a administração faz estimativas e toma decisões para determinar os custos e os correspondentes benefícios esperados com a implantação de procedimentos de controle interno ou de medidas corretivas.

Os órgãos e áreas responsáveis que estão diretamente envolvidos na estrutura de gerenciamento de controles internos estão elencados abaixo.

Compete ao Comitê de Auditoria e Riscos:

- Aconselhar o Conselho de Administração, na contratação, remuneração retenção, destituição de entidade a ser contratada para prestação dos serviços de auditoria independente;
- Avaliar, previamente à análise do Conselho de Administração, as demonstrações contábeis anuais, inclusive notas explicativas, relatórios da administração e parecer do auditor independente;
- Analisar, naquilo que couber, os trabalhos das auditorias independentes e internas;
- Propor ao Conselho de Administração os procedimentos para recepção e tratamento de informações acerca do descumprimento de dispositivos legais e normativos aplicáveis à Energisa, além de regulamentos e códigos internos, inclusive com previsão de procedimentos específicos para proteção do prestador e da confidencialidade da informação (Canal de Denúncia);
- Recomendar, à administração, a correção ou aprimoramento de políticas, práticas e procedimentos identificados no âmbito de suas atribuições;
- Cumprir outras atribuições determinadas pelo Conselho de Administração; e
- Elaborar a cada trimestre relatório sobre as atividades exercidas.

Dentro de cada Área de Negócio, existe um Gestor e Usuário-chave, que possuem as seguintes responsabilidades:

- Identificar e assumir riscos associados às decisões tomadas;
- Fornecer os recursos necessários para assegurar a descrição da origem de risco, diretriz de controle, definição de aspectos relevantes, descrição e implementação dos planos de ação e monitoramento das operações;
- Observar os limites de tolerância/ apetite validado pela Alta Administração;
- Efetuar o mapeamento dos processos de negócio para identificar a estrutura de controles internos da área para mitigação dos riscos; e
- Enviar as informações à área de Gestão de Riscos para atendimento aos indicadores de riscos.

Na Área de Gestão de Riscos, o Gestor de Riscos possui as seguintes responsabilidades:

- Aplicar a Gestão de Riscos de forma eficiente e aderente aos requerimentos do Grupo Energisa e de órgãos reguladores;
- Coordenar o processo de avaliação de riscos da área, observando a metodologia e o cronograma definidos;
- Estabelecer as políticas de riscos, estrutura de governança, padrões e mecanismos de reporte de informações para facilitar o efetivo gerenciamento integrado de riscos;
- Definir os papéis e responsabilidades no processo de Gestão de Riscos;
- Prover as informações concisas e análises para o Comitê de Riscos para avaliar, analisar e agir nos riscos; Desenvolver as estratégias de gerenciamento integrado de riscos;
- Disseminar os conceitos e a cultura de gerenciamento de riscos para todo o Grupo Energisa;

Definir, em conjunto com o Usuário Chave, Gestor de Processos e Alta Administração, os limites de tolerância e apetite ao risco;

- Reporta ao Comitê de Riscos o andamento do processo de Gestão de Riscos;

Informa a Alta Administração sobre o nível de riscos ao qual o Grupo e a unidade estão expostos, considerando o apetite definido; e

- Capacita e orienta os demais colaboradores para que estes executem adequadamente suas atividades no processo de Gestão de Riscos.

Na Área de Gestão de Riscos, o Gestor de Riscos, em conjunto com o Especialista de Riscos, possui as seguintes atribuições:

- Revisar a avaliação de riscos, efetuada pelas áreas de negócio;
- Auxiliar na definição de limites de exposição a riscos;
- Certificar-se do adequado funcionamento da Gestão de Riscos;
- Elaborar o questionário de auto avaliação de capacidade de gerenciamento de riscos do Grupo; Auxiliar na definição de ações para mitigação de riscos;
- Atualizar o Portfólio de Riscos, o Modelo de Classificação de Processos e o Modelo de Valor ao Acionista, observando os padrões e objetos definidos na metodologia;

- Realizar o sumário de avaliação de riscos (considerando impacto e vulnerabilidade);
- Elaborar os treinamentos específicos relacionados à Gestão de Riscos;
- Definir os indicadores de risco em conjunto com os gestores;
- Monitorar a adequada conformidade das atividades e processos com as políticas corporativas;
- Monitorar a adoção e manutenção de boas práticas de governança corporativa; e
- Verificar a efetividade dos controles internos através de testes específicos.

A Área de Gestão de Riscos e as Áreas de Negócio (Usuários-chave e Especialista de Riscos) trabalham em conjunto no sentido de assegurar as seguintes atribuições:

- Identificar os riscos que podem ser monitorados considerando o grau de exposição e disponibilidade de informações;
- Quantificar os riscos identificados;
- Definir as estruturas de controles internos necessária para mitigação dos riscos; e
- Atualiza continuamente a documentação da análise de riscos corporativos do Grupo, considerando o vínculo com os processos de negócio, visando reduzir os custos associados a riscos não controlados.

A Área de Tecnologia da Informação possui as seguintes atribuições:

- Auxiliar a área de negócios e a área de gestão de riscos na definição de controles automatizados para otimização dos processos e mitigação de riscos;
- Garantir o desenvolvimento de sistemas que suportem a gestão de riscos;
- Estruturar o banco de dados para a Gestão de Riscos; e
- Implementar as interfaces com os demais sistemas para obtenção dos dados.

(c) se e como a eficiência dos controles internos é supervisionada pela administração da Companhia, indicando o cargo das pessoas responsáveis pelo referido acompanhamento

As funções e responsabilidades dos colaboradores envolvidos no processo de gestão de riscos, que inclui a supervisão dos controles internos, são definidas no Manual de Gestão de Riscos, cujo detalhamento é informado no item 5.1 deste Formulário de Referência.

Os principais cargos da alta administração envolvidos na elaboração das demonstrações financeiras são: (i) Diretor Financeiro e de Relações com Investidores; (ii) Diretor Corporativo Contábil Tributário e de Patrimônio; (iii) Assessor Corporativo Contábil de Controle; e (iv) Gerente de Relações com Investidores.

A administração da Companhia entende que o processo de avaliação dos controles internos para a elaboração e adequada apresentação das demonstrações financeiras na extensão necessária para planejar os procedimentos de auditoria é apropriado nas circunstâncias, de forma que os auditores possam emitir uma opinião sobre as demonstrações financeiras. A avaliação é efetuada com o propósito de identificar possíveis deficiências nos controles internos. Anualmente, os auditores

independentes emitem carta destinada à administração com os apontamentos dessas deficiências nos controles internos.

(d) deficiências e recomendações sobre os controles internos presentes no relatório circunstanciado, preparado e encaminhado à Companhia pelo auditor independente, nos termos da regulamentação emitida pela CVM que trata do registro e do exercício da atividade de auditoria independente

Os auditores externos avaliam os controles internos e enviam a Administração a Comunicação de Deficiências de Controles Internos apontando, quando for o caso, deficiências relacionadas a processos a contas a receber, tributos, conciliação de contas etc., bem como a gestão de acessos a sistemas (TI).

(e) comentários dos diretores sobre as deficiências apontadas no relatório circunstanciado preparado pelo auditor independente e sobre as medidas corretivas adotadas

A Administração da Companhia analisa as eventuais deficiências nos controles internos apontadas na Comunicação de Deficiências de Controles Internos e, quando aplicável, toma medidas específicas para os itens identificados no intuito de mitigar os riscos existentes e adotar as melhorias sugeridas pelos auditores independentes.

5.3 Programa de integridade

(a) se a Companhia possui regras, políticas, procedimentos ou práticas voltadas para a prevenção, detecção e remediação de desvios, fraudes, irregularidades e atos ilícitos praticados contra a administração pública, identificando, em caso positivo

(i) os principais mecanismos e procedimentos de integridade adotados e sua adequação ao perfil e riscos identificados pela companhia, informando com que frequência os riscos são reavaliados e as políticas, procedimentos e as práticas são adaptadas

A Companhia adota um conjunto de estruturas, procedimentos e práticas de prevenção, detecção e remediação de fraudes e ilícitos que engloba, além da própria Companhia, todas as suas controladas diretas e indiretas ("Grupo Energisa"). Tal conjunto inclui, entre outros elementos: (i) Código de Ética e Conduta ("Código de Ética e Conduta"); (ii) Comitê de Ética ("Comitê de Ética"); (iii) Comitê de Auditoria e Riscos ("Comitê de Auditoria"); (iv) Política de Transações com Partes Relacionadas e Conflito de Interesses ("Política de Transações com Partes Relacionadas");

(v) Política de Negociação de Valores Mobiliários ("Política de Negociação"); (vi) gestão de riscos e auditoria, com o mapeamento de processos críticos e de integridade; (vii) auditoria de fornecedores; (viii) auditoria de partes relacionadas; (ix) Programa de Integridade; e (x) canal de denúncias de irregularidade.

Além disso, as práticas de integridade da Companhia prezam pelos seguintes princípios gerais:

- Transparência e ética nos negócios, através de boas práticas de governança corporativa, razão pela qual se disponibiliza aos interessados um canal de denúncias ("Canal de Denúncias"), conforme previsto no Código de Ética e Conduta, para o relato de irregularidades;
- Repúdio à prática de denúncias vazias, irresponsáveis, conspiratórias ou vingativas, e valorização de denúncias quando a pessoa denunciante tenha conhecimento dos fatos, dados ou situações irregulares envolvendo a Companhia;
- Valorização a denúncias feitas por pessoas devidamente identificadas, observado, contudo, que denúncias anônimas também podem ser objeto de averiguação;
- A Companhia envida todos os esforços necessários no sentido de apurar a denúncia apresentada, no limite de sua competência e responsabilidade, no menor prazo possível, sem, todavia, assumir, a priori, qualquer responsabilidade quanto a eventuais perdas diretas ou indiretas que possam ter sido provocadas pelos fatos narrados na denúncia, salvo os casos de culpa objetiva da empresa;
- Em linha com os valores, princípios e políticas do Grupo Energisa, em nenhuma instância se pode aplicar represálias contra qualquer pessoa que, de boa fé e sob os parâmetros que regem as práticas de integridade da Companhia, formule uma denúncia;
- Toda informação relacionada a uma denúncia de irregularidade deve ser tratada de forma confidencial e restrita, evitando-se, assim, sua divulgação indevida. O acesso à informação relativa a uma denúncia deve ser limitado às pessoas que diretamente estejam envolvidas com o assunto a que essa informação se referir, as quais devem manter a informação em total sigilo. Todos os documentos relativos a uma denúncia de irregularidade devem receber o título de CONFIDENCIAL;
- Qualquer pessoa que receba por engano uma informação confidencial relativa a uma denúncia de irregularidade não deve divulgar ou copiar a referida informação, por nenhum meio ou forma, bem como deve apagar imediatamente a referida informação, bem como informar tempestivamente a denúncia ao Comitê de Ética;

- Toda informação sobre uma denúncia de irregularidade deve ser centralizada no Comitê de Ética, que é o principal responsável pela condução das apurações, divulgação e comunicação nas esferas e níveis cabíveis;

- A denúncia de irregularidade que possa ser considerada ato ou fato relevante deve ser direcionada ao Diretor de Relações com Investidores, que deve tomar providências para que o significado e importância da denúncia sejam analisados pelo Comitê de Divulgação, de acordo com as regras previstas em seu Regimento Interno;

- É dever de todo cidadão/cidadã denunciar qualquer irregularidade ou violação ao princípio universal da legalidade, razão pela qual as denúncias podem ser feitas por empregados próprios, pessoal terceirizado, clientes, fornecedores de materiais ou serviços, administradores, acionistas ou qualquer outro terceiro interessado; e

- O Canal de Denúncias não deve ser confundido com um serviço do tipo 190 (Polícia) ou de emergência. Em função disso não deve ser usado para relatar eventos que apresentem ameaça imediata à vida ou à propriedade, uma vez que esses eventos podem não receber uma resposta imediata. Se a pessoa interessada precisar de assistência emergencial deve contatar as autoridades constituídas.

Não há exigência formal de reavaliação periódica dos riscos e das práticas de integridade da Companhia.

Todos os documentos mencionados acima podem ser consultados no website de relações com investidores da Companhia: <https://ri.energisa.com.br/governanca-corporativa/politicas-e-codigos-energisa/>.

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

O Comitê de Ética, nomeado pelo Conselho de Administração, é o principal responsável pela condução das apurações, divulgação e comunicação de irregularidades nas esferas e níveis cabíveis do Grupo Energisa. O Regimento do Comitê de Ética foi aprovado pelo Conselho de Administração da Companhia e sua atuação é estendida e aplicável à Companhia e às demais sociedades do Grupo Energisa.

O Comitê de Ética atua com independência, autonomia e de acordo com regimento interno próprio, sendo que suas principais atribuições estão explicitadas no referido regimento interno. O Comitê tem caráter permanente e deve ser formado por, no mínimo, 3 (três) e, no máximo, 8 (oito) membros, com mandato de 3 (três) anos, permitida a recondução, indicados pelo Presidente da Energisa S.A. e nomeados e destituídos a qualquer tempo pelo Conselho de Administração. Os membros do Comitê de Ética são nomeados pelo Conselho de Administração da Companhia e pode ser ocupado por qualquer profissional dos quadros da Companhia ou por membros externos independentes, os quais devem ter reputação ilibada e capacidade técnica compatível com as atividades desempenhas pelo Comitê.

Destaca-se, ainda, que o Comitê de Auditoria e Riscos é periodicamente informado sobre as atividades do Comitê de Ética.

(iii) se a Companhia possui código de ética ou de conduta formalmente aprovado, indicando

A Companhia está sujeita ao Código de Ética e Conduta, aprovado pelo Conselho de Administração da Companhia, e que dita regras e políticas relacionadas à prevenção, detecção e remediação de fraudes e ilícitos.

- 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

As regras, procedimentos e práticas previstas no Código de Ética e Conduta devem ser observadas por todos os colaboradores da Companhia, incluindo membros do Conselho de Administração, Diretoria e Conselho Fiscal, bem como por pessoas naturais e/ou jurídicas com quem a Companhia mantenha relação comercial.

- as sanções aplicáveis na hipótese de violação ao código ou a outras normas relativas ao assunto, identificando o documento onde essas sanções estão previstas

Por meio do Código de Ética e de Conduta, a Companhia se compromete a analisar as violações e determinar a adoção de medidas disciplinares de acordo com sua gravidade, utilizando como referência as normas internas do Grupo Energisa. A aplicação de medidas disciplinares é definida pelo Comitê de Ética, conforme estabelecido em seu regimento interno aprovado pelo Conselho de Administração da Companhia.

- órgão que aprovou o código, data da aprovação e, caso a Companhia divulgue o código de conduta, locais na rede mundial de computadores onde o documento pode ser consultado

A atual versão do Código de Ética e Conduta foi aprovada pelo Conselho de Administração da Companhia em 11 de agosto de 2022 e encontra-se disponível para consulta no seguinte endereço:

<https://ri.energisa.com.br/governancacorporativa/estatutos-regimentos-politicas-e-codigos/>.

(b) se a Companhia possui canal de denúncias, indicando, em caso positivo:

A Companhia dispõe de um Canal de Denúncias para receber demandas internas e externas referentes aos seguintes temas principais: (i) infrações ao Código de Ética e Conduta; (ii) qualquer ato intencional de omissão ou manipulação de transações, adulteração em documentos e registros da Companhia, inclusive contábeis, e nas demonstrações financeiras; (iii) práticas indevidas e contrárias aos normativos legais e estatutários vigentes, registro de transações sem comprovação, omissão dos registros, apropriação indébita de ativos e manipulação de documentos e registros em geral que modifiquem ativos, passivos e resultados da Companhia; (iv) qualquer ação ou omissão pela qual alguém procure obter vantagem direta ou indireta, omitindo um ativo, uma obrigação, ou causando determinada perda a pessoas físicas ou jurídicas; e (v) todo e qualquer fato que requeira a atenção da administração ou possibilite informação distorcida ao mercado, investidores, proprietários, clientes, credores ou qualquer outra parte interessada, no que tange à realidade da Companhia.

(i) se o canal de denúncias é interno ou se está a cargo de terceiros

A Companhia e as demais sociedades do Grupo Energisa dispõem de Canal de Denúncias terceirizado, operado por parceiro externo especializado e de renome nacional.

(ii) se o canal está aberto para o recebimento de denúncias de terceiros ou se recebe denúncias somente de empregados

O Canal de Denúncias está disponível para todas as pessoas que queiram fazer algum tipo de denúncia, reclamação ou sugestão, o que engloba colaboradores próprios, terceirizados, clientes, fornecedores, parceiros e o público em geral.

(iii) se há mecanismos de anonimato e de proteção a denunciantes de boa-fé

Todas as informações relacionadas a uma denúncia de irregularidade são tratadas de forma confidencial e restrita, limitando-se às pessoas que diretamente estejam envolvidas com o assunto a que essa informação se referir, as quais devem manter a informação em total sigilo.

Adicionalmente, em linha com os valores, princípios e políticas do Grupo Energisa, a Companhia não pode, em nenhuma instância, aplicar represálias contra qualquer pessoa que, de boa fé e sob os parâmetros que regem as práticas de integridade da Companhia, formule uma denúncia. (iv) órgão da Companhia responsável pela apuração de denúncias

As demandas são analisadas pelo Comitê de Ética.

(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

Não aplicável, tendo em vista que não houve desvios, fraudes, irregularidades e atos ilícitos praticados contra a administração pública nos últimos três exercícios sociais, que sejam de conhecimento da Companhia.

(d) caso a Companhia não possua regras, políticas, procedimentos ou práticas voltadas para a prevenção, detecção e remediação de fraudes, irregularidades e atos ilícitos praticados contra a administração pública, identificar as razões pelas quais a Companhia não adotou controles nesse sentido

Não aplicável, tendo em vista as práticas e procedimentos descritos neste item 5.3.

5.4 Alterações significativas

Não houve alterações significativas nos riscos identificados pela Companhia, tampouco alterações na política de gerenciamento de riscos, no último exercício social.

5.5 Outras informações relevantes

Não há outras informações que a Companhia julgue relevantes em relação a esta Seção 5 que não tenham sido divulgadas nos demais itens deste Formulário de Referência.