

Índice

1. Atividades do emissor	
1.1 Histórico do emissor	1
1.2 Descrição das principais atividades do emissor e de suas controladas	4
1.3 Informações relacionadas aos segmentos operacionais	5
1.4 Produção/Comercialização/Mercados	8
1.5 Principais clientes	18
1.6 Efeitos relevantes da regulação estatal	19
1.7 Receitas relevantes no país sede do emissor e no exterior	38
1.8 Efeitos relevantes de regulação estrangeira	39
1.9 Informações ambientais sociais e de governança corporativa (ASG)	40
1.10 Informações de sociedade de economia mista	48
1.11 Aquisição ou alienação de ativo relevante	49
1.12 Operações societárias/Aumento ou redução de capital	50
1.13 Acordos de acionistas	51
1.14 Alterações significativas na condução dos negócios	52
1.15 Contratos relevantes celebrados pelo emissor e suas controladas	53
1.16 Outras informações relevantes	54
2. Comentário dos diretores	
2.1 Condições financeiras e patrimoniais	55
2.2 Resultados operacional e financeiro	78
2.3 Mudanças nas práticas contábeis/Opiniões modificadas e ênfases	82
2.4 Efeitos relevantes nas DFs	83
2.5 Medições não contábeis	84
2.6 Eventos subsequentes as DFs	86
2.7 Destinação de resultados	88
2.8 Itens relevantes não evidenciados nas DFs	89
2.9 Comentários sobre itens não evidenciados	90
2.10 Planos de negócios	91
2.11 Outros fatores que influenciaram de maneira relevantes o desempenho operacional	93
3. Projeções	
3.1 Projeções divulgadas e premissas	94
3.2 Acompanhamento das projeções	95

Índice

4. Fatores de risco	
4.1 Descrição dos fatores de risco	96
4.2 Indicação dos 5 (cinco) principais fatores de risco	121
4.3 Descrição dos principais riscos de mercado	122
4.4 Processos não sigilosos relevantes	126
4.5 Valor total provisionado dos processos não sigilosos relevantes	135
4.6 Processos sigilosos relevantes	136
4.7 Outras contingências relevantes	137
5. Política de gerenciamento de riscos e controles internos	
5.1 Descrição do gerenciamento de riscos e riscos de mercado	138
5.2 Descrição dos controles internos	143
5.3 Programa de integridade	149
5.4 Alterações significativas	153
5.5 Outras informações relevantes	154
6. Controle e grupo econômico	
6.1 Posição acionária	155
6.3 Distribuição de capital	177
6.4 Participação em sociedades	178
6.5 Organograma dos acionistas e do grupo econômico	179
6.6 Outras informações relevantes	180
7. Assembleia geral e administração	
7.1 Principais características dos órgãos de administração e do conselho fiscal	181
7.1D Descrição das principais características dos órgãos de administração e do conselho fiscal	184
7.2 Informações relacionadas ao conselho de administração	185
7.3 Composição e experiências profissionais da administração e do conselho fiscal	187
7.4 Composição dos comitês	192
7.5 Relações familiares	193
7.6 Relações de subordinação, prestação de serviço ou controle	194
7.7 Acordos/seguros de administradores	195
7.8 Outras informações relevantes	196
8. Remuneração dos administradores	
8.1 Política ou prática de remuneração	197

Índice

8.2 Remuneração total por órgão	201
8.3 Remuneração variável	205
8.4 Plano de remuneração baseado em ações	206
8.5 Remuneração baseada em ações (Opções de compra de ações)	207
8.6 Outorga de opções de compra de ações	208
8.7 Opções em aberto	209
8.8 Opções exercidas e ações entregues	210
8.9 Diluição potencial por outorga de ações	211
8.10 Outorga de ações	212
8.11 Ações entregues	213
8.12 Precificação das ações/opções	214
8.13 Participações detidas por órgão	215
8.14 Planos de previdência	216
8.15 Remuneração mínima, média e máxima	217
8.16 Mecanismos de remuneração/indenização	218
8.17 Percentual partes relacionadas na remuneração	219
8.18 Remuneração - Outras funções	220
8.19 Remuneração reconhecida do controlador/controlada	221
8.20 Outras informações relevantes	222
9. Auditores	
9.1 / 9.2 Identificação e remuneração	223
9.3 Independência e conflito de interesses dos auditores	224
9.4 Outras informações relevantes	225
10. Recursos humanos	
10.1A Descrição dos recursos humanos	226
10.1 Descrição dos recursos humanos	227
10.2 Alterações relevantes	228
10.3 Políticas e práticas de remuneração dos empregados	229
10.4 Relações entre emissor e sindicatos	231
10.5 Outras informações relevantes	232
11. Transações com partes relacionadas	
11.1 Regras, políticas e práticas	233

Índice

11.2 Transações com partes relacionadas	235
11.2 Itens 'n.' e 'o.'	236
11.3 Outras informações relevantes	237
12. Capital social e Valores mobiliários	
12.1 Informações sobre o capital social	238
12.2 Emissores estrangeiros - Direitos e regras	240
12.3 Outros valores mobiliários emitidos no Brasil	241
12.4 Número de titulares de valores mobiliários	242
12.5 Mercados de negociação no Brasil	243
12.6 Negociação em mercados estrangeiros	244
12.7 Títulos emitidos no exterior	245
12.8 Destinação de recursos de ofertas públicas	246
12.9 Outras informações relevantes	247
13. Responsáveis pelo formulário	
13.0 Identificação	248
13.1 Declaração do diretor presidente	249
13.2 Declaração do diretor de relações com investidores	250
13.3 Declaração do diretor presidente/relações com investidores	251

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”): (i) Energisa Minas Rio – Distribuidora de Energia S.A. (“Energisa Minas Rio” ou “EMR”); (ii) Energisa Nova Friburgo – Distribuidora de Energia S.A. (“Energisa Nova Friburgo” ou “ENF”); (iii) Energisa Sergipe – Distribuidora de Energia S.A. (“Energisa Sergipe” ou “ESE”); (iv) Energisa Borborema – Distribuidora de Energia S.A. (“Energisa Borborema” ou “EBO”); (v) Energisa Paraíba – Distribuidora de Energia S.A. (“Energisa Paraíba” ou “EPB”); (vi) Energisa Mato Grosso – Distribuidora de Energia S.A. (“Energisa Mato Grosso” ou “EMT”); (vii) Energisa Mato Grosso do Sul – Distribuidora de Energia S.A. (“Energisa Mato Grosso do Sul” ou “EMS”); (viii) Energisa Tocantins – Distribuidora de Energia S.A. (“Energisa Tocantins” ou “ETO”); (ix) Energisa Sul-Sudeste – Distribuidora de Energia S.A. (“Energisa Sul-Sudeste” ou “ESS”); (x) Energisa Soluções S.A. (“Energisa Soluções” ou “Esol”), que por sua vez controla a Energisa Soluções Construções e Serviços em Linhas e Redes S.A. (“Energisa Soluções Construções”); (xi) Energisa Serviços Aéreos de Aeroinspeção S.A. (“Energisa Serviços Aéreos”); (xii) Energisa Comercializadora de Energia Ltda. (“Energisa Comercializadora”); (xiii) Energisa Planejamento e Corretagem de Seguros Ltda. (“Energisa Planejamento e Corretagem”); (xiv) Multi Energisa Serviços S.A. (“Multi Energisa”); (xv) Parque Eólico Sobradinho Ltda.; (xvi) Energisa Geração Usina Maurício S.A.; (xvii) Energisa Geração Central Solar Coremas S.A.; (xviii) Dinâmica Direitos Creditórios Ltda.; (xix) Denerge Desenvolvimento Energético S.A.; (xx) Energisa Participações Minoritárias S.A. (“EPM”); (xxi) Energisa Geração Central Eólica Alecrim S.A.; (xxii) Energisa Geração Central Eólica Mandacaru S.A.; (xxiii) Energisa Geração Central Eólica Boa Esperança S.A.; (xxiv) Energisa Geração Central Eólica Umbuzeiro Muquim S.A.; (xxv) Rede Power Holding De Energia S.A.; (xxvi) Companhia Técnica de Comercialização de Energia; (xxvii) QMRA Participações S.A.; (xxviii) Rede Energia Participações S.A. (“Rede Energia”); (xxix) Energisa Amazonas Transmissora de Energia S.A. (“Energisa Amazonas Transmissora”); (xxx) Energisa Tocantins Transmissora de Energia II S.A. (“Energisa Tocantins Transmissora II”); (xxxi) Energisa Goiás Transmissora de Energia I S.A. (“Energisa Goiás Transmissora I”); (xxxii) Energisa Pará Transmissora de Energia I S.A. (“Energisa Pará Transmissora I”); (xxxiii) Energisa Pará Transmissora de Energia II S.A. (“Energisa Pará Transmissora II”); (xxxiv) Energisa Tocantins Transmissora de Energia S.A. (“Energisa Tocantins Transmissora”); (xxxv) Energisa Rondônia – Distribuidora de Energia S.A. (“Energisa Rondônia” ou “ERO”); (xxxvi) Energisa Acre – Distribuidora de Energia S.A. (“Energisa Acre” ou “EAC”); (xxxvii) Energisa Transmissão de Energia S.A. (“Energisa Transmissão” ou “ETE”); (xxxviii) Alsol Energias Renováveis S.A. (“Alsol”); (xxxix) Energisa Amapá Transmissora de Energia S.A. (“Energisa Amapá”); (xli) Energisa Geração Central Solar Rio Do Peixe I S.A.; (xlii) Energisa Geração Central Solar Rio Do Peixe II S.A.; (xliii) Linhas de Xingu Transmissora de Energia S.A. (“LXTE”); e (xliv) Linhas de Macapá Transmissora de Energia S.A. (“LMTE”).

Adicionalmente, entende-se por “Distribuidoras” as seguintes sociedades distribuidoras de energia elétrica, controladas, direta ou indiretamente, pela Companhia: Energisa Minas Rio, Energisa Nova Friburgo, Energisa Sergipe, Energisa Borborema, Energisa Paraíba, Energisa Mato Grosso, Energisa Mato Grosso do Sul, Energisa Tocantins, Energisa Sul-Sudeste, Energisa Rondônia e Energisa Acre.

Histórico da Companhia

A história do Grupo Rede (conforme abaixo definido) tem seu início em 1903, com a fundação da Empresa Elétrica Bragantina S.A. (“EEB”) no município de Bragança, no Estado de São Paulo. Em 1980, os proprietários da EEB associaram-se aos acionistas controladores da Empresa de Eletricidade Vale Paranapanema S.A., com sede na cidade de Assis, no Estado de São Paulo, com atendimento a uma área composta por 23 municípios.

1.1 Histórico do emissor

Devido à crescente complexidade da administração das duas empresas, em 1981, foi constituída a Denerge Desenvolvimento Energético S.A. ("Denerge"), para atuar como *holding*, controladora da EEB e a Empresa de Eletricidade Vale Paranapanema S.A. (em conjunto, "Grupo Rede").

Em 1981, a Companhia Nacional de Energia Elétrica, sediada em Catanduva/SP e responsável pelo atendimento de 15 municípios, foi incorporada pela Denerge.

Em 1985, a Denerge adquiriu a Caiuá Serviços de Eletricidade S.A., antiga denominação da Rede Energia Participações S.A., concessionária de serviços de distribuição sediada em Presidente Prudente/SP.

A Caiuá Serviços de Eletricidade S.A. foi constituída em 2 de janeiro de 1929 e, até 31 de outubro de 2001, concentrava-se na distribuição e geração de energia elétrica, entretanto, a partir de novembro de 2005, com a efetivação do processo de desverticalização, a Caiuá Serviços de Eletricidade S.A. passou a atuar exclusivamente como *holding* do Grupo Rede, tendo como principal objetivo a participação acionária em empresas do setor elétrico.

Em março de 2006, a Caiuá Serviços de Eletricidade S.A. alterou sua denominação social para Rede Empresas de Energia Elétrica S.A. e, em 2008, a Rede Empresas de Energia Elétrica S.A. alterou novamente sua denominação social para Rede Energia S.A.

Em 1989, o Grupo Rede iniciou sua expansão à região norte do país, ao adquirir o controle da Companhia de Energia Elétrica do Estado do Tocantins, primeira concessionária de energia elétrica a ser privatizada no país.

Em 1995, o Grupo Rede expandiu suas atividades para a região sul do Brasil, com a aquisição da Companhia de Força e Luz do Oeste, localizada no município de Guarapuava/PR.

Entre 1996 e 1997, a Central & South West - CSW, do Texas, EUA e a Inepar S.A., de Curitiba, Estado do Paraná, passaram a integrar o quadro de acionistas do grupo econômico da Companhia. Essas parcerias possibilitaram ao grupo triplicar, em menos de um ano, a sua área de atuação com a aquisição, em 1997, das Centrais Elétricas Mato-grossenses S.A., e em 1998, das Centrais Elétricas do Pará S.A.

A partir de 2004, o Grupo Rede passou a atuar na área de comercialização por meio da REDECOM, empresa autorizada pela Aneel junto à Câmara de Comercialização de Energia Elétrica ("CCEE").

Em junho de 2008, a Companhia e a Rede Power do Brasil S.A. ("Rede Power"), de um lado, e a EDP - Energias do Brasil, do outro, celebraram Instrumento Particular de Compromisso de Permuta de Ações e Outras Avenças, que estabeleceu os termos e condições da permuta de ativos, na qual a Companhia e Rede Power transferiram a totalidade das respectivas participações societárias nas sociedades Rede Lajeado, Tocantins Energia e Investco e a EDP Energias do Brasil transferiu a totalidade da sua participação societária na Empresa Energética do Mato Grosso do Sul S.A. – Enersul (razão social atual Energisa Mato Grosso do Sul – Distribuidora de Energia S.A.), companhia que atua na atividade de distribuição de energia elétrica no estado do Mato Grosso do Sul. Em de setembro de 2008 a permuta foi concluída, e a Companhia em conjunto com a Rede Power passaram a ser titulares do

1.1 Histórico do emissor

controle acionário da Enersul, e a EDP Energias do Brasil passou a ser titular do controle acionário da Rede Lajeado, Tocantins Energia e Investco.

Em 9 de setembro de 2013, foi homologado o Plano de Recuperação Judicial da Companhia, apresentado em conjunto com a Companhia Técnica de Comercialização de Energia – Em recuperação judicial, QMRA Participações S.A. – Em recuperação judicial, Denerge Desenvolvimento Energético S.A. – Em recuperação judicial e Empresa de Eletricidade Vale Paranapanema S.A. – Em recuperação judicial.

Em 11 de abril de 2014, o Grupo Energisa assumiu o controle direto e indireto de 21 sociedades integrantes do Grupo Rede, sendo oito distribuidoras que estavam, desde setembro de 2012, sob intervenção da Agência Nacional de Energia Elétrica (“ANEEL”). A transferência do controle ocorreu após a aprovação de um Plano de Recuperação Judicial pelos credores do Grupo Rede no âmbito do Processo de Recuperação Judicial e também de um Plano de Recuperação e Correção de Falhas e Transgressões das concessionárias aprovado pela ANEEL, que era condição para o encerramento da intervenção pela agência reguladora, que ocorreu no mesmo ato da assunção do controle pela Energisa das sociedades integrantes do Grupo Rede.

Com a aquisição do Grupo Rede, o Grupo Energisa deu início a uma profunda reestruturação econômico-financeira e organizacional destas novas controladas, visando melhorar a eficiência de todos os processos operacionais, a produtividade, a alavancagem e o perfil das dívidas nas sociedades adquiridas.

Em 21 de julho de 2017, a Rede Energia S.A. teve sua denominação social alterada para Rede Energia Participações S.A.

1.2 Descrição das principais atividades do emissor e de suas controladas

A Companhia é uma *holding* que controla, atualmente, quatro distribuidoras de energia elétrica, uma prestadora de serviços e duas *holdings* não operacionais (“Controladas”).

As atividades de distribuição de energia elétrica são a base dos negócios da Companhia. O objeto social da Companhia consiste, nos termos de seu Estatuto Social, em produção, transmissão, transformação e distribuição de energia elétrica nas áreas de concessão legal e nos termos da legislação em vigor, podendo participar de outras sociedades congêneres e exercer atividades necessárias ou úteis à consecução do seu objeto social ou com ele relacionadas.

Distribuição de Energia Elétrica

As distribuidoras de energia, como o próprio nome já o define, tem como atividade a distribuição da energia elétrica, sendo elas:

- Energisa Mato Grosso – Distribuidora de Energia S.A.;
- Energisa Tocantins – Distribuidora de Energia S.A.;
- Energisa Sul-Sudeste - Distribuidora de Energia S.A.;
- Energisa Mato Grosso do Sul – Distribuidora de Energia S.A..

Em 31 de dezembro de 2022, essas sociedades atuavam em 436 municípios em cinco Estados brasileiros, distribuindo energia para aproximadamente 4,2 milhões de consumidores. As distribuidoras da Companhia cobrem aproximadamente 1.541 mil km², de forma consolidada, equivalentes a aproximadamente 18,0% do território nacional e que abriga uma população total de aproximadamente 9,5 milhões de habitantes.

Serviços

A Multi Energisa Serviços S.A. (“Multi Energisa”), nova razão social da Rede Eletricidade e Serviços S.A., atua na área de tecnologia da informação, em todas as cinco regiões do país. Nos termos de seu Estatuto Social, o objeto da Multi Energisa é: (i) a participação e prestação de serviços de Tecnologia da Informação - TI, Tecnologia da Informação e Comunicação - TIC e Congêneres, associados à geração, transmissão e distribuição de energia elétrica em todas as suas formas, fontes e modalidades; (ii) tele atendimento e atendimento pessoal de consumidores de energia elétrica e outros; (iii) serviços de estudos, projetos, construção, operação, manutenção, conserto, reparo, reforma, potencialização, entre outros, em instalações elétricas de geração, transmissão, transformação, distribuição e uso final de energia elétrica; (iv) programação, processamento de dados e congêneres; (v) licenciamento ou cessão de direito de uso de programas de computação; (vi) assessoria e consultoria em serviços relacionados às atividades de informática, escritórios de projetos e de processos; (vii) aluguel de hardware e softwares; (viii) suporte técnico em equipamentos de informática, instalação, configuração e manutenção de programas de computação e bancos de dados e de sistemas de apoio para centros de operação; (ix) suporte aos serviços de instalação, manutenção e configuração de equipamentos e softwares de telecomunicações; (x) consultoria em energia elétrica; (xi) faturamento, arrecadação e cobrança de faturas de energia elétrica devidas às concessionárias de energia; (xii) relacionamentos a quaisquer outras atividades, afins ou complementares; (xiii) serviços de hangaragem; e (xiv) participação no capital de outras empresas.

1.3 Informações relacionadas aos segmentos operacionais

(a) produtos e serviços comercializados

Os negócios da Companhia são concentrados nos segmentos de distribuição de energia elétrica e de prestação de serviços relacionados à energia elétrica.

Distribuição de energia elétrica

Na Energisa Mato Grosso do Sul, o consumo de energia elétrica no mercado cativo e livre (5.752,8 GWh) da Companhia apresentou queda de 0,8%, em relação ao ano anterior. O mercado da distribuidora decresceu em 7 dos 12 meses, puxada principalmente pelas classes rural e residencial que direcionaram 60% do resultado. A classe rural (-7,9%) foi influenciada sobretudo pelo efeito da Resolução 901. Já a Residencial recuou 2,2%, fortemente impactada pelo aumento na utilização de geração distribuída, clima também ajudou. Por outro lado, a classe Industrial cresceu 1,5%, com destaque para produção de alimentos, sobretudo frigoríficos e grãos, seguido por Poder Público (+9,1%), influenciada principalmente pela retomada de atividades escolares, e Comercial (+1,1%).

Na Energisa Tocantins, o consumo de energia elétrica no mercado cativo e livre (2.656,0 GWh) da Companhia apresentou alta de 5,3%, em relação ao ano anterior. O mercado da distribuidora cresceu na maioria dos meses do ano (9 dos 12) e nas principais classes de consumo, em especial na residencial, industrial e comercial. A classe Residencial (+5,3%), foi puxada principalmente pela base baixa e clima, sobretudo em agosto e outubro e ainda pelo efeito da Resolução 901 da ANEEL. Já a Industrial registrou crescimento de 13,5%, com destaque para o setor alimentício e minerais não-metálicos. A classe Comercial (+9,1%) e a rubrica Outros (+4,3%) foram influenciadas pela retomada de atividades e maior consumo em armazéns, shoppings, e instituições de ensino públicas e privadas.

Na Energisa Sul-Sudeste, o consumo de energia elétrica no mercado cativo e livre (4.482,2 GWh) da Companhia apresentou queda de 0,8%, em relação ao ano anterior. O mercado da distribuidora recuou na maioria dos meses do ano (7 dos 12) impactado pelas classes rural e residencial, que direcionou 80% da queda e do desvio devido a combinação de maior utilização de geração distribuída e clima mais ameno, na classe rural pesou ainda efeito da Resolução 901. Por outro lado, a classe industrial registrou incremento de 3,3%, avançando acima da média pelo segundo ano seguido, puxada pelos setores alimentícios, papel e produção de peças de veículos. O Poder Público (+15,9%) se destacou em meio retomada de atividades, em especial instituições de ensino. Na mesma linha, a classe Comercial cresceu 1,2%, com destaque para a distribuição de alimentos, serviços de logística, shoppings e grandes varejistas.

Na Energisa Mato Grosso, o consumo de energia elétrica no mercado cativo e livre (9.860,0 GWh) da Companhia apresentou um aumento de 2,5%, em relação ao mesmo período do ano anterior. Com resultados positivos em 9 dos 12 meses do ano. A classe Industrial (+5,0%) direcionou 34% do incremento. Destaque sobretudo para o setor alimentício, minerais-metálicos e não-metálicos. A classe Residencial registrou crescimento de 2,6%, alta em 7 dos 12 meses, sobretudo em maio, julho e agosto devido a base baixa e temperaturas elevadas. O resultado foi limitado pelo aumento de utilização de geração distribuída (impacto de -4,2% p.p) e pelo clima mais chuvoso e temperaturas mais amenas nos meses de setembro, outubro e novembro. A classe Comercial cresceu 2,7%, influenciada pela retomada de atividades e maior consumo em armazéns e distribuidores de alimentos. No Poder Público (+19,6%), alta recorde em 20 anos. Por outro lado, a classe Rural recuou 3,7%, impactada pelo efeito da Resolução 901, que direcionou 25% do resultado dessa classe.

Mercado de Energia Consolidado e por Segmento em 2022 e 2021

Descrição (Valores em GWh)	Exercício		
	2022	2021	Var. %

1.3 Informações relacionadas aos segmentos operacionais

Residencial	8.085,1	8.028,8	+ 0,7
Industrial	5.474,3	5.251,2	+ 4,2
Cativo Industrial	1.140,9	1.176,5	- 3,0
Livre Industrial	4.333,4	4.074,7	+ 6,3
Comercial	4.143,5	4.035,7	+ 2,7
Cativo Comercial	3.227,7	3.296,7	- 2,1
Livre Comercial	915,8	739,0	+ 23,9
Rural	2.512,0	2.685,9	- 6,5
Cativo Rural	2.372,4	2.547,9	- 6,9
Livre Rural	139,6	138,0	+ 1,2
Outras	2.536,2	2.455,5	+ 3,3
Cativo Outros	2.317,2	2.260,5	+ 2,5
Livre Outros	219,0	195,0	+ 12,3
1. Vendas de energia no mercado cativo	17.143,3	17.310,4	- 1,0
2. Energia associada aos consumidores livre (TUSD)	5.607,7	5.146,7	+ 9,0
3. Mercado cativo + TUSD (1+2)	22.751,0	22.457,2	+ 1,3
4. Fornecimento não faturado	18,2	32,6	-
5. Mercado cativo + TUSD + fornecimento não faturado (3+4)	22.769,2	22.424,5	+ 1,5

Consumo por região

Do total das vendas no mercado cativo e livre em 2022, 68,6% foram vendidos na região Centro-Oeste, 19,7% na região Sul Sudeste e 11,7% na região Norte.

Descrição (Valores em GWh)	Exercício		
	2022	2021	Var. %
Região Norte	2.656,0	2.521,9	+ 5,3
ETO	2.656,0	2.521,9	+ 5,3
Região Centro-oeste	15.612,8	15.415,9	+ 1,3
EMT	9.860,0	9.616,6	+ 2,5
EMS	5.752,8	5.799,3	- 0,8
Região Sul/Sudeste	4.482,2	4.519,3	- 0,8
ESS	4.482,2	4.519,3	- 0,8
Total	22.751,00	22.457,10	+ 1,3%

Outros serviços relacionados à energia elétrica

A Companhia, por meio de sua controlada Multi Energisa, também atua no segmento de prestação de serviços de manutenção e operação de empreendimentos de distribuição de energia elétrica.

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

As receitas da Companhia decorrem das atividades de suas controladas, relacionadas à distribuição de energia e à prestação de serviços. Em 31 de dezembro de 2022, registrou-se receita líquida de R\$ 15.117,2 milhões oriunda da distribuição de energia elétrica e receita líquida de R\$ 46,3 milhões oriunda da holding e outras.

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

O resultado da Companhia decorre das atividades de suas controladas, relacionadas à distribuição de energia e à prestação de serviços. Em 31 de dezembro de 2022, registrou-se lucro líquido de R\$ 2.146,0

1.3 Informações relacionadas aos segmentos operacionais

milhões oriundo da distribuição de energia elétrica e prejuízo líquido de R\$ 20,7 oriundo de holding e outros.

1.4 Produção/Comercialização/Mercados

(a) características do processo de produção

Conforme exposto no item 1.2 deste Formulário de Referência, a Companhia é uma *holding* cujas controladas atuam nos segmentos de distribuição de energia elétrica e prestação de serviços.

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”).

Em 2022, as distribuidoras da Companhia compraram energia das fontes mencionadas no quadro abaixo.

(Valores em GWh)	ETO	EMT	EMS	ESS	Consolidado
(a) Energia comprada	2.628,7	10.082,4	5.804,6	3.998,6	22.514,3
Bilaterais modelados	195,2	2.477,4	389,9	585,7	3.648
Leilões de Energia e mecanismos	1.674,2	3.582,6	2.872,8	1.452,7	9.582,3
Cotas de Itaipu	-	1.451,5	955,5	757	3.164
Cotas de PROINFA	51,9	186,5	109,7	81	429,1
Cotas de ANGRA	80	276,5	182	144,2	682,7
Cotas de Garantia Física (90%)	627,5	2.107,9	1.294,7	978,3	5.008,4
Contratos de Suprimento	-	-	-	-	0
(b) Mini e microgeração distribuída	89,7	718,7	270,1	112,7	1.191,2
(c) Ger. Própria/Bilaterais não modelados/ Sit. Isolado	-	664	0,9	--	664,9
(d) Liquidação na CCEE	15,8	-	44,2	6,5	66,5
(e) Energia Comprada Total (e=a+b+c+d)	2.734,2	11.465,00	6.119,8	4.117,8	24.436,8

(b) características do processo de distribuição

As distribuidoras da Companhia efetuam a leitura do consumo de energia elétrica diretamente em medidores instalados nos domicílios dos consumidores, faturando em conta correspondente. A distribuição de energia elétrica é feita diretamente no domicílio do consumidor nas tensões de 69 kV ou 138 kV, em alta tensão, ou nas tensões 127 ou 220 volts, em baixa tensão.

Adicionalmente, as distribuidoras da Companhia executam uma política de manutenção preventiva, que é coordenada pelos seus departamentos de engenharia de manutenção. Esses serviços incluem a manutenção preventiva e corretiva de equipamentos dos setores de distribuição e transmissão de energia elétrica, sendo realizados por empregados das distribuidoras ou terceirizados.

(c) características dos mercados de atuação, em especial:

(i) participação em cada um dos mercados

Distribuição

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 kV, 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

1.4 Produção/Comercialização/Mercados

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

1.4 Produção/Comercialização/Mercados

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, o consumidor deve possuir carga igual ou superior a 3.000 kW. Consumidores ou conjunto de consumidores reunidos por comunhão de interesses de fato ou de direito com carga acima de 500 kW podem contratar energia proveniente de empreendimentos com potência igual ou inferior a 3.000 kW, de aproveitamento de potencial hidráulico de potência superior a 3.000 kW e igual ou inferior a 50.000 kW, destinado à produção independente ou autoprodução, independentemente de ter ou não característica de PCH, de PCHs e de fontes solar, eólica e biomassa cuja potência injetada no sistema de distribuição ou transmissão não exceda 50.000 kW. 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.

1.4 Produção/Comercialização/Mercados

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.

1.4 Produção/Comercialização/Mercados

Tarifas

A homologação de tarifas pela ANEEL é feita com base no acesso ao sistema de distribuição. Com isso, surge a formação de tarifas específicas, conforme apontado abaixo:

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.

1.4 Produção/Comercialização/Mercados

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 assumira 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.

A partir de set/21 tivemos uma bandeira extraordinária, chamada de Bandeira Escassez Hídrica, com a vigência até abril de 2022, de um acréscimo tarifário de R\$ 142,00/MWh.

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.

Portfólio de consumidores das distribuidoras

Do total de energia elétrica vendida pelas distribuidoras controladas pela Companhia aos seus consumidores finais do mercado cativo ([•]GWh em 2022), a classe residencial representa o maior consumidor, com [•]%, seguida da classe industrial, com [•]%.

(ii) condições de competição nos mercados

As distribuidoras de energia elétrica, conforme já comentado anteriormente, atuam por meio de concessões públicas a regiões específicas do país, não havendo uma competição direta entre as diversas distribuidoras. O risco que uma distribuidora atualmente enfrenta é a saída de consumidores de sua base de clientes, em razão de algumas características desses consumidores, que os classificamos como “potencialmente livres” ou “consumidores especiais”, conforme segue:

Consumidores Potencialmente Livres

Consumidores potencialmente livres são consumidores com uma demanda contratada acima de 3,0 MW que estão conectados em redes de distribuição da Companhia a um nível de voltagem de 69 kV, ou mais, a partir de 8 de julho de 1995. Para os conectados antes de 8 de julho de 1995, são potencialmente livres somente os que possuem demanda contratada acima de 3,0 MW conectados a um nível de voltagem de 69 KV ou mais.

Consumidores Especiais

1.4 Produção/Comercialização/Mercados

Consumidores especiais são consumidores com uma demanda contratada entre 500 KW e 3,0 MW, conectados em redes de distribuição das controladas da REDE ENERGIA em qualquer nível de voltagem, e que podem ser atendidos por geradores hidrelétricos, eólicos, solares ou que utilizem biomassa em seu processo de produção de energia e que possuem potência injetada na rede de até 30,0 MW. Esses consumidores, quando atendidos por tais fontes, possuem desconto na tarifa de uso da rede de distribuição de 50% ou 100%. Este subsídio é distribuído pela ANEEL para pagamento pelos demais consumidores cativos das distribuidoras, nos processos de reajuste tarifário das distribuidoras, conforme legislação vigente no Brasil.

Mercado de energia

Conforme exposto anteriormente no item 1.3 deste Formulário de Referência, em 31 de dezembro de 2022, as vendas de energia elétrica a consumidores finais (mercado cativo), localizados na área de concessão da Companhia, somadas à energia associada aos consumidores livres (TUSD), totalizaram [●] GWh.

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

Itens	Incentivos Fiscais	legislação (Lei)	Aplicabilidade		
			IRPJ	CSLL	EMT
i	<i>Lei do Bem (Pesquisas Tecnológicas e Desenvolvimento De Inovação Tecnológica)</i>	<i>Lei 11.196/2005</i>	✓	✓	21.110.137,21
ii	<i>Sudam/Sudene - Lucro da Exploração</i>	<i>Lei 13.799/2019</i>	✓	x	186.949.857,01
iii	<i>PAT (Programa de Alimentação do Trabalhador)</i>	<i>Lei 6.321/1976</i>	✓	x	5.776.295,55
iv	<i>Fundos Nacional, Estaduais ou Municipais do Idoso</i>	<i>Lei 12.213/2010</i>	✓	x	198.400,00
v	<i>Patrocínio Projeto Desportivo</i>	<i>Lei 11.438/2006</i>	✓	x	777.994,00
vi	<i>Conselho da Criança e do Adolescente</i>	<i>Lei 8.069/1990</i>	✓	x	220.000,00
vii	<i>Doação e Patrocínio</i>	<i>Lei 8.313/1991</i>	✓	x	2.210.000,00
					217.242.683,77

EMS	ETO	ESS
26.013.894,25	5.639.501,14	9.071.189,54
0,00	47.713.473,59	0,00
3.445.190,65	1.515.158,62	956.161,94
125.000,00	95.000,00	40.000,00
125.000,00	164.487,16	98.402,92
125.000,00	95.000,00	20.000,00

1.4 Produção/Comercialização/Mercados

750.000,00	516.000,00	139.000,00
30.584.084,90	55.738.620,51	10.324.754,40

Situações de monopólio ou oligopólio

Na distribuição de energia, o segmento se caracteriza como monopólio natural, não havendo, portanto, concorrência via livre mercado. No entanto, as condições de competição em que a Companhia atua 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 distribuidoras de energia elétrica estão sujeitas a regulação por incentivo ("price-cap").

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 de distribuição da companhia.

(d) eventual sazonalidade

Não existem alterações relevantes nas vendas consolidadas de energia elétrica pela Companhia em razão de sazonalidade.

(e) principais insumos e matérias primas, informando:

O principal produto da Companhia é a energia elétrica, adquirida dos geradores, principalmente, em leilões de energia realizados pela ANEEL.

(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 Contratos de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado são celebrados entre as distribuidoras e os geradores vencedores dos Leilões de Energia. A assinatura do contrato é feita eletronicamente via plataforma digital da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (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.

1.4 Produção/Comercialização/Mercados

As empresas distribuidoras de energia podem repassar aos seus consumidores cativos através de suas tarifas de distribuição os custos de aquisição de energia elétrica comprada para venda (1) de acordo com contratos bilaterais livremente negociados entre as partes, celebrados até 16/03/2004; (2) custos de energia comprada de Itaipu; (3) preços de energia comprada em leilões públicos e (4) custos de energia comprada de geração distribuída conectada diretamente à sua rede de distribuição.

De acordo com a Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004, as negociações de compra e venda de energia elétrica serão realizados em dois mercados:

ACR – Ambiente de Contratação Regulada, no qual as distribuidoras adquirem a energia necessária para atendimento de seus consumidores cativos por meio de leilão público, que inclui a contratação de energia elétrica pelas empresas de distribuição por meio de leilões para o atendimento a todo o seu mercado; e

ACL – Ambiente de Contratação Livre, que inclui a compra e venda de energia livremente negociada por geradores, consumidores livres e comercializadores.

De acordo com a Lei nº 10.848, o procedimento de leilões públicos para o fornecimento de energia para o ACR não se aplica à energia gerada por:

Empreendimentos de geração distribuída com capacidade instalada até 30 MW, tal como PCHs e outras usinas de geração conectadas diretamente ao sistema da distribuidora;

Geradoras enquadradas na primeira fase do PROINFA; Itaipu; ou Contratos bilaterais celebrados antes do sancionamento da Lei nº 10.848.

Uma vez que a compra de energia para os consumidores cativos passou a ser realizada no ACR, a contratação entre partes relacionadas (*self-dealing*), por meio da qual as distribuidoras podiam atender até 30% de suas necessidades de energia por meio da energia adquirida de empresas afiliadas, não é mais permitida, exceto no contexto dos contratos que foram devidamente aprovados pela ANEEL antes da promulgação da Lei nº 10.848, ou em função de leilões de energia onde empresas afiliadas atuarem concomitantemente como vendedoras e compradoras, num processo competitivo.

Para minimizar os efeitos de perdas resultantes dos consumidores potencialmente livres escolhendo se tornar consumidores livres, distribuidoras pode reduzir a quantidade de energia contratada com as geradoras existentes antes da promulgação da nova Lei do Novo Modelo do Setor, no valor exato do volume de energia que eles não irão mais distribuir aos consumidores livres.

(ii) eventual dependência de poucos fornecedores

Visto o acima exposto e levando-se em conta que a maior parte da compra de energia da Companhia ocorre por meio dos contratos bilaterais que compreende também a compra de energia da Guaporé, bem como os leilões de energia, dessa forma, não há dependência direta a poucos fornecedores.

(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

1.4 Produção/Comercialização/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

A Companhia não possui clientes que concentrem, individualmente, mais de 10% da sua receita operacional líquida, de acordo com as demonstrações financeiras referentes ao exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2022.

(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 no exercício social de 31 de dezembro de 2022.

1.6 Efeitos relevantes da regulação estatal

As principais controladas da Companhia são concessionárias distribuidoras de energia (EMT, ETO, ESS e EMS) que estão sujeitas a uma ampla legislação e a alterações na área regulatória, que podem vir a ser implementadas pelo governo, não havendo como prever os impactos relacionados a essas mudanças sobre seus negócios e resultados operacionais.

As principais atividades das concessionárias de distribuição de energia elétrica 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 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 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 por essas concessionárias.

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 prevê que a exploração dos serviços e instalações de energia elétrica pode ser realizada diretamente pelo Governo Federal ou indiretamente por meio da outorga de concessões, permissões ou autorizações. Historicamente, o setor elétrico brasileiro foi explorado principalmente por concessionárias de geração, transmissão e distribuição controladas pelo Governo Federal. Nos últimos anos, o Governo Federal adotou diversas medidas para reformular o setor elétrico. Em geral, essas medidas visaram a aumentar o investimento privado e a eliminar restrições aos investimentos estrangeiros, elevando, dessa forma, a concorrência no setor elétrico.

Em particular, o Governo Federal adotou as seguintes medidas:

Em 1995, por meio de uma emenda constitucional, foi autorizado o investimento estrangeiro em geração de energia elétrica. Anteriormente a essa emenda, praticamente todas as concessões de geração eram detidas pelos Governos Federal ou Estaduais.

1.6 Efeitos relevantes da regulação estatal

Em 1995, o Governo Federal promulgou a Lei de Concessões e a Lei de Concessões de Serviços de Energia Elétrica que, em conjunto: (i) exigiram que todas as concessões para prestação de serviços relacionados à energia elétrica fossem outorgadas por meio de processos licitatórios; (ii) gradualmente permitiram que certos consumidores de energia elétrica que apresentassem demanda significativa, denominados consumidores livres, adquirissem energia elétrica diretamente de fornecedores concessionários, permissionários ou autorizados de geração de energia elétrica; (iii) trataram da criação dos produtores independentes de energia elétrica, que, por meio de concessão, permissão ou autorização, podem gerar e vender, por sua conta e risco, a totalidade ou parte de sua energia elétrica a consumidores livres, distribuidoras e comercializadores, entre outros; (iv) concederam aos consumidores livres e fornecedores de energia elétrica livre acesso aos sistemas de distribuição e transmissão; e (v) eliminaram a necessidade de obter concessão, por meio de licitações, para construção e operação de usinas hidrelétricas com capacidade de 1 MW a 30 MW, as chamadas PCHs.

A partir de 1995, uma parcela das participações representativas do bloco de controle de geradoras e distribuidoras detidas pela Eletrobrás e por vários estados foi vendida a investidores privados. Ao mesmo tempo, alguns governos estaduais também venderam suas participações em importantes distribuidoras.

Em 1998, o Governo Federal promulgou a Lei nº 9.648, de 27 de maio de 1998 ("Lei do Setor Elétrico"), destinada a reformar a estrutura básica do setor elétrico. A Lei do Setor Elétrico dispôs sobre as seguintes matérias:

- (i) criação de um órgão autorregulado responsável pela operação do mercado atacadista de energia elétrica e pela determinação dos preços de curto prazo, o Mercado Atacadista de Energia Elétrica - MAE (atual CCEE), que substituiu o sistema anterior de preços de geração e contratos de fornecimento regulados;
- (ii) exigência de que as distribuidoras e geradoras firmassem os contratos iniciais, via de regra compromissos de *take-or-pay*, com preços e quantidades determinados pela ANEEL e previsão de decréscimo das quantidades contratadas em 25% ao ano no período de 2002 a 2005, com o intuito de possibilitar a transição ao mercado de livre negociação;
- (iii) criação do ONS, pessoa jurídica de direito privado, sem fins lucrativos, responsável pela administração operacional das atividades de geração e transmissão do SIN; e
- (iv) estabelecimento de processos licitatórios para outorga de concessões para construção e operação de usinas e instalações de transmissão de energia elétrica.

Em 2001, o País enfrentou uma grave crise energética que perdurou até o final do primeiro bimestre de 2002. Como forma de mitigar essa crise, o Governo Federal implementou medidas que incluíram:

- (i) instituição do Programa de Racionamento nas regiões mais afetadas pela escassez de energia elétrica: as regiões Sudeste, Centro-Oeste e Nordeste do Brasil; e
- (ii) criação da Câmara de Gestão da Crise de Energia Elétrica – GCE ("GCE"), que aprovou uma série de medidas de emergência prevendo metas de redução do consumo de energia elétrica para consumidores residenciais, comerciais e industriais situados nas regiões afetadas pelo racionamento, por meio da introdução de regimes tarifários especiais que incentivavam a redução do consumo de energia elétrica.

Essa primeira fase da reforma do setor foi marcada pela implementação do Projeto de Reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro ("RESEB"). O objetivo do RESEB consiste na introdução da concorrência

1.6 Efeitos relevantes da regulação estatal

nas atividades de geração e comercialização e na construção de uma regulamentação eficiente para as atividades de transmissão e distribuição. Apesar do Governo Federal ter realizado reformas estruturais para criar um ambiente de mercado, ocorreram entraves. Por exemplo, não houve investimentos suficientes na expansão da geração, tarifas de consumo ficaram mais elevadas, levando a um racionamento.

Algumas alterações foram introduzidas pela Lei nº 10.604, de 17 de dezembro de 2002, que (i) proibiu as concessionárias de ofertarem bens vinculados à concessão, os direitos dele decorrentes e qualquer outro ativo que possa comprometer a segurança de suas respectivas operações em favor de atividades alheias a concessão; e (ii) autorizou a criação de um subsídio econômico para conceder benefícios fiscais aos consumidores de baixa renda, entre outras medidas.

Em março de 2002, a GCE suspendeu as medidas emergenciais e o Programa de Racionamento, em razão do aumento da oferta (devido à elevação significativa dos níveis dos reservatórios) e da redução da demanda. Em 29 de abril de 2002, o Governo Federal promulgou regras com vistas a viabilizar o chamado Acordo Geral do Setor Elétrico, um acordo firmado entre geradoras e distribuidoras para compensação das perdas financeiras geradas pelo Programa de Racionamento, e posteriormente convertido na Lei nº 10.438, de 26 de abril de 2002. O acordo, cujas bases haviam sido estabelecidas em dezembro de 2001, previa financiamento de até R\$ 7,5 bilhões do BNDES às empresas e o pagamento de um RTE de 2,9% pelos consumidores rurais e residenciais, com exceção dos consumidores de baixa renda, e de 7,9% pelos consumidores de outras classes, a título de recomposição das perdas.

Em 15 de março de 2004, o Governo Federal promulgou a Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico, em um esforço para reestruturar o setor elétrico, tendo por meta precípua proporcionar aos consumidores fornecimento seguro de energia elétrica com modicidade tarifária, prevendo a comercialização de energia elétrica entre concessionários, permissionários e autorizados de serviços e instalações de energia elétrica, bem como destes com seus consumidores, no SIN, mediante a contratação regulada e livre.

Além disso, foi previsto ainda que era obrigatória a contratação de toda a carga das distribuidoras de energia elétrica contratada no SIN. A Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico foi regulamentada por diversos decretos editados pelo Governo Federal em julho e agosto de 2004 e continua sujeita a regulamentação adicional futura.

Ainda em 2004, os principais aspectos relativos à comercialização de energia elétrica foram regulamentados pelo Decreto nº 5.163/2004. A regulamentação por parte da ANEEL e do MME é emitida, específica e periodicamente, de acordo com a ocorrência dos leilões de energia.

Finalmente, em 11 de setembro de 2012, o marco regulatório estabelecido em 2004 sofreu profunda alteração com a edição da Medida Provisória nº 579, posteriormente convertida na Lei nº 12.783, de 11 de janeiro de 2013 ("Lei 12.783/2013"), que teve por objeto diminuir as tarifas sobre geração, transmissão e distribuição de energia elétrica, alterar a revisão e a extensão de determinadas concessões, estabelecer novas regras relativas aos processos licitatórios - inclusive promover nova rodada de licitação para concessões de hidrelétricas de geração de energia que não foram objeto de renovação - alterar o regulamento aplicável à mobilidade de participante da indústria entre o ACR e o ACL e alocar a energia oferecida para os dois mercados.

De acordo com a referida norma, as concessões outorgadas antes da Lei de Concessões, prorrogadas nos termos da Lei de Concessões de Serviços de Energia Elétrica, puderam ser prorrogadas uma única vez, pelo prazo de até 30 anos, a critério do poder concedente.

1.6 Efeitos relevantes da regulação estatal

A partir da renovação da concessão de usinas hidrelétricas, foram criados os Contratos de Alocação de Cotas de Garantia Física (“CCGF”). A assinatura do CCGF é obrigatória e cada distribuidora recebeu o valor correspondente mediante avaliação da ANEEL. As concessionárias de distribuição do SIN têm direito de repasse dos riscos hidrológicos à tarifa do consumidor final.

Em novembro de 2016, em um movimento inicial de reestruturação do setor elétrico, foi promulgada a Lei nº 13.360/2016, com alterações significativas e polêmicas para os agentes.

A Lei nº 13.360/2016 tratou, entre outros, da transferência da gestão da CCC (Conta de Consumo de Combustíveis), da RGR (Reserva Global de Reversão), e da CDE (Conta de Desenvolvimento Energético) para a CCEE, com vistas a substituir a Eletrobrás na administração dos recursos. Tratou, também, da alteração na forma de rateio das cotas da CDE, isentando do pagamento, por exemplo, os beneficiários da Tarifa Social de Energia Elétrica.

Além disso, as distribuidoras passaram a poder negociar sua energia excedente com consumidores livres (condição ainda a ser regulamentada); o que, na prática, diminui o risco de sobrecontratação e de prejuízos financeiros para as concessionárias na gestão da compra de energia.

Outra mudança relevante foi a extensão do desconto não inferior a 50% nas tarifas de uso dos sistemas elétricos de transmissão e distribuição para os empreendimentos hidroelétricos com potência igual ou inferior a 5MW (antes a potência máxima era de 3MW).

Atualmente, há algumas iniciativas para a Modernização do Setor Elétrico, das quais podem se destacar o 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.

Dentre as principais propostas apresentadas pelo Grupo de Trabalho de Modernização do Setor Elétrico destacam-se 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 o tema da modernização está sendo desenvolvido 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 outubro de 2019, será a fase de implementação, que ainda está em andamento e dependem de alteração legislativa e regulatória do setor.

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

A Companhia tem na distribuição de energia elétrica a principal base de seu negócio, contando com 4 distribuidoras no Brasil, nos estados de Minas Gerais, Mato Grosso, Mato Grosso do Sul, Tocantins,

1.6 Efeitos relevantes da regulação estatal

São Paulo e Paraná. Trata-se de concessões para a exploração de serviço público, de titularidade da União, outorgadas por esta às concessionárias de distribuição de energia elétrica integrantes do Grupo Energisa, mediante processo licitatório e formalizadas por meio de contrato de concessão de serviço público de distribuição de energia elétrica.

Tratando-se de serviço público regulado pelo Estado, as atividades de distribuição de energia elétrica do Grupo Rede sujeitam-se aos regulamentos e normas editadas pelo Poder Executivo da União, pelo MME e pela ANEEL. Todas as distribuidoras sujeitam-se ainda ao disposto nos respectivos contratos de concessão, nos atos administrativos editados pela ANEEL e nas disposições legais aplicáveis ao setor de energia elétrica.

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 Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (“CCEE”);
- solicitação das respectivas autorizações; 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

1.6 Efeitos relevantes da regulação estatal

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.

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.

1.6 Efeitos relevantes da regulação estatal

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 Alegrete. 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. Assim, em 2016, o piso do PLD foi de R\$ 30,25/MWh. Para 2017, 2018 e 2019, o piso do PLD foi estabelecido em R\$ 33,68/MWh, R\$ 40,16/MWh e R\$ 42,35/MWh, respectivamente.

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.

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.

1.6 Efeitos relevantes da regulação estatal

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.

Em 2014 e 2015, o Brasil passou por condições hidrológicas bastante adversas, o que resultou em uma diminuição na geração hidrelétrica e, portanto, acarretou a necessidade de utilização/despacho das usinas termelétricas do SIN, conforme mencionado acima. Como as usinas do MRE geraram níveis abaixo das suas garantias físicas, tais geradoras ficaram expostas ao MCP. A exposição é calculada pela proporção entre a eletricidade produzida por todas as usinas da MRE e o total de todas as garantias físicas. Este fator é chamado de *Generation Scaling Factor* (“GSF”).

O GSF é a grandeza utilizada para medir se o sistema está gerando menos ou mais eletricidade do que o esperado. Se o GSF é maior do que um, isso significa que as usinas do MRE estão gerando mais eletricidade do que a combinação das suas “energias asseguradas”. Neste caso, os benefícios econômicos da eletricidade excedente que as usinas do MRE produzem conjuntamente são compartilhados entre elas. Se o GSF é inferior a um, significa que usinas do MRE estão gerando menos eletricidade do que a combinação das suas “energias asseguradas”. Neste caso, todas as usinas do MRE irão suportar o déficit do conjunto de geração e, dependendo de seus compromissos de venda individuais, podem incorrer em perdas.

Em 2014 e 2015, as usinas do MRE ligadas ao SIN geraram, como um todo, menos eletricidade do que a combinação de suas “energias asseguradas” (i.e. geraram menos energia do que se esperava para cumprir as obrigações assumidas no âmbito dos acordos de compra de energia).

Como as usinas do MRE geraram menos eletricidade do que o esperado, os geradores de energia hidrelétrica foram obrigados a cobrir os seus déficits comprando energia no mercado spot.

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%.

1.6 Efeitos relevantes da regulação estatal

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 e são recolhidos pelas concessionárias dos montantes cobrados dos consumidores por meio das tarifas de fornecimento de energia elétrica.

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

1.6 Efeitos relevantes da regulação estatal

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-Centrals 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-Centrals 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 usina hidrelétrica. 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

1.6 Efeitos relevantes da regulação estatal

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.

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).

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

1.6 Efeitos relevantes da regulação estatal

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.

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

1.6 Efeitos relevantes da regulação estatal

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 (iii) 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.

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.

1.6 Efeitos relevantes da regulação estatal

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

1.6 Efeitos relevantes da regulação estatal

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

1.6 Efeitos relevantes da regulação estatal

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 n.º 9.433/97 (Política Nacional de Recursos Hídricos) e na Lei Federal n.º 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

1.6 Efeitos relevantes da regulação estatal

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 nexos causal e do dolo ou culpa do agente. Não há responsabilização objetiva na esfera penal, 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 e 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,

1.6 Efeitos relevantes da regulação estatal

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 2022, os montantes investidos nesses programas e práticas totalizaram R\$ 147,5 milhões.

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

A exploração do serviço público de distribuição de energia de que são titulares as Distribuidoras da Companhia se dá com base legal e contratual. Tal exploração deverá ser realizada como função de utilidade pública prioritária.

A concessionária obriga-se a prover o atendimento da atual demanda dos serviços concedidos e também implantar novas instalações, bem como ampliar e modificar as existentes, de modo a garantir o atendimento da futura demanda de seu mercado de energia durante todo prazo concedido. Para isto depende das concessões de forma plena para que em seu decurso possa realizar e amortizar os competentes investimentos.

Em março de 2008, foi lançada a nova marca do Grupo Energisa, com uma grande campanha divulgada pela mídia e para todos os clientes das distribuidoras do Grupo.

A administração da Companhia acredita que a criação da nova marca foi mais um passo importante para inserir o antigo Sistema Cataguazes-Leopoldina no contexto globalizado, mas sem perder a identidade local das empresas do Grupo Energisa, reiterando o perfil da empresa de pensar em âmbito global e agir localmente.

Em 11 de abril de 2014, o Grupo Energisa assumiu o controle das oito distribuidoras do Grupo Rede que estavam, desde setembro de 2012, sob intervenção da ANEEL. A transferência do controle e aprovação de um plano de recuperação das concessionárias eram condições para encerramento da intervenção pela agência reguladora.

A partir da marca única todos os investimentos em comunicação, publicidade e marketing foram capitalizados de forma centralizada, sendo todas as ações feitas em nome de uma só marca: a Energisa. A Administração também acredita que a construção de uma marca de sucesso, com forte identificação com o público, fortaleceu o Grupo Energisa e contribui para a conquista do respeito e reconhecimento ainda maior em todo o meio empresarial brasileiro.

1.6 Efeitos relevantes da regulação estatal

A administração da Companhia acredita ainda que o Grupo Energisa é uma marca sem definição geográfica, cultural ou histórica. Uma característica que a torna uma marca globalizada, que se adequa a todos os estados onde atua e será sempre uma marca muito fácil de ser implantada em qualquer lugar para onde venha a se expandir no futuro. Além disso, a marca denota o ramo de atuação do Grupo Energisa: o setor de energia elétrica.

(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 2022 com a ABRADDEE e com o Instituto ABRADDEE, nos valores de R\$ 1.593.068,31 e R\$ 1.478.655,59, respectivamente.

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

A Companhia auferiu 100% da sua receita líquida no Brasil. No exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2022, a receita operacional líquida foi de R\$ 15.119,8 milhões.

Receita líquida (R\$ milhões)

Receita líquida (R\$ milhões)	31/12/2022	
	R\$	% do total
Brasil	15.119,8	100%
Total	15.119,8	100%

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

A Companhia não obteve, no exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2022, receitas provenientes do exterior, uma vez que suas atividades foram restritas ao território nacional.

1.8 Efeitos relevantes de regulação estrangeira

Não aplicável, tendo em vista que as atividades da Companhia 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

Anualmente, o Grupo Energisa divulga o Relatório de Sustentabilidade (“Relatório Anual”), conforme regramento da agência reguladora e com em conformidade com as Normas da *Global Reporting Initiative* (“GRI”) e padrão SASB (*Sustainability Accounting Standards Board*) para o reporte de seus indicadores, padrões estes que foram também seguidos para o exercício social de 2022.

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

O Relatório Anual foi preparado em conformidade com as Normas da GRLe padrão SASB (*Sustainability Accounting Standards Board*). 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).

A metodologia seguida 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 para o exercício social de 2022 foi auditado pela empresa KPMG.

(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 (Para acessar os relatórios socioambientais, entrar no site da Companhia, www.energisa.com.br, clicar no logo “Energisa”. Nesta página, clicar no campo “Sustentabilidade”. Selecionar o campo “Relatório Anual de Sustentabilidade” e clicar no link <http://www.grupoenergisa.com.br/paginas/inovacao-e-sustentabilidade/sustentabilidade/relatorios-socioambientais/grupo.aspx>)

(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.

1.9 Informações ambientais sociais e de governança corporativa (ASG)

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

Segue tabela com indicadores materiais para o Grupo Energisa, os quais podem ser verificados por meio do Relatório Anual:

Série	Tema Material	Tópico	Indicador
200	Mudanças climáticas	Desempenho econômico 2016	GRI 201-2
200	Inovação e tecnologia	Impactos econômicos indiretos 2016	GRI 203-1
200	Ética, integridade e compliance	Combate à corrupção 2016	GRI 205-1
200	Ética, integridade e compliance	Combate à corrupção 2016	GRI 205-2
200	Ética, integridade e compliance	Combate à corrupção 2016	GRI 205-3
200	Ética, integridade e compliance	Concorrência desleal 2016	GRI 206-1
300	Transição e eficiência energética	Energia 2016	GRI 302-1
300	Transição e eficiência energética	Energia 2016	GRI 302-3
300	Transição e eficiência energética	Energia 2016	GRI 302-4
300	Transição e eficiência energética	Energia 2016	GRI 302-5
300	Biodiversidade e ecossistemas	Biodiversidade 2016	GRI 304-1
300	Biodiversidade e ecossistemas	Biodiversidade 2016	GRI 304-2
300	Biodiversidade e ecossistemas	Biodiversidade 2016	GRI 304-3
300	Biodiversidade e ecossistemas	Biodiversidade 2016	GRI 304-4
			GRI 305-
300	Mudanças climáticas	Emissões 2016	1
300	Mudanças climáticas	Emissões 2016	GRI 305-2
300	Mudanças climáticas	Emissões 2016	GRI 305-3
300	Mudanças climáticas	Emissões 2016	GRI 305-4

1.9 Informações ambientais sociais e de governança corporativa (ASG)

300	Mudanças climáticas	Emissões 2016	GRI 305-5
400	Atração, desenvolvimento e retenção de colaboradores	Emprego 2016	GRI 401-1
400	Atração, desenvolvimento e retenção de colaboradores	Emprego 2016	GRI 401-2
400	Atração, desenvolvimento e retenção de colaboradores	Emprego 2016	GRI 401-3
400	Saúde, bem-estar e segurança do trabalhador	Saúde e segurança do trabalho 2018	GRI 403-1
400	Saúde, bem-estar e segurança do trabalhador	Saúde e segurança do trabalho 2018	GRI 403-2
400	Saúde, bem-estar e segurança do trabalhador	Saúde e segurança do trabalho 2018	GRI 403-3
400	Saúde, bem-estar e segurança do trabalhador	Saúde e segurança do trabalho 2018	GRI 403-4
400	Saúde, bem-estar e segurança do trabalhador	Saúde e segurança do trabalho 2018	GRI 403-5
400	Saúde, bem-estar e segurança do trabalhador	Saúde e segurança do trabalho 2018	GRI 403-6
400	Saúde, bem-estar e segurança do trabalhador	Saúde e segurança do trabalho 2018	GRI 403-7
400	Saúde, bem-estar e segurança do trabalhador	Saúde e segurança do trabalho 2018	GRI 403-8
400	Saúde, bem-estar e segurança do trabalhador	Saúde e segurança do trabalho 2018	GRI 403-9
400	Saúde, bem-estar e segurança do trabalhador	Saúde e segurança do trabalho 2018	GRI 403-10
400	Atração, desenvolvimento e retenção de colaboradores	Capacitação e educação 2016	GRI 404-1
400	Atração, desenvolvimento e retenção de colaboradores	Capacitação e educação 2016	GRI 404-2
400	Atração, desenvolvimento e retenção de colaboradores	Capacitação e educação 2016	GRI 404-3
400	Privacidade e segurança de dados	Privacidade do cliente	GRI 418-1
Suplemento setorial de energia	Transição e eficiência energética	Perfil organizacional	EU1
Suplemento setorial de energia	Transição e eficiência energética	Perfil organizacional	EU2

1.9 Informações ambientais sociais e de governança corporativa (ASG)

Suplemento setorial de energia	Transição e eficiência energética	Perfil organizacional	EU3
Suplemento setorial de energia	Transição e eficiência energética	Perfil organizacional	EU4
Suplemento setorial de energia	Transição e eficiência energética	Disponibilidade e confiabilidade	EU6
Suplemento setorial de energia	Transição e eficiência energética	Gerenciamento da demanda	EU7
Suplemento setorial de energia	Inovação e tecnologia	Pesquisa e desenvolvimento	EU8
Suplemento setorial de energia	Transição e eficiência energética	Disponibilidade e confiabilidade	EU10
Suplemento setorial de energia	Transição e eficiência energética	Eficiência do sistema	EU12
Suplemento setorial de energia	Biodiversidade e ecossistemas	Biodiversidade	EU13
Suplemento setorial de energia	Atração, desenvolvimento e retenção de colaboradores	Emprego	EU14
Suplemento setorial de energia	Atração, desenvolvimento e retenção de colaboradores	Emprego	EU15
Suplemento setorial de energia	Saúde, bem-estar e segurança do trabalhador	Emprego	EU16
Suplemento setorial de energia	Saúde, bem-estar e segurança do trabalhador	Emprego	EU17
Suplemento setorial de energia	Saúde, bem-estar e segurança do trabalhador	Emprego	EU18
Suplemento setorial de energia	Resiliência da rede e segurança da comunidade	Comunidades locais	EU19

1.9 Informações ambientais sociais e de governança corporativa (ASG)

Suplemento setorial de energia	Resiliência da rede e segurança da comunidade	Comunidades locais	EU20
Suplemento setorial de energia	Biodiversidade e ecossistemas	Planejamento e resposta para emergências e desastres	EU21
Suplemento setorial de energia	Resiliência da rede e segurança da comunidade	Comunidades locais	EU22
Suplemento setorial de energia	Relacionamento com clientes	Acesso	EU23
Suplemento setorial de energia	Relacionamento com clientes	Provisão de informação	EU24
Suplemento setorial de energia	Resiliência da rede e segurança da comunidade	Saúde e segurança do consumidor	EU25
Suplemento setorial de energia	Universalização do acesso à energia	Acesso	EU26
Suplemento setorial de energia	Universalização do acesso à energia	Acesso	EU27
Suplemento setorial de energia	Universalização do acesso à energia	Acesso	EU28
Suplemento setorial de energia	Universalização do acesso à energia	Acesso	EU29
Suplemento setorial de energia	Transição e eficiência energética	Acesso	EU30
IF-EU	Materialidade SASB	Eficiência de uso final e Demanda	IF-EU-420a.1.
IF-EU	Materialidade SASB	Eficiência de uso final e Demanda	IF-EU-420a.2.
IF-EU	Materialidade SASB	Eficiência de uso final e Demanda	IF-EU-420a.3.

1.9 Informações ambientais sociais e de governança corporativa (ASG)

			IF-EU-550a.1.
IF-EU	Materialidade SASB	Resiliência da grade	
			IF-EU-550a
IF-EU	Materialidade SASB	Resiliência da grade	
			IF-EU-000.A
IF-EU	Materialidade SASB	Métrica de atividade	
			IF-EU-000.B
IF-EU	Materialidade SASB	Métrica de atividade	
			IF-EU-000.C
		Emissões de gases do efeito estufa e	IF-EU-
IF-EU	Materialidade SASB	Planejamento do recurso energético	110a.1.
		Emissões de gases do efeito estufa e	IF-EU-
IF-EU	Materialidade SASB	Planejamento do recurso energético	110a.2.
		Emissões de gases do efeito estufa e	IF-EU-
IF-EU	Materialidade SASB	Planejamento do recurso energético	110a.3.
		Emissões de gases do efeito estufa e	IF-EU-
IF-EU	Materialidade SASB	Planejamento do recurso energético	110a.4.
			IF-EU-
IF-EU	Materialidade SASB	Acessibilidade da energia	240a.1.
			IF-EU-
IF-EU	Materialidade SASB	Acessibilidade da energia	240a.2.
			IF-EU-
IF-EU	Materialidade SASB	Acessibilidade da energia	240a.3.
			IF-EU-
IF-EU	Materialidade SASB	Acessibilidade da energia	240a.4.

(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.

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

- ODS 7 – Energia 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

1.9 Informações ambientais sociais e de governança corporativa (ASG)

(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”), mas a Companhia definiu dentro da sua jornada ESG que as orientações do TCFD serão estudadas para possível implementação a partir de 2026.

(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. Em 2021, o inventário do Grupo Energisa obteve 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.

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>

(i) explicação da Companhia sobre as seguintes condutas, se for o caso:

(i) a não divulgação de informações ASG

Não aplicável, tendo em vista que a Companhia divulga informações ASG.

(ii) a não adoção de matriz de materialidade

Não aplicável, tendo em vista que a Companhia adota matriz de materialidade.

(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 definiu dentro da sua jornada ESG que as orientações do TCFD serão estudadas para possível implementação a partir de 2026.

1.9 Informações ambientais sociais e de governança corporativa (ASG)

(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, incluindo 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, incluindo as 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

No exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2022, não houve aquisição ou alienação de qualquer ativo relevante que não se enquadre como operação normal nos negócios da Companhia e que não tenha sido mencionada no item 1.12 deste Formulário de Referência.

1.12 Operações societárias/Aumento ou redução de capital

Operações societárias

4º Acordo de Investimento - 10 de fevereiro de 2023

Acordo de Investimento com o Itaú Unibanco S.A. (“Itaú”)

Em 10 de fevereiro 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 Companhia passou a deter, direta e indiretamente, 92,24% (ante 94,63%) do capital social total da Rede Energia Participações S.A. e 82,94% (ante 87,53%) do capital social total da Energisa Mato Grosso – Distribuidora de Energia S.A.

1.13 Acordos de acionistas

Não aplicável, tendo em vista que não houve celebração, extinção ou modificação de qualquer acordo de acionistas do qual a Companhia seja parte no último exercício social.

1.14 Alterações significativas na condução dos negócios

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

1.15 Contratos relevantes celebrados pelo emissor e suas controladas

Não aplicável, tendo em vista que a Companhia e suas controladas não celebraram contratos relevantes não relacionados diretamente com as suas atividades operacionais no último exercício social.

1.16 Outras informações relevantes

Contratos de Concessão das Distribuidoras

A Companhia atua no setor de distribuição de energia elétrica por meio de contratos de concessão outorgados pelo Governo Federal através da ANEEL. Os contratos de concessão estão listados abaixo:

Controlada	Número do Contrato de Concessão	Data de Assinatura	Data de Vencimento	Condições de Renovação
EMT	ANEEL 03/1997	11/12/1997	11/12/2027	Poderá ser renovada por até 30 anos, mediante pedido da concessionária
EMS	ANEEL 01/1997	04/12/1997	04/12/2027	Poderá ser renovada por até 30 anos, mediante pedido da concessionária
ETO	ANEEL 52/1999	01/01/2020	31/12/2049	A concessão foi prorrogada até 2049 no dia 23 de outubro de 2019
ESS	ANEEL 13/1999	03/02/1999	07/07/2045	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 requisitos de qualidade a serem cumpridos pela concessionária.

2.1 Condições financeiras e patrimoniais

Os diretores da Companhia apresentam, nesta Seção 2 do Formulário de Referência, informações que visam a permitir aos investidores e ao mercado em geral analisar a situação da Companhia pela perspectiva da Administração. Abaixo discorrem, dentre outros aspectos, sobre fatos, tendências, compromissos ou eventos importantes que, impactam ou poderiam impactar as condições financeiras e patrimoniais da Companhia.

(a) condições financeiras e patrimoniais gerais

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, conforme verifica-se na tabela abaixo:

R\$ milhões	31/12/2022	31/12/2021
Dívida (a)	11.083,7	9.906,9
Caixa, equivalentes de caixa, aplicações financeiras e créditos setoriais (b)	2.078,8	1.451,2
Dívida Líquida (c) = (a) – (b)	9.004,9	8.455,7
Patrimônio Líquido (d)	5.512,0	4.899,4
Dívida líquida/Patrimônio líquido (vezes)	1,63	1,73

(a) Total de empréstimos, financiamentos, debêntures, encargos de dívidas, parcelamento de impostos, taxas setoriais e instrumentos financeiros derivativos.

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

Total de empréstimos, financiamentos e debêntures Valores em R\$ milhões	31/12/2022	31/12/2021
Circulante	2.479,1	2.008,8
Empréstimos e financiamentos	1.292,0	1.421,8
Debêntures	742,4	600,9
Encargos de dívida	136,3	78,9
Parcelamento de Impostos e Benefícios a empregados	25,6	38,5
Instrumentos financeiros derivativos líquidos	282,8	(131,3)
Não Circulante	8.551,1	7.425,8
Empréstimos e financiamentos	5.020,2	4.013,1
Debêntures	3.892,8	3.792,2
Parcelamento de Impostos e Benefícios a empregados	136,0	169,3
Instrumentos financeiros derivativos líquidos	(497,9)	(548,8)
Total das dívidas	11.030,1	9.434,6
(-) Disponibilidades financeiras	2.078,8	1.451,2
Total das dívidas líquidas	8.951,4	7.983,4
(-) Créditos CDE (subvenção tarifária e baixa renda)	172,4	321,7
(-) Créditos CCC	84,0	44,1
(-) Créditos CVA	(4,6)	866,9
Total das dívidas líquidas deduzidas de créditos setoriais	8.699,7	6.750,7
Dívida líquida/EBITDA Ajustado 12 meses	1,6	1,7

2.1 Condições financeiras e patrimoniais

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	31/12/2022	31/12/2021
Índice de Endividamento Geral (Passivo Total / Ativo total)	0,78%	0,80%
Composição do Endividamento (Passivo Circulante/Passivo Total)	26,5%	27,6%
Liquidez Corrente (Ativo Circulante/Passivo Circulante)	1,31	1,29

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.

(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:

Total de empréstimos, financiamentos e debêntures	31/12/2022	31/12/2021
Dívida Líquida (a)	9.004,9	8.455,7
Patrimônio Líquido	5.512,0	5.289,4
Dívida Líquida / (Dívida Líquida + Patrimônio Líquido)	62,0	61,5

(a) Dívida Líquida = Empréstimos e Financiamentos + Debêntures - Disponibilidades.

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 e recentemente realizou acesso ao mercado de capitais, o que explica a evolução da estrutura de capital da Companhia, que agora detém maior participação de capital próprio. 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.

(c) capacidade de pagamento em relação aos compromissos financeiros assumidos

A posição consolidada de caixa, equivalentes de caixa, aplicações financeiras e créditos setoriais totalizou R\$ 2.330,5 milhões em 31 de dezembro de 2022, frente aos R\$ 2.683,8 milhões registrados em 31 de dezembro de 2021. Ressalta-se que o referido saldo inclui 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 positivo de R\$ 251,8 milhões em 31 de dezembro de 2022, contra R\$ 1.232,7 milhões em 31 de dezembro de 2021.

Em 31 de dezembro de 2022, a dívida líquida, deduzida dos créditos setoriais, foi de R\$ 8.699,7 milhões, contra R\$ 6.750,7 milhões em 31 de dezembro de 2021. Conseqüentemente, a relação dívida líquida por EBITDA Ajustado ficou em 2,0 vezes em 31 de dezembro de 2022, contra 1,7 em 31 de dezembro de 2021. Os limites dos *covenants* para o ano de 2022 estão em 4,25 vezes.

2.1 Condições financeiras e patrimoniais

Os Diretores da Companhia entendem que a dívida total está escalonada ao longo dos anos, refletindo o esforço empreendido pela Companhia no alongamento do perfil da sua dívida.

(d) fontes de financiamento para capital de giro e para investimentos em ativos não-circulantes utilizadas

A Companhia 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. Para mais informações, vide o item (f) deste item 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

A Companhia esclarece que busca financiamentos que aperfeiçoem o seu perfil de endividamento, como financiamentos, debêntures, notas comerciais, cédulas de créditos bancários e *bonds* 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, a Companhia 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:

- Aderência ao orçamento aprovado;
- Regimento interno da Diretoria, que estabelece a competência dos executivos da Companhia para a contratação das operações;
- Aprovações específicas do Conselho de Administração;
- Prazo médio mínimo perseguido (“*duration*”);
- Limite de concentração em credores;
- Buscar alavancagem máxima junto aos bancos de fomento e financiadores do mercado nacional, como Eletrobrás e BNDES, visando um melhor custo médio do capital de terceiros e um *duration* adequado às empresas que operam com infraestrutura de energia elétrica;
- Privilegiar operações sem garantias (“*clean*”), evitando principalmente a concessão de recebíveis em garantia;
- Garantias pessoais de executivos ou acionistas não deverão ser praticadas, visando a independência operacional e financeira das empresas;
- Instrumentos de acesso ao mercado financeiro nacional (debêntures, *commercial papers*, FIDCs) deverão ser perseguidos, visando manter a presença da Companhia no mercado financeiro local. Deverão ser preservadas as estruturas de sucesso já desenvolvidas, como o FIDC Energisa, com prazos e custos cada vez mais atraentes;
- Adequação da estrutura de capital das unidades de negócio, de forma a aproximá-las da alavancagem regulatória; e
- Limitação de exposição a moedas estrangeiras a 25% do montante total da dívida onerosa.
- A Política de Gestão de Riscos decorrentes do Mercado Financeiro (“PGRM” ou Política) da Energisa S.A. e suas controladas é atualizada periodicamente e se encontra em sua 12ª versão, aprovada pelo Conselho de Administração em maio de 2022

(f) níveis de endividamento e as características de tais dívidas, descrevendo ainda:

(i) contratos de empréstimo e financiamento relevantes

2.1 Condições financeiras e patrimoniais

A posição consolidada de caixa, equivalentes de caixa, aplicações financeiras e créditos setoriais totalizou R\$ [●] milhões em 31 de dezembro de 2022.

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) no último exercício:

Total de empréstimos, financiamentos e debêntures Valores em R\$ milhões	Controladora		Consolidado	
	31/12/2022	31/12/2021	31/12/2022	31/12/2021
Circulante	1,9	1,9	2.479,1	2.008,8
Empréstimos e financiamentos	-	-	1.292,0	1.421,8
Debêntures	1,4	0,6	742,4	600,9
Encargos de dívida	0,5	0,2	136,3	78,9
Parcelamento de Impostos e Benefícios a empregados	-	-	25,6	38,5
Instrumentos financeiros derivativos líquidos	-	-	282,8	(131,3)
Não Circulante	301,7	265,5	8.551,1	7.425,8
Empréstimos e financiamentos	221,1	192,8	5.020,2	4.013,1
Debêntures	80,6	72,7	3.892,8	3.792,2
Parcelamento de Impostos e Benefícios a empregados	-	-	136,0	169,3
Instrumentos financeiros derivativos líquidos	-	-	(497,9)	(548,8)
Total das dívidas	303,6	267,4	11.030,1	9.434,6
(-) Disponibilidades financeiras	312,7	214,8	2.078,8	1.451,2
Total das dívidas líquidas	(9,1)	52,7	8.951,4	7.983,4
(-) Créditos CDE (subvenção tarifária e baixa renda)	-	-	172,4	321,7
(-) Créditos CCC	-	-	84,0	44,1
(-) Créditos CVA	-	-	(4,6)	866,9
Total das dívidas líquidas deduzidas de créditos setoriais	(9,1)	52,7	8.699,7	6.750,7
Dívida líquida/EBITDA Ajustado 12 meses	-	-	2,0	1,7

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

2.1 Condições financeiras e patrimoniais

A movimentação dos empréstimos, financiamentos e encargos de dívidas está demonstrada a seguir:

Controladora					
Valores em R\$ mil	Saldos em 2021	Pagamento de Juros	Encargos, atualização monetária, cambial e Custos	Ajuste Vr Presente	Saldos em 2022
Mensuradas ao custo Moeda nacional					
Pré Fixado	22.209	(1.116)	1.111	2.258	24.462
Outros	171.060	-	-	26.029	197.089
Total do custo	193.269	(1.116)	1.111	28.287	221.551
Circulante	471	-	-	-	465
Não Circulante	192.798	-	-	-	221.086

Consolidado									
	Saldos em 2021	Captação	Pagamento de Principal	Pagamento de Juros	Encargos, atualização monetária, cambial e Custos	Custos Apropriados	Marcação Mercado da Dívida	Ajuste Vr Presente	Saldos em 2022
Mensuradas ao custo Moeda nacional									
Pré Fixado	28.615	-	(1.073)	(1.395)	1.390	-	-	2.800	30.337
Pós fixado INPC	19.085	25.050	(10.890)	(1.384)	3.176	-	-	-	35.037
IPCA	925.135	-	(57.448)	(45.059)	101.376	-	-	-	924.004
CDI	1.637.076	650.000	(497.683)	(163.192)	203.664	-	-	-	1.829.865
TR	645.541	-	-	(52.934)	53.730	-	-	-	646.337
Gastos com captação	(4.701)	-	-	-	1.800	(4.220)	-	-	(7.121)
Outros	171.060	-	-	-	-	-	-	26.029	197.089
Total do custo	3.421.811	675.050	(567.094)	(263.964)	365.136	(4.220)	-	28.829	3.655.548
Mensuradas ao valor justo Moeda estrangeira									
Dólar	1.629.988	1.490.650	(576.838)	(42.140)	(32.578)	-	-	-	2.469.082
Euro	462.597	214.015	(248.250)	(5.329)	(72.323)	-	-	-	350.710

2.1 Condições financeiras e patrimoniais

Gastos com captação	(340)	-	-	-	340	-	-	-	-
Marcação a mercado	(253)	-	-	-	-	-	(26.601)	-	(26.854)
Total ao valor justo	2.091.992	1.704.665	(825.088)	(47.469)	(104.561)	-	(26.601)	-	2.792.938
Total	5.513.803	2.379.715	(1.392.182)	(311.433)	260.575	(4.220)	(26.601)	28.829	6.448.486
Circulante	1.500.690	-	-	-	-	-	-	-	1.428.310
Não Circulante	4.013.113	-	-	-	-	-	-	-	5.020.176

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

Rede Energisa							
Operação	Total		Encargos Financeiros Anuais	Vencimento	Amortização do principal	(Taxa efetiva de juros) (3)	Garantias
	2022	2021					
Rede Energia							
Credores "RJ" - Bicbanco	7.636	6.932	1,0% a.a. (Pré)	Nov/35	Final	1,00%	R
Credores "RJ" - BNB	16.826	15.277	1,0% a.a. (Pré)	Nov/35	Final	1,00%	R
Credores "RJ" Opção "C"	197.089	171.060	1,0% a.a. (Pré)	Nov/35	Final	1,00%	-
Total em Moeda Nacional	221.551	193.269	-	-	-	-	-
Total Rede Energia Participações S.A.	221.551	193.269	-	-	-	-	-
EMT							
FIDC Grupo Energisa IV – 1ª Série	354.193	353.756	TR + 7,00% a.a.	Out/34	Mensal a partir de out/29	8,63%	R
FIDC Grupo Energisa IV – 2ª Série	389.032	443.566	CDI + 0,70% a.a.	Abr/31	Mensal a partir de abr/21	13,09%	R
Nota Promissória 2ª Emissão (1)	-	320.270	CDI + 0,80% a.a.	Mar/22	Final	13,19%	A
Santander FRN4133870 (1)	66.738	194.743	CDI + 0,95% a.a.	Fev/23	Semestral a partir de fev/22	13,34%	A
EMT X BNDES - 20.2.0494-1 Subcredito A (1)	133.595	145.584	IPCA + 1,83% a.a. + 3,00% a.a.	Out/27	Mensal a partir de abr/22	10,61%	A + R
EMT X BNDES - 20.2.0494-1 Subcredito B (1)	199.863	188.279	IPCA + 4,83% a.a.	Dez/34	Mensal a partir de nov/27	14,98% a 0,00%	A + R

2.1 Condições financeiras e patrimoniais

EMT X Energisa Prev – Migração 2020	185	2.019	INPC + 5.47% a.a.	out/29	Mensal a partir de jan/21	11,40%	A
EMT X Energisa Prev - Déficit DE 2017	12.260	6.779	INPC + 5.46% a.a.	dez/31	Mensal a partir de jan/21	11,39%	A
EMT X Energisa Prev - Déficit 2015 A 2019	62	170	INPC + 5.45% a.a.	nov/33	Mensal a partir de jan/21	11,38%	A
EMT X ENERGISA PREV - Déficit 2020	1.381	-	INPC + 5.17% a.a.	fev/38	Mensal a partir de abr/22	11,10%	A
EMT X ENERGISA PREV - Déficit 2020	79	-	INPC + 5.01% a.a.	fev/35	Mensal a partir de abr/22	10,94%	A
Custo de captação incorrido na contratação	(1.091)	(1.417)					
Total em Moeda Nacional	1.156.297	1.653.749					
Resolução 4131-Bank of America ML	138.858	-	EURO + 1.48% a.a.	fev/25	Final	-10,41%	A
Citibank Loan - 4131 (1)	-	40.068	Libor + 1,70% a.a.	Jun/22	Anual a partir de 2021	-2,40%	A
Citibank EDC Loan - 4131 (1)	-	40.065	Libor + 1,80% a.a.	Jun/22	Anual a partir de 2021	-2,30%	A
EMT X Scotiabank - LOAN 4131 - 11062021	122.334	130.840	USD + 1.21% a.a.	Jun/24	Final	-5,29%	A
J P MORGAN Loan	308.579	-	USD + 3.04% a.a.	mar/25	Final	-3,46%	A
Merryl Lynch Loan (1)	-	67.509	EURO + 0.69% a.a.	dez/22	Final	-11,20%	A
Scotiabank Loan (1)	-	274.583	USD + 2.20% a.a.	dez/22	Final	-4,30%	A
Citibank Loan 56416 (1)	61.001	64.793	Libor + 0,60% a.a.	fev/23	Final	-3,50%	A
Merryl Lynch Loan 12062020	109.092	-	SOFR + 1.00% a.a.	mar/24	Final	-3,60%	A
Santander Loan ccb1044407	92.549	-	USD + 2.68% a.a.	fev/23	Final	-3,82%	A
Merryl Lynch Loan 25082021 (1)	240.352	256.476	USD + 1.70% a.a.	set/23	Final	-4,80%	A
Citibank Loan 59606 (1)	105.020	111.759	LIBOR + 1.18% a.a.	ago/23	Final	-2,92%	A
Scotiabank Loan 13102022 (1 e 6)	259.843	-	USD + 5,25% a.a.	out/25	Final	-1,25%	A
J P MORGAN Loan 10112022 (1 e 6)	157.843	-	USD + 6,41% a.a.	nov/23	Final	-0,09%	A
Merryl Lynch Loan 01122022 (1 e 6)	201.068	-	USD + 5,67% a.a.	dez/24	Final	-0,83%	A
Custo de captação incorrido na contratação	-	(109)	-	-	-	-	-
Marcação à Mercado de Dívida (2)	(16.628)	1.071	-	-	-	-	-
Total em Moeda Estrangeira	1.779.911	987.055	-	-	-	-	-

2.1 Condições financeiras e patrimoniais

Total EMT	2.936.208	2.640.804					
EMS							
FIDC Grupo Energisa IV - 1ª Serie	292.144	291.785	TR + 7.00% a.a.	out/34	Mensal a partir de nov/29	8,63%	R
FIDC Grupo Energisa IV - 2ª Serie	177.523	202.403	CDI + 0.70% a.a.	abr/31	Mensal a partir de mai/21	13,09%	R
Nota Promissória (1)	85.912	75.735	CDI + 0.95% a.a.	mar/23	Final	13,34%	A
CCB Safra 001660014	80.414	80.230	CDI + 1.80% a.a.	jun/23	Final	14,19%	A
EMS X BNDES 20.2.0493-1 Subcredito A (1)	109.063	118.850	IPCA + 1.83% a.a. + 3.00% a.a.	out/27	Mensal a partir de abr/22	10,61%	A + R
EMS X BNDES 20.2.0493-1 Subcredito B (1)	163.162	153.706	IPCA + 1.83% a.a. + 3.00% a.a.	dez/34	Mensal a partir de nov/27	10,61%	A + R
EMS X Energisa Prev - Migração 2020	-	547	INPC + 5.00% a.a.	abr/29	Mensal a partir de jan/21	10,93%	A
Nota Promissória 3ª emissão (1)	59.234	51.809	CDI + 1.75% a.a.	jul/24	Final	14,14%	A
EMS X Santander CCB 1038715	159.515	155.185	CDI + 1.60% a.a.	jul/23	Final	13,99%	A
EMS X ENERGISA PREV - Déficit 202 (5)	41	-	INPC + 5.17% a.a.	fev/38	Mensal a partir de abr/22	11,10%	A
EMS - 1ª Nota comercial 1º série	213.909	-	CDI + 1.40% a.a.	jul/25	Final	13,79%	A
EMS - 1ª Nota comercial 2º série	214.060	-	CDI + 1.55% a.a.	jul/26	Anual a partir de jul/25	13,94%	A
Custo de captação incorrido na contratação	(3.617)	(1.496)					
Total em Moeda Nacional	1.551.360	1.128.754					
Citibank Loan - 4131 (1)	-	40.346	Libor + 1,70% a.a.	Mai/22	Anual após 2021	9,25%	A
Citibank EDC Loan - 4131	-	40.337	Libor + 1,80% a.a.	Mai/22	Anual após 2021	9,35%	A
Citibank EDC Loan - 4131	63.023	-	EURO + 1.60% a.a.	mar/25	Final	-10,29%	A
Resolução 4131 - Bank of America ML (1)	-	71.635	0,99% a.a. Pré	Mai/22	Final	0,10%	A
EMS X BAML - Loan 4131 - 28012021 (1)	80.484	86.080	1,83% a.a. Pré	Fev/24	Final	9,22%	A
Loan Citi - 59382 (1)	142.827	151.383	Libor + 1,16% a.a.	Jul/24	Final	8,71%	A
Loan Citi - 60975 (1 e 6)	163.638	-	SOFR + 1.00% a.a.	mar/24	Final	-3,60%	A
Scotiabank Loan 4131 01122022 (1 e 6)	150.372	-	USD + 4,48% a.a.	dez/25	Final	-2,02%	A
Custo de captação incorrido na contratação	-	(92)					

2.1 Condições financeiras e patrimoniais

Marcação a mercado de dívida (2)	(423)	(1.508)	-	-	-	-	-
Total em Moeda Estrangeira	599.921	388.181	-	-	-	-	-
Total EMS	2.151.281	1.516.935	-	-	-	-	-
ETO							
Luz para Todos I - Eletrobrás	-	1.073	PRÉ + 6.00% a.a.	abr/22	Mensal a partir de dez/15	6,00%	R
ETO X BNDES - 20.2.0496-1 (1)	179.859	180.080	IPCA + 1.83% a.a. + 3.00% a.a.	dez/34	Mensal a partir de abr/22	10,61%	A + R
ETO X Energisa Prev - Migração 2020	3.269	1.297	INPC + 4.96% a.a.	jun/30	Mensal a partir de jan/21	10,89%	A
ETO X Energisa Prev - Déficit DE 2017	-	16	INPC + 5.45% a.a.	nov/33	Mensal a partir de jan/21	11,38%	A
ETO X Energisa Prev - Déficit 2017 2018 2019	24	53	INPC + 4.75% a.a.	ago/29	Mensal a partir de jan/21	10,68%	A
ETO X ENERGISA PREV- Déficit 2020 (5)	194	-	INPC + 4.75% a.a.	fev/36	Mensal a partir de abr/22	10,68%	A
ETO X ENERGISA PREV- Déficit 2020 (5)	1.756	-	INPC + 5.17% a.a.	fev/38	Mensal a partir de abr/22	11,10%	A
ETO - 1ª Emissão Nota Comercial	104.240	-	CDI + 1.55% a.a.	set/25	Final	13,94%	A
Custo de captação incorrido na contratação	(674)	(791)	-	-	-	-	-
Total em Moeda Nacional	288.668	181.728					
Loan Citi - 4131 (1)	-	31.326	LIBOR + 1.70% a.a.	mai/22	Anual a partir de mai/21	-2,40%	A
Loan Citi EDC - 4131 (1)	-	31.317	LIBOR + 1.80% a.a.	mai/22	Anual a partir de mai/21	-2,30%	A
ETO X BAML - Loan 4131 - 28012021	80.483	86.080	USD + 1.83% a.a.	fev/24	Final	-4,67%	A
Custo de captação incorrido na contratação	-	(87)	-	-	-	-	-
Marcação à Mercado de Dívida (2)	(2.937)	(16)	-	-	-	-	-
Total em Moeda Estrangeira	77.546	148.620	-	-	-	-	-
Total ETO	366.214	330.348	-	-	-	-	-
ESS							
ESS X BNDES - 20.2.0497-1	138.462	138.636	IPCA + 2.10% a.a. + 3.00% a.a.	dez/34	Mensal a partir de abr/22	10,88%	A + R
ESS X ENERGISA PREV - Migração 2020	12.954	7.731	INPC + 4.91% a.a.	abr/30	Mensal a partir de jan/21	10,84%	A

2.1 Condições financeiras e patrimoniais

ESS X ENERGISA PREV - Déficit DE 2017	32	73	INPC + 5.45% a.a.	nov/33	Mensal a partir de jan/21	11,38%	A
ESS X ENERGISA PREV - Déficit 2017 2018 2019	181	400	INPC + 4.75% a.a.	ago/29	Mensal a partir de jan/21	10,68%	A
ESS - NOTA PROMISSÓRIA 3ª EMISSÃO 1ª SERIE	-	9.255	CDI + 1.50% a.a.	ago/22	Final	13,39%	A
ESS - NOTA PROMISSÓRIA 3ª EMISSÃO 2ª SERIE	11.178	9.801	CDI + 1.50% a.a.	ago/23	Final	13,89%	A
ESS - NOTA PROMISSÓRIA 3ª EMISSÃO 3ª SERIE	107.299	94.079	CDI + 1.50% a.a.	ago/24	Final	13,89%	A
ESS X ENERGISA PREV- Déficit	2.240	-	INPC + 4.75% a.a.	fev/36	Mensal a partir de abr/22	10,68%	A
ESS X ENERGISA PREV- Déficit	379	-	INPC + 5.17% a.a.	fev/38	Mensal a partir de abr/22	11,10%	A
ESS - 1ª EMISSÃO NOTA COMERCIAL	160.811	-	CDI + 1.55% a.a.	jul/26	Anual a partir de jul/25	13,94%	A
Custo de captação incorrido na contratação	(1.739)	(997)	-	-	-	-	-
Total em Moeda Nacional	431.797	258.978	-	-	-	-	-
Loan Citi - 4131 (1)	-	19.143	LIBOR + 1.70% a.a.	jun/22	Anual a partir de jun/21	-2,40%	A
Loan Citi EDC - 4131 (1)	-	19.147	LIBOR + 1.80% a.a.	jun/22	Anual a partir de jun/21	-2,30%	A
Merrill lynch Loan (1)	-	154.544	EURO + 0.87% a.a.	jun/22	Final	-11,02%	A
Scotiabank Loan (1)	-	68.646	USD + 2.20% a.a.	dez/22	Final	-4,30%	A
Merrill lynch Loan (1)	148.829	168.909	EURO + 0.73% a.a.	jan/23	Final	-11,16%	A
Scotiabank Loan - 14122021 (1)	128.637	137.599	USD + 1.98% a.a.	dez/24	Final	-4,52%	A
Scotiabank Loan - 13102022	64.960	-	USD + 5,25% a.a.	out/25	Final	-1,25%	A
Custo de captação incorrido na contratação	-	(52)	-	-	-	-	-
Marcação à Mercado de Dívida (2)	(6.866)	200	-	-	-	-	-
Total em Moeda Estrangeira	335.560	568.136	-	-	-	-	-
Total ESS	767.357	827.114	-	-	-	-	-
CTCE							
Credores "RJ" - BMG	5.875	5.333	1,0% a.a (Pré)	nov/35	Final	1,00%	-
Total em Moeda Nacional	5.875	5.333	-	-	-	-	-
Total CTCE	5.875	5.333	-	-	-	-	-

2.1 Condições financeiras e patrimoniais

Total							
Em Moeda Nacional	3.655.548	3.421.811	-	-	-	-	-
Em Moeda Estrangeira	2.792.938	2.091.992	-	-	-	-	-
Rede Consolidada	6.448.486	5.513.803	-	-	-	-	-

2.1 Condições financeiras e patrimoniais

Condições restritivas financeiras (Covenants):

Os contratos 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 / EBTIDA Ajustado	Menor ou igual a 4,0x de março/21 em diante para os financiamentos do BAML (com exceção de duas captações com vencimento em 02/2023), EDC, Citibank e Scotiabank com vencimento até 02/2024.	Trimestral e Anual
	Menor ou igual a 4,25x até o vencimento para os financiamentos com Scotiabank, Citi e BAML com vencimentos a partir de 03/2024	
	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, para os financiamentos com o BNDES.	

O descumprimento desses níveis pode implicar em vencimento antecipado das dívidas (vide nota explicativa nº 34 – Instrumentos financeiros e gerenciamento de riscos). Em 31 de dezembro de 2022, as exigências contratuais foram cumpridas.

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 34 – Instrumentos financeiros e gerenciamento de riscos).

As taxas efetivas de juros representam as variações ocorridas no exercício findo em 31 de dezembro de 2022. Para as dívidas em moeda estrangeira, não estão sendo considerados os efeitos do hedge cambial, demonstrados na nota explicativa nº 34 – Instrumentos Financeiros e gerenciamento de riscos.

Garantias:

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

A Companhia tem 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%
CDI	12,39%	4,42%
IPCA	5,78%	10,06%
LIBOR	2,40%	0,16%
TR	1,63%	0,05%
Euro	-11,89%	(0,89%)

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

2.1 Condições financeiras e patrimoniais

Ano	Controladora	Consolidado
2024	-	1.298.772
2025	-	1.589.556
2026	-	325.849
2027	-	151.265
Após 2027	221.086	1.654.734
Total	221.086	5.020.176

Debêntures

A movimentação das debêntures está demonstrada a seguir:

	Controladora				
	Saldos em 2021	Pagamento de Juros	Encargos, atualização monetária e Custos	Ajuste Vr Presente	Saldos em 2022
Mensuradas ao custo – pós fixados					
Pré-fixado	74.158	(3.339)	3.321	7.876	82.016
Total ao custo	74.158	(3.339)	3.321	7.876	82.016
Circulante	1.409	-	-	-	1.391
Não Circulante	72.749	-	-	-	80.625

2.1 Condições financeiras e patrimoniais

Consolidado									
	Saldos em 2021	Captação	Pagamento de Principal	Pagamento de Juros	Encargos, atualização monetária, cambial e Custos	Custos Apropriados	Marcação Mercado da Dívida	Ajuste Vr Presente	Saldos em 2022
Mensuradas ao custo – Pós fixado									
Pré Fixado	74.158	-	-	(3.335)	3.317	-	-	7.876	82.016
Pós fixado									
CDI	1.681.640	270.000	(279.294)	(199.556)	225.116	-	-	-	1.697.906
IPCA	2.664.764	431.000	(270.188)	(154.033)	310.449	-	-	-	2.981.992
Gastos com captação	(46.816)	-	-	-	10.688	(13.391)	-	-	(49.519)
Marcação a mercado	19.344	-	-	-	-	-	(96.508)	-	(77.164)
Total ao custo	4.393.090	701.000	(549.482)	(356.924)	549.570	(13.391)	(96.508)	7.876	4.635.231
Circulante	600.911	-	-	-	-	-	-	-	742.447
Não Circulante	3.792.179	-	-	-	-	-	-	-	3.892.784

A composição do saldo das debêntures e as principais condições contratuais estão demonstradas a seguir:

Operações	Total		Emissão	Nº de títulos emitidos / circulação	Rendimentos	Vencimento	Amortização do principal	Taxa efetiva de juros	Garantias (**)
	2022	2021							
Rede Energia									
4ª Emissão	82.016	74.158	22/12/09	370.000 / 0	1% a.a.	nov/35	Final	1,00%	SG
Total Rede Energia	82.016	74.158							
ETO									
Debêntures 2ª Emissão 2ª Série	49.063	46.483	15/06/17	35.696 / 35.696	IPCA+5,660 1% a.a	Jun/24	Final	11,44%	SG
Debêntures 3ª Emissão 2ª Série	2.372	2.247	15/10/17	1.775 / 1.775	IPCA+4,711 0% a.a	Out/24	Final	14,49%	SG
Debêntures 3ª Emissão 3ª Série	4.418	4.185	15/10/17	3.304 / 3.304	IPCA+5,107 4% a.a	Out/27	Final	10,89%	SG
Debêntures 3ª Emissão 4ª Série	-	39.468	15/10/17	116.395 / 116.395	107,75% CDI	Out/22	Anual após out/20	13,35%	SG

2.1 Condições financeiras e patrimoniais

Debêntures 4ª Emissão	308.701	292.403	15/09/18	240.000 / 240.000	IPCA+5,079 7% a.a	Set/25	Anual após set/23	10,86%	A
Debêntures 5ª Emissão 1ª Série	239.417	238.972	10/06/19	237.596 / 237.596	CDI + 0,95% a.a	Jun/24	Final	13,34%	A
Debêntures 5ª Emissão 2ª Série	163.667	163.364	10/06/19	162.404 / 162.404	CDI + 1,15% a.a	Jun/26	Final	13,54%	A
Debêntures 6ª Emissão 1ª Série	8.271	7.840	11/10/20	6.880 / 6.880	IPCA+4,229 7% a.a	Out/27	Final	10,01%	SG
Debêntures 6ª Emissão 2ª Série	63.891	60.565	11/10/20	53.120 / 53.120	IPCA+4,474 4% a.a	Out/30	Anual após out/28	10,25%	SG
Debêntures 7ª Emissão	89.475	84.555	15/10/21	82.000 / 82.000	IPCA+6,087 2% a.a	Out/31	Anual após out/29	11,87%	SG
Debêntures 8ª Emissão 1ª Série	57.076	-	15/04/2022	55.689 / 55.689	IPCA + 6.16% a.a.	abr/29	Anual a partir de abr/27	11,94%	SG
Debêntures 8ª Emissão 2ª Série	35.174	-	15/04/2022	34.311 / 34.311	IPCA + 6.28% a.a.	abr/32	Anual a partir de abr/30	12,06%	SG
Custo de captação	(6.595)	(6.691)							
Marcação à Mercado de Dívidas	(15.308)	395							
Total ETO	999.622	997.610							
EMS									
Debêntures 9ª Emissão 2ª Série	2.680	2.538	15/10/17	2.006 / 2.006	IPCA+4,7110%	Out/24	Final	10,49%	SG
Debêntures 9ª Emissão 3ª Série	4.992	4.728	15/10/17	3.733 / 3.733	IPCA + 5,1074% a.a.	Out/27	Final	10,89%	SG
Debêntures 11ª Emissão	199.370	188.843	15/09/18	155.000 / 155.000	IPCA+5,07 97% a.a.	Set/25	Anual após set/23	10,86%	A
Debêntures 12ª Emissão	110.829	110.623	10/06/19	110.000 / 110.000	CDI + 0,73% a.a	Jun/24	Final	13,12%	A
Debêntures 14ª Emissão	146.919	143.914	25/08/20	139.471 / 139.471	CDI + 2,30% a.a	Ago/25	Anual após ago/23	14,69%	A
Debêntures 15ª Emissão 1ª Série	10.327	9.789	11/10/20	8.590 / 8.590	IPCA+4,22 97% a.a	Out/27	Final	10,01%	SG
Debêntures 15ª Emissão 2ª Série	79.876	75.719	11/10/20	66.410 / 66.410	IPCA+4,47 44% a.a	Out/30	Anual após out/28	10,25%	SG
Debêntures 16ª Emissão	349.170	329.970	15/10/21	320.000 / 320.000	IPCA+6,08 72% a.a	Out/31	Anual após out/29	11,87%	A
Debêntures 17ª Emissão	157.816	-	22/08/2022	150.000 / 150.000	CDI + 1.60% a.a.	ago/27	Anual a partir de out/26	13,99%	A

2.1 Condições financeiras e patrimoniais

Custos de captação	(12.927)	(14.424)							
Marcação à mercado de dívida	(18.247)	9.148							
Total EMS	1.030.805	1.040.654							
EMT									
Debêntures 6ª Emissão 2ª Série	101.015	95.704	15/06/17	73.494 / 73.494	IPCA+5,66 01% a.a.	Jun/24	Final	11,44%	SG
Debêntures 7ª Emissão 2ª Série	2.625	2.487	15/10/17	1.965 / 1.965	IPCA+4,71 10% a.a.	Out/24	Final	10,49%	SG
Debêntures 7ª Emissão 3ª Série	4.890	4.632	15/10/17	3.657 / 3.657	IPCA+5,10 74% a.a.;	Out/27	Final	10,89%	SG
Debêntures 9ª Emissão	495.207	469.059	15/09/18	385.000 / 385.000	IPCA+5,07 97% a.a.;	Set/25	Anual após set/23	10,86%	A
Debêntures 10ª Emissão 1ª Série	118.386	118.164	10/06/19	117.500 / 117.500	CDI + 0,73% a.a.;	Jun/24	Final	13,12%	A
Debêntures 10ª Emissão 2ª Série	32.751	32.689	10/06/19	32.500 / 32.500	CDI + 1,05% a.a.;	Jun/29	Anual após jun/27	13,44%	A
Debêntures 11ª Emissão 2ª Série	136.912	133.742	15/02/20	130.000 / 130.000	CDI + 0,95% a.a	Fev/23	Final	13,34%	A
Debêntures 12ª Emissão	401.719	393.503	25/08/20	381.354 / 381.354	CDI + 2,30% a.a	Ago/25	Anual após ago/23	14,69%	A
Debêntures 13ª Emissão 1ª Série	72.247	68.431	15/10/20	60.100 / 60.100	IPCA+4,22 97% a.a	Out/27	Final	10,01%	A
Debêntures 13ª Emissão 2ª Série	84.069	79.628	15/10/20	69.900 / 69.900	IPCA+4,47 44% a.a	Out/30	Anual após out/28	10,25%	A
Debêntures 14ª Emissão	381.905	360.906	15/10/21	350.000 / 350.000	IPCA+6,08 72% a.a	Out/31	Anual após out/29	11,87%	A
Debêntures 15ª Emissão 1ª Série	168.533	-	15/04/2022	164.437 / 164.437	IPCA + 6.16% a.a.	abr/29	Anual a partir de abr/27	11,94%	A
Debêntures 15ª Emissão 2ª Série	97.966	-	15/04/2022	95.563 / 95.563	IPCA + 6.28% a.a.	abr/32	Anual a partir de abr/30	12,06%	A
Custos de captação	(24.132)	(22.281)							
Marcação a mercado de dívida	(37.263)	9.614							
Total EMT	2.036.830	1.909.899							
ESS									
Debêntures 1ª Emissão 2ª Série	53.098	50.307	15/06/17	38.632 / 38.632	IPCA+5,6601%	Jun/24	Final	11,44%	SG

2.1 Condições financeiras e patrimoniais

Debêntures 3ª Emissão 2ª Série	2.136	2.023	15/10/17	1.599 / 1.599	IPCA+4,71 10% a.a.	Out/24	Final	10,49%	SG
Debêntures 3ª Emissão 3ª Série	3.981	3.770	15/10/17	2.977 / 2.977	IPCA+5,10 74% a.a.	Out/27	Final	10,89%	SG
Debêntures 4ª Emissão	90.038	85.285	15/09/18	70.000 / 70.000	IPCA+5,07 97% a.a.	Set/25	Anual após set/23	10,86%	SG
Debêntures 5ª Emissão	63.237	61.773	15/02/20	60.000 / 60.000	CDI+1,15% a.a.	Fev/25	Final	13,54%	SG
Debêntures 6ª Emissão 1ª Série	8.271	7.840	11/10/20	6.880 / 6.880	IPCA+4,22 97% a.a.	Out/27	Final	10,01%	SG
Debêntures 6ª Emissão 2ª Série	63.891	60.565	11/10/20	53.120 / 53.120	IPCA+4,47 44% a.a.	Out/30	Anual após out/28	10,25%	SG
Debêntures 7ª Emissão	87.264	-	15/01/2022	81.000 / 81.000	IPCA + 6.10% a.a.	jan/32	Anual a partir de jan/30	11,88%	A
Debêntures 8ª Emissão	126.253	-	22/08/2022	120.000 / 120.000	CDI + 1.60% a.a.	ago/27	Anual a partir de ago/26	13,99%	A
Custos de captação	(5.865)	(3.420)							
Marcação à Mercado de Dívida	(6.346)	187							
Total ESS	485.958	370.769							
Total	4.761.914	4.420.562							
Custos de captação	(49.519)	(46.816)							
Marcação à mercado de dívida	(77.164)	19.344							
Total em moeda nacional	4.635.231	4.393.090							
Consolidado	4.635231	4.393.090							

As debêntures de 4ª emissão da Companhia com o Banco do Nordeste do Brasil S.A. foram repactuadas na Recuperação Judicial – (opção A) com juros de 1% e estão sendo apresentadas deduzidas de R\$ 265.806 mil (R\$268.871 mil em 2021) de ajuste a valor presente.

2.1 Condições financeiras e patrimoniais

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

Cláusulas Restritivas	Índice Requerido	Exigibilidade
Dívida líquida / EBTIDA Ajustado ^(*)	Menor ou igual a 4,0x de março/21 em diante, para a 9ª, 10ª e 11ª emissões da EMT, 11ª, 12ª e 13ª emissões da SEM, 4ª e 5ª emissões da ETO, 4ª e 5ª emissões da ESS,	Trimestral e Anual
	Menor ou igual a 4,0x até a data de vencimento (não considera CVA no cálculo), para 8ª emissão da EMS,	
	Menor ou igual a 4,25x até o vencimento, para 14ª, 15ª e 16ª emissões da EMS e 12ª, 13ª e 14ª emissões da EMT	

* Para 12ª e 13ª emissão de Debêntures da Energisa Mato Grosso, 14ª emissão da Energisa Mato Grosso do Sul possui limite de 4,25x até o vencimento.

O descumprimento desses níveis pode implicar em vencimento antecipado das dívidas. Em 31 de dezembro de 2022, as exigências contratuais foram cumpridas.

Vencimentos

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

Ano	Controladora	Consolidado
2024	-	1.188.322
2025	-	579.831
2026	-	292.326
2027	-	328.019
Após 2027	80.625	1.504.286
Total	80.625	3.892.784

(ii) outras relações de longo prazo com instituições financeiras

A Companhia possui relações de longo prazo com diversas instituições financeiras nacionais que, ao longo dos últimos anos, viabilizaram o crescimento de suas atividades por meio de empréstimos e financiamentos.

(iii) grau de subordinação entre as dívidas

Nenhuma das dívidas da Companhia existentes em 31 de dezembro de 2022 possuem cláusula específica de subordinação, de forma que não há relação de preferência entre elas. O grau de subordinação entre as dívidas da Companhia é determinado de acordo com as disposições da legislação em vigor.

(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

A Companhia possui obrigações financeiras decorrentes, entre outros, de contratos de empréstimos e financiamento que possuem cláusulas restritivas, dentre as quais destacamos as seguintes: (i) limites de endividamento e contratação de novas dívidas; (ii) restrições ao pagamento de dividendos acima do mínimo exigido por lei em situações de mora; (iii) restrições quanto à alienação de controle societário;

2.1 Condições financeiras e patrimoniais

e (iv) manutenção de índices de cobertura do serviço da dívida. Para mais informações sobre as cláusulas restritivas (*covenants*) às quais a Companhia está sujeita, vide o item (i) deste item 2.1.2

(g) limites dos financiamentos contratados e percentuais já utilizados

Todos os financiamentos em aberto em 31 de dezembro de 2022 encontravam-se com 100,0% do percentual utilizado.

(h) alterações significativas em itens das demonstrações de resultado e de fluxo de caixa

ANÁLISE COMPARATIVA DAS DEMONSTRAÇÕES DE RESULTADO REFERENTES AOS EXERCÍCIOS SOCIAIS ENCERRADOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2021 E 2022

(em R\$ [mil], exceto %)	31/12/2022	AV%	31/12/2021	AV%	AH% 2022x2021
Operações continuada					
Receita operacional líquida	15.119.769	+ 100,0	15.344.648	+ 100,0	- 1,5
Custo do serviço de energia elétrica	(6.857.348)	- 45,4	(8.655.023)	- 56,4	- 20,8
Custo de operação e dos serviços prestados a terceiros	(3.899.500)	- 25,8	(2.992.289)	- 19,5	+ 30,3
Lucro bruto	4.362.921	+ 28,9	3.697.336	+ 24,1	+ 18,0
Despesas gerais e administrativas	(811.340)	- 5,4	(617.665)	(4,0)	+ 31,4
Outras receitas	21.266	+ 0,1	90.931	0,6	- 76,6
Outras despesas	(121.307)	- 0,8	(253.038)	(1,6)	- 52,1
Resultado antes das receitas (despesas) financeiras e impostos	3.451.540	+ 22,8	2.917.564	+ 19,0	+ 18,3
Receitas financeiras	765.936	+ 5,1	914.004	+ 6,0	- 16,2
Despesas financeiras	(1.689.614)	- 11,2	(1.456.349)	- 9,5	+ 16,0
Receitas (despesas) financeiras líquidas	(923.678)	- 6,1	(542.345)	- 3,5	+ 70,3
Resultado antes dos tributos sobre o lucro	2.527.862	+ 16,7	2.375.219	+ 15,5	+ 6,4
Imposto de renda e contribuição social corrente	(534.112)	- 3,5	(394.695)	- 2,6	+ 35,3
Imposto de renda e contribuição social diferido	42.373	+ 0,3	(148.655)	- 1,0	-
Lucro líquido do exercício	2.036.123	+ 13,5	1.831.869	+ 11,9	+ 11,2

Receita operacional líquida

Receita operacional líquida no exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2022 foi de R\$ 15.119.769,00 mil ou 100%, comparativamente a R\$ 15.610.686,00 mil ou 100,0% em 31 de dezembro de 2021.

Custo do serviço de energia elétrica

Os custos e despesas operacionais consolidadas, excluindo os custos de construção, totalizaram R\$ 6.857.348,00 mil ou 45,4%, no exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2022, comparativamente a R\$ 8.655.023,00 mil ou 56,4% em 31 de dezembro de 2021.

Custo de operações e dos serviços prestados a terceiros

2.1 Condições financeiras e patrimoniais

Os custos e despesas operacionais consolidadas, excluindo os custos de construção, totalizaram R\$ 3.899.500 mil ou 25,8%, no exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2022, comparativamente a R\$ 2.992.289,00 ou 19,5% em 31 de dezembro de 2021.

Lucro bruto

O Lucro bruto no exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2022 foi de R\$ 4.362.921,00 mil ou 28,9%, comparativamente a R\$ 3.967.336,00 mil ou 24,1% em 31 de dezembro de 2021.

Resultado financeiro (receitas menos despesas financeiras)

O resultado antes das receitas e despesas financeiras apresentou acréscimo de 18,3% em 2022, de R\$ 2.917,6 milhões para R\$ 3.451,5 milhões, evidenciando aumento de R\$ 534,0 milhões.

Despesas gerais e administrativas

Despesas gerais e administrativas no exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2022 foi de R\$ 811.340,00 mil ou 5,4%, comparativamente a R\$ 617.665,00 ou 4,0% em 31 de dezembro de 2021.

Despesas financeiras líquidas

As despesas financeiras líquidas, no exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2022 foi de R\$ 923.678,00 mil ou 6,1%, comparativamente a R\$ 542.345,00 ou 9,5% em 31 de dezembro de 2021.

Lucro antes do imposto de renda e contribuição social

Lucro antes do imposto de renda e contribuição social no exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2022 foi de R\$ 2.527.862 mil ou 16,7%, comparativamente a R\$ 2.375.219,00 ou 15,5% em 31 de dezembro de 2021.

Lucro líquido do exercício

Lucro antes do imposto de renda e contribuição social no exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2022 foi de R\$ 2.036.123,00 mil ou 13,5%, comparativamente a R\$ 1.831.869 ou 11,9% em 31 de dezembro de 2021.

ANÁLISE COMPARATIVA DOS FLUXOS DE CAIXA REFERENTE AOS EXERCÍCIOS SOCIAIS ENCERRADOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2021 E 2022

(em R\$ mil)	31/12/2022	AV%	31/12/2021	AV%	AH% 2022X2021
Atividades operacionais					
Lucro líquido do exercício	2.036.123	53	1.831.869	176	11
Imposto de renda e contribuição social corrente e diferido	491.739	13	543.350	52	(9)
Despesas (receitas) com juros, variações monetárias e cambiais - líquidas	684.481	18	888.353	86	(23)
Ajuste a valor justo do ativo financeiro indenizável da concessão	(347.661)	(9)	(509.614)	(49)	(32)
Resultado de equivalência patrimonial	-	-	-	-	-

2.1 Condições financeiras e patrimoniais

Provisão para perdas esperadas de créditos de liquidação duvidosa	234.107	6	131.990	13	77
Depreciação e amortização	688.473	18	635.334	61	8
Perda na alienação de bens do intangível	83.045	2	106.069	10	(22)
Provisões para riscos trabalhistas, cíveis, fiscais e regulatórios	53.364	1	19.044	2	180
Marcação Mercado de dívidas	(123.109)	(3)	(168.530)	(16)	(27)
Marcação Mercado Derivativos	133.001	3	197.669	19	(33)
Instrumentos financeiros derivativos	424.310	11	(250.031)	(24)	(270)
Pagamento baseado em ações	2.790	-	2.637	-	6
Variações nas contas do ativo circulante e não circulante					
(Aumento) de clientes, consumidores e concessionárias	(335.231)	(9)	(628.170)	(60)	(47)
(Aumento) Diminuição de títulos de créditos a receber	(369)	-	10.985	1	(103)
(Aumento) de estoques	(8.933)	-	(399)	-	2.139
(Aumento) de tributos a recuperar	(22.264)	(1)	(44.908)	(4)	(50)
Diminuição (Aumento) de cauções e depósitos vinculados	7.263	-	(5.359)	(1)	(236)
(Aumento) de ativos financeiros setoriais	(220.948)	(6)	(1.639.311)	(158)	(87)
Recursos da conta de comercialização de Itaipu	46.871	1	339.817	33	(86)
(Aumento) de outros créditos	(109.863)	(3)	(63.488)	(6)	73
Valor recebido pelos títulos cedidos ao FDIC	-	-	142.462	14	(100)
Variações nas contas do passivo circulante e não circulante					
(Diminuição) Aumento de fornecedores	(375.820)	(10)	168.434	16	(323)
(Diminuição) Aumento de folha de pagamento	(700)	-	1.390	-	(150)
Aumento de impostos e contribuições sociais	576.370	15	221.017	21	161
Imposto de renda e contribuição social pagos	(508.518)	(13)	(431.568)	(42)	18
Pagamento Recuperação de Créditos ICMS - REFIS Estadual	-	-	(332.650)	(32)	(100)
Aumento de obrigações estimadas	612	-	2.555	-	(76)
Aumento (Diminuição) de passivos financeiros setoriais	598.108	16	(32.087)	(3)	(1.964)
Processos trabalhistas, cíveis e fiscais pagos	(104.917)	(3)	(110.929)	(11)	(5)
(Diminuição) Aumento de outras contas a pagar	(84.182)	(2)	12.719	1	(762)
Caixa líquido gerado nas atividades operacionais	3.818.142	100	1.038.650	100	268

2.1 Condições financeiras e patrimoniais

Atividades de investimentos					
Aplicações financeiras e recursos vinculados	(351.943)	15	2.116.099	262	(117)
Aplicações no imobilizado, intangível e ativo Contratual - Infraestrutura em construção	(2.014.024)	87	(1.366.474)	(169)	47
Partes Relacionadas	-	-	(34.965)	(4)	-
Alienação de bens do imobilizado e intangível	62.387	(3)	91.835	11	(32)
Caixa líquido gerado (consumido) nas atividades de investimentos	(2.303.580)	100	806.495	100	(386)
Atividades de financiamento					
Novos empréstimos e financiamentos obtidos	3.050.574	(132)	2.823.083	350	8
Pagamentos de empréstimos, debêntures - principal	(1.941.664)	84	(2.335.821)	(290)	(17)
Pagamentos de empréstimos, debêntures - juros	(668.357)	29	(383.542)	(48)	74
Partes relacionadas	(3.147)	-	(21.859)	(3)	(86)
Pagamento de parcelamento de impostos	(19.391)	1	(18.455)	(2)	5
Pagamento de parcelamento de encargos setoriais	-	-	(94.692)	(12)	(100)
Pagamento de parcelamento de fornecedores	-	-	(2.583.322)	(320)	(100)
Pagamento de incorporação de redes	(273.415)	12	-	-	-
Pagamento de dividendos	(1.453.156)	63	-	-	-
Liquidação de instrumentos financeiros derivativos	(128.807)	6	306.775	38	(142)
Pagamento de arrendamento mercantil	(9.473)	-	(11.245)	(1)	(16)
Caixa Líquido (consumido) nas atividades de financiamento	(1.446.836)	63	(2.319.078)	(288)	(38)
Varição líquida do caixa	67.726		(473.933)		(114)
Caixa mais equivalentes de caixa iniciais	275.772		749.705		(63)
Caixa mais equivalentes de caixa finais	343.498		275.772		25
Varição líquida do caixa	67.726		(473.933)		(114)

Fluxo de caixa das atividades operacionais

O fluxo de caixa das atividades operacionais totalizou R\$ 3.818,1 milhões no exercício findo em 31 de dezembro de 2022, comparativamente a R\$ 1.038,7 milhões em 31 de dezembro de 2021, o que representou uma variação de 268%.

Caixa líquido consumido nas atividades de investimento

O caixa líquido consumido nas atividades de investimento totalizou R\$ 2.303,6 milhões no exercício findo em 31 de dezembro de 2022, comparativamente a R\$ 806,5 milhões gerados em 31 de dezembro de 2021, o que representou uma variação de 386%.

2.1 Condições financeiras e patrimoniais

Caixa líquido consumido nas atividades de financiamento

O caixa líquido consumido nas atividades de financiamento totalizou R\$ 1.446,8 milhões no exercício findo em 31 de dezembro de 2022, comparativamente a R\$ 2.319,1 em 31 de dezembro de 2021, o que representou uma variação de 38%.

2.2 Resultados operacional e financeiro

(a) resultados das operações da Companhia, em especial:

(i) descrição de quaisquer componentes importantes da receita

O ano de 2022 foi marcado pela invasão da Ucrânia pela Rússia trazendo profundas e duradouras implicações globais sob ponto de vista econômico, geopolítico e energético. Do ponto de vista energético, as interrupções no fornecimento de óleo e gás, fertilizantes e minerais russos, e a resultante escassez global de energia e alimentos produziram inflação de custos em todo o mundo. As autoridades monetárias aumentaram os juros de forma orquestrada para debelar estes efeitos, produzindo desaceleração econômica.

Os acontecimentos geopolíticos do ano passado também deixaram claro que a transição energética também tem que levar em conta a segurança e a acessibilidade dos preços da energia. Juntas, as três dimensões do sistema energético – segurança, acessibilidade e sustentabilidade – compõem o que há muito tempo é conhecido como o trilema da energia. Qualquer transição energética bem-sucedida e duradoura precisa abordar todos os três elementos do trilema.

Assim como no Brasil, após a severa crise hídrica em 2021, houve forte aumento de custos de energia em todos os países no ano passado, em decorrência do aumento dos custos de energia fóssil. As consequências econômicas e sociais foram muito graves e ainda repercutem.

Os episódios do ano passado na Europa estão levando os países desenvolvidos a reforçar sua segurança energética, direcionando para produção interna de energia renovável ou adquirindo suprimentos de produtos intensivos em energia de países aliados confiáveis. Tudo leva a crer que provavelmente haverá aceleração do ritmo da transição energética.

Isto nos leva à conclusão de que a transição energética deve ser ordenada, de modo a que a demanda por hidrocarbonetos caia em linha com os fornecimentos disponíveis, evitando futuros períodos de escassez de energia e preços mais elevados. Ou que subsídios elevados arcados pelos consumidores de energia sejam evitados durante a transição.

Nesse contexto, o Brasil pode passar ocupar um lugar de destaque por já possuir abundantes recursos naturais e uma matriz energética (incluindo combustíveis) com mais 43% de origem renovável contra 14 % no restante do mundo, além de ser um parceiro confiável e distante dos conflitos internacionais.

O Produto Interno Bruto (PIB) cresceu 2,9% no ano de 2022, e a taxa básica de juros (Selic) chegou a 5,79%, na tentativa de conter a inflação. A renda per capita cresceu 19%, comparando com o ano anterior, se estabelecendo em R\$ 1.625.

O consumo de energia elétrica no Brasil aumentou 1,5% em 2022 na comparação com 2021 e alcançou 67.275 megawatts médios. Foi o segundo ano consecutivo de alta, sinal da retomada de setores da economia que, no começo da década, atravessaram os desafios impostos pela pandemia de COVID-19.

Desempenho das vendas no exercício de 2022

Na Energisa Mato Grosso do Sul, o consumo de energia elétrica no mercado cativo e livre (5.752,8 GWh) da Companhia apresentou queda de 0,8%, em relação ao ano anterior. O mercado da distribuidora decresceu em 7 dos 12 meses, puxada principalmente pelas classes rural e residencial que direcionaram 60% do resultado. A classe rural (-7,9%) foi influenciada sobretudo pelo efeito da Resolução 901. Já a Residencial recuou 2,2%, fortemente impactada pelo aumento na utilização de geração distribuída, clima também ajudou. Por outro lado, a classe Industrial cresceu 1,5%, com destaque para produção de alimentos, sobretudo frigoríficos e grãos, seguido por Poder Público (+9,1%), influenciada principalmente pela retomada de atividades escolares, e Comercial (+1,1%).

Na Energisa Tocantins, o consumo de energia elétrica no mercado cativo e livre (2.656,0 GWh) da Companhia apresentou alta de 5,3%, em relação ao ano anterior. O mercado da distribuidora cresceu na maioria dos meses do ano (9 dos 12) e nas principais classes de consumo, em especial na residencial, industrial e comercial. A classe Residencial (+5,3%), foi puxada principalmente pela base baixa e clima, sobretudo em agosto e outubro e ainda pelo efeito da Resolução 901 da ANEEL. Já a

2.2 Resultados operacional e financeiro

Industrial registrou crescimento de 13,5%, com destaque para o setor alimentício e minerais não-metálicos. A classe Comercial (+9,1%) e a rubrica Outros (+4,3%) foram influenciadas pela retomada de atividades e maior consumo em armazéns, shoppings, e instituições de ensino públicas e privadas.

Na Energisa Sul-Sudeste, o consumo de energia elétrica no mercado cativo e livre (4.482,2 GWh) da Companhia apresentou queda de 0,8%, em relação ao ano anterior. O mercado da distribuidora recuou na maioria dos meses do ano (7 dos 12) impactado pelas classes rural e residencial, que direcionou 80% da queda e do desvio devido a combinação de maior utilização de geração distribuída e clima mais ameno, na classe rural pesou ainda efeito da Resolução 901. Por outro lado, a classe industrial registrou incremento de 3,3%, avançando acima da média pelo segundo ano seguido, puxada pelos setores alimentícios, papel e produção de peças de veículos. O Poder Público (+15,9%) se destacou em meio retomada de atividades, em especial instituições de ensino. Na mesma linha, a classe Comercial cresceu 1,2%, com destaque para a distribuição de alimentos, serviços de logística, shoppings e grandes varejistas.

Na Energisa Mato Grosso, o consumo de energia elétrica no mercado cativo e livre (9.860,0 GWh) da Companhia apresentou um aumento de 2,5%, em relação ao mesmo período do ano anterior. Com resultados positivos em 9 dos 12 meses do ano. A classe Industrial (+5,0%) direcionou 34% do incremento. Destaque sobretudo para o setor alimentício, minerais-metálicos e não-metálicos. A classe Residencial registrou crescimento de 2,6%, alta em 7 dos 12 meses, sobretudo em maio, julho e agosto devido a base baixa e temperaturas elevadas. O resultado foi limitado pelo aumento de utilização de geração distribuída (impacto de -4,2% p.p) e pelo clima mais chuvoso e temperaturas mais amenas nos meses de setembro, outubro e novembro. A classe Comercial cresceu 2,7%, influenciada pela retomada de atividades e maior consumo em armazéns e distribuidores de alimentos. No Poder Público (+19,6%), alta recorde em 20 anos. Por outro lado, a classe Rural recuou 3,7%, impactada pelo efeito da Resolução 901, que direcionou 25% do resultado dessa classe.

Mercado cativo faturado por classe de consumo + TUSD (consolidado)

Descrição Valores em GWh	Exercício		
	2022	2021	Var. %
Residencial	8.085,1	8.028,8	+ 0,7
Industrial	5.474,3	5.251,2	+ 4,2
Comercial	4.143,5	4.035,7	+ 2,7
Rural	2.512,0	2.685,9	- 6,5
Outros	2.536,2	2.455,5	+ 3,3
1 Vendas de energia no mercado cativo	17.143,3	17.310,4	- 1,0
2 Energia associada aos consumidores livres (TUSD)	5.607,7	5.146,7	+ 9,0
3 Mercado cativo + TUSD (1+2)	22.751,0	22.457,2	+ 1,3
4 Fornecimento não faturado	18,2	-32,6	-
5 Mercado cativo + TUSD + fornecimento não faturado (3+4)	22.769,2	22.424,5	+ 1,5

Receita líquida por empresa Valores em R\$ milhões	Exercício		
	31/12/2022	31/12/2021	Var. %
EMT	7.131,9	7.183,7	- 0,7
EMS	4.078,4	4.122,0	- 1,1
ETO	1.875,8	1.834,6	+ 2,2
ESS	2.031,2	2.201,7	- 7,7
(=) Rede Energia Consolidada	15.117,30	15.610,7	- 3,2
(-) Receitas de construção	2.128,0	1.368,6	+ 55,5
(=) Rede Energia Consolidada	12.989,3	14.242,1	- 8,8

(ii) fatores que afetaram materialmente os resultados operacionais

Em 2022, os custos e despesas operacionais, excluindo os custos de construção, totalizaram R\$ 11.541,3 milhões, resultado 6,2% abaixo do mesmo período do ano anterior (R\$ 12.299,7 milhões).

A composição dos custos e despesas operacionais pode ser assim demonstrada:

2.2 Resultados operacional e financeiro

Descrição (R\$ milhões)	Exercício		
	31/12/2022	31/12/2021	Var. %
1. Custos e Despesas não controláveis	6.866,6	8.663,7	- 20,7
1.1. Energia comprada	5.572,3	7.509,0	- 25,8
1.2. Transporte de potência elétrica	1.294,3	1.154,7	+ 12,1
2. Custo e Despesas controláveis	1.895,3	1.606,9	+ 17,9
2.1. PMSO	1.605,4	1.566,5	+ 2,5
2.2. Provisões/Reversões	290,0	40,4	+ 617,3
2.2.1. Contingências	55,9	(91,6)	-
2.2.2. Perdas esperadas de crédito de liquidação duvidosa	234,1	132,0	+ 77,4
3. Demais receitas/despesas	651,4	660,4	- 1,4
3.1. Depreciação e amortização	552,1	498,3	+ 10,8
3.2. Outras receitas/despesas	99,4	162,1	- 38,7
Total (1+2+3, s/ construção)	9.413,4	10.931,1	- 13,9
Custo de construção	2.128,0	1.368,6	+ 55,5
Total (1+2+3, c/ construção)	11.541,3	12.299,7	- 6,2

Os custos e despesas não controláveis apresentaram redução de 20,7% no ano, atingindo R\$ 6.866,6 milhões.

O EBITDA total combinado em 2022 foi de R\$ 3.780,3 milhões, incremento de 24,7% em relação ao mesmo período do ano anterior.

Abaixo o EBITDA ajustado das distribuidoras:

EBITDA ajustado Valores em R\$ milhões	Exercício		
	2022	2021	Var. %
EMT	1.879,8	1.422,0	+ 32,2
EMS	1.089,2	912,9	+ 19,3
ETO	496,7	394,7	+ 25,8
ESS	314,6	301,5	+ 4,4
Total combinado	3.780,3	3.031,1	+ 24,7

Desconsiderando os efeitos não recorrentes detalhados na tabela abaixo, o ebitda ajustado combinado recorrente do trimestre seria de R\$ 695,7 milhões, 96,7% acima do registrado no mesmo período do ano passado. No acumulado, o ebitda ajustado combinado recorrente atingiu R\$ 3.780,3 milhões, aumento de 30,9% em relação ao mesmo período do ano passado.

EBITDA ajustado combinado recorrente (R\$ milhões)	Exercício		
	2022	2021	Var. %
(=) EBITDA ajustado combinado do período	3.780,3	3.031,1	+ 24,7
(-) Efeitos não recorrentes (*)	-	135,2	-
(=) EBITDA ajustado combinado recorrente	3.780,3	2.895,9	+ 30,5

Em 2022, o lucro líquido da Rede Energia totalizou R\$ 2.146,0 milhões, incremento de 10,7% em relação ao registrado em 2021.

A seguir, o lucro das distribuidoras:

Lucro por Distribuidora (R\$ Milhões)	2022	2021	Var. %
EMT	1.190,7	1.015,5	+ 17,2
EMS	556,8	560,8	- 0,7
ETO	267,9	220,1	+ 21,7
ESS	130,5	142,5	- 8,4
Total combinado	2.146,0	1.939,0	+ 10,7

Desconsiderando os efeitos não caixa e não recorrentes detalhados na tabela abaixo e os impactos no resultado financeiro descritos no item 2.4, o lucro líquido ajustado combinado recorrente do trimestre seria de R\$ 291,2 milhões, R\$ 249,8 milhões acima do registrado no mesmo período do ano passado.

2.2 Resultados operacional e financeiro

No acumulado, o lucro líquido ajustado combinado recorrente atingiu R\$ 1.958,3 milhões, aumento de 4,7% em relação ao mesmo período do ano passado.

Abaixo os efeitos não caixa no trimestre:

	2022	2021	Var. %
(=) Lucro líquido combinado do período	2.146,0	1.939,0	+ 10,7
(-) Ativo financeiro indenizável da concessão (VNR)	187,7	275,2	- 31,8
(-) Efeitos não recorrentes (*)	-	89,3	-
(=) Lucro líquido ajustado combinado recorrente	1.958,3	1.574,5	+ 24,4

(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

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 são impactadas pela variação no IGPM ou IPCA, dependendo do contrato de cada distribuidora.

(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 da Companhia

Eventuais variações no IPCA afetam os contratos de compra de energia e alteram o resultado operacional da Companhia. Além disso, variações nas taxas de juros afetam o seu resultado financeiro.

CDI e TJLP: 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-de-obra, equipamentos, material sobressalente, combustível, alimentação, entre outros. Parte do custo com pessoal varia em função do índice de inflação, em virtude dos dissídios salariais.

2.3 Mudanças nas práticas contábeis/Opiniões modificadas e ênfases

(a) mudanças nas práticas contábeis que tenham resultado em efeitos significativos sobre as informações previstas nos campos 2.1 e 2.2

(i) 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 2023
Alterações ao IAS 1	Classificação de passivos como circulante ou não circulante	1º de janeiro de 2024
Alterações ao IAS 8	Definição de estimativas contábeis	1º de janeiro de 2023
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)

(ii) 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	Referência à estrutura conceitual	1º de janeiro de 2022
IAS 37	Contrato oneroso	1º de janeiro de 2022
IAS 16/CPC 27	Imobilizado	1º de janeiro de 2022
IAS 2 CPC 16	Estoque	1º de janeiro de 2022
Melhorias Anuais ao Ciclo de IFRS's 2018-2020	Melhorias IFRS 1/CPC 37, IFRS 9/CPC 48, IFRS 16/CPC 06 (R2) e IAS 41/CPC 29	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.

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

Não aplicável, tendo em vista que não foram incluídas opiniões modificadas e ênfases no relatório do auditor referente ao último exercício social.

2.4 Efeitos relevantes nas DFs

(a) introdução ou alienação de segmento operacional

Não aplicável, tendo em vista que não houve no exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2022 a introdução ou alienação de qualquer segmento operacional da Companhia que se caracterize como alienação ou introdução de unidade geradora de caixa.

(b) constituição, aquisição ou alienação de participação societária

Não aplicável, tendo em vista que não houve no exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2022 a constituição, aquisição ou alienação de participação societária.

(c) eventos ou operações não usuais

Não aplicável, tendo em vista que durante o exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2022 não houve quaisquer eventos ou operações não usuais com relação à Companhia ou suas atividades que tenham causado ou se espera que venham causar efeito relevante nas demonstrações financeiras ou resultados.

2.5 Medições não contábeis

(a) informar o valor das medições não contábeis

Descrição	Exercício findo em
	31/12/2022
EBITDA (Em R\$ milhões) ⁽¹⁾	4.140,0
EBITDA ajustado covenants (Em R\$ milhões)	3.792,4
Margem EBITDA (%)	27,4
Margem EBITDA Ajustado (%)	25,1

(1) Sem venda de ativos.

(b) fazer as conciliações entre os valores divulgados e os valores das demonstrações financeiras auditadas

Descrição / Valores em R\$ milhões Consolidados	Exercício findo em
	31/12/2022
Lucro líquido do exercício	2.036,1
(-) Imposto de renda e contribuição social sobre o lucro	(491,7)
(-) Resultado financeiro	(923,7)
(-) Amortização e depreciação	(688,5)
(-) Resultado de operações descontinuadas	-
EBITDA	4.140,0
(+) Receitas de acréscimos moratórios ⁽¹⁾	235,4
EBITDA ajustado covenants	4.375,4
Margem EBITDA, sem venda de ativos (%) ⁽²⁾	27,4
Margem EBITDA Ajustado (%)	28,9
Margem Líquida (%) ⁽³⁾	13,5

(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 líquida.

(3) A margem líquida é calculada pelo lucro líquido dividido pela receita líquida.

(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

O EBITDA (*Earnings Before Interest, Taxes, Depreciation and Amortization*) ou LAJIDA (Lucro Antes dos Juros, Impostos sobre Renda incluindo Contribuição Social sobre o Lucro Líquido, Depreciação e Amortização) é utilizado como uma medida 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 o EBITDA é uma medida prática para aferir seu desempenho operacional e permitir uma comparação com outras companhias do mesmo segmento.

Já o EBITDA Ajustado é uma métrica mais adequada para o serviço de energia elétrica do país, pois este 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.

A Margem EBITDA e a Margem EBITDA Ajustado são métricas de rentabilidade operacional apresentadas como uma porcentagem da receita líquida de suas vendas. Ela é calculada através da divisão do EBITDA ou do EBITDA Ajustado, conforme o caso, pela receita líquida de uma 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

2.5 Medições não contábeis

indicador implica estimar o quanto resultado operacional é gerado por cada real de receita arrecadado com as vendas.

O EBITDA, a Margem EBITDA, o EBITDA Ajustado, a Margem EBITDA Ajustado não são medidas reconhecidas 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 apresentados e não devem ser considerados como base para distribuição de dividendos, como substitutos do lucro líquido, como indicadores do desempenho operacional ou, ainda, como indicador de liquidez. Não possuem um significado padrão e podem não ser comparáveis a medidas com títulos semelhantes fornecidos por outras companhias.

O EBITDA, a Margem EBITDA, o EBITDA Ajustado e a Margem EBITDA Ajustado são indicadores financeiros utilizados para avaliar o resultado de empresas sem a influência de sua estrutura de capital, de efeitos tributários e outros impactos contábeis sem reflexo direto no fluxo de caixa da empresa.

2.6 Eventos subsequentes as DFs

Ocorreram os seguintes eventos após as últimas demonstrações financeiras consolidadas da Companhia, cuja emissão foi autorizada em 16 de março de 2023:

Bandeiras tarifárias

A ANEEL definiu para as controladas distribuidoras de energia elétrica, a aplicação da Bandeira Verde a serem aplicadas para os meses de janeiro a março de 2023, resultado de análises do cenário hidrológico do país.

Retirada de patrocínio de planos de previdências

Em 31 de janeiro de 2023 as controladas distribuidoras de energia elétrica ETO, EMT, EMS e ESS solicitaram à Fundação Energisa de Previdência - EnergisaPrev a retirada de patrocínio dos planos de benefício, Elétricas BD, Elétrica OP, Plano R, Plano I e Plano II, em face ao reduzido número de participantes remanescentes nesses planos, após os movimentos de migração concluídos em 2022, tornando-os inviáveis em termos de custeio administrativo.

Decisão do STF sobre "coisa julgada" em matéria tributária

Em 08 de fevereiro de 2023, o Supremo Tribunal Federal concluiu o julgamento dos Temas 881 e 885, decidindo pela perda de efeitos das decisões individuais transitadas em julgado quando, em controle de constitucionalidade, ocorrer mudança do entendimento da corte em julgamento de temas tributários. Avaliando as decisões judiciais com trânsito em julgado, a Companhia e suas controladas não identificaram casos em que houve modificação de entendimento pelo Supremo Tribunal Federal, para a data base de 31 de dezembro de 2022.

Empréstimos contratados - Controlada EMT

Em 30 de janeiro 2023 a controlada Energisa Mato Grosso Distribuidora de Energia S/A., captou junto ao Banco Citibank S/A a importância de R\$300.000, correspondente a USD58.823 dólares americanos, com remuneração de SOFR + 0,80% ao ano, com vencimento em 30 de janeiro de 2026. Foi contratado swap a taxa de CDI + 1,50% ao ano, retirando o risco cambial da operação.

Em 09 de março 2023 a controlada Energisa Mato Grosso Distribuidora de Energia S/A., captou junto ao Scotiabank Brasil S/A Banco Múltiplo a importância de R\$230.000, correspondente a USD44.264 dólares americanos, com remuneração de 5,365 ao ano, com vencimento em 09 de março de 2026. Foi contratado swap a taxa de CDI + 1,57% ao ano, retirando o risco cambial da operação

Emissão de Debêntures - Controladas EMS, ETO e ESS

Em 15 de fevereiro de 2023 a controlada Energisa Mato Grosso do Sul Distribuidora de Energia S/A efetuou a 18ª emissão de debêntures em moeda corrente no montante de R\$200.000 em serie única, com vencimento em 15 de fevereiro de 2025 e remuneração de CDI mais 1,40% ao ano. Os recursos foram disponibilizados em conta corrente no dia 06 de março de 2023 e foram destinados à gestão ordinária dos negócios da controlada.

Em 15 de fevereiro de 2023 a controlada Energisa Tocantins Distribuidora de Energia S/A efetuou a 9ª emissão de debêntures em moeda corrente no montante de R\$200.000 em serie única, com vencimento em 15 de fevereiro de 2025 e remuneração de CDI mais 1,40% ao ano. Os recursos foram

2.6 Eventos subsequentes as DFs

disponibilizados em conta corrente no dia 06 de março de 2023 e foram destinados à gestão ordinária dos negócios da controlada.

Em 15 de fevereiro de 2023 a controlada Energisa Sul Sudeste Distribuidora de Energia S/A efetuou a 9ª emissão de debêntures em moeda corrente no montante de R\$150.000 em serie única, com vencimento em 15 de fevereiro de 2026 e remuneração de CDI mais 1,50% ao ano. Os recursos foram disponibilizados em conta corrente no dia 06 de março de 2023 e foram destinados à gestão ordinária dos negócios da controlada.

Dividendos do exercício de 2022 - controladora

O Conselho de Administração da Companhia em reunião realizada em 16 de março de 2023, aprovou a distribuição de dividendos adicionais propostos à conta do lucro do exercício de 2022, no montante de R\$452.657, equivalentes a R\$0,214496510620872 por ação ordinária do capital social. Os pagamentos serão efetuados no dia 30 de março de 2022, com base na posição acionária da Companhia em 21 de março de 2023.

Dividendos do exercício de 2022 - controladas

A Administração das controladas aprovou, em 15 e 16 março de 2023, a distribuição de dividendos adicionais propostos a conta do lucro do exercício de 2022 conforme demonstrado a seguir:

Controladas	Valor dividendos	Valor por ação (R\$)	Data pagamento
EMT	366.689	1,67481657650797 ON e PN	Em 29/03/2023
EMS	194.448	300,528167567047 ON	A partir de 16/03/2023
ETO	50.731	77,8550183927632 ON e PN	A partir de 17/03/2023
ESS	13.090	134,805192664121 ON	A partir de 17/03/2023

2.7 Destinação de resultados

	2022
Regras sobre retenção de lucros	Satisfeitos os requisitos e limites legais, 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 desta quota entre conselheiros e diretores. Após a constituição da reserva legal, equivalente a 5% do lucro líquido do exercício, os lucros excedentes aos dividendos pagos, conforme regra de distribuição estabelecida no item b abaixo, são retidos com base em orçamento de capital, aprovado pelo Conselho de Administração da Companhia, para, principalmente, reinvestimento e quitação de financiamentos.
Valores das retenções de lucros	No exercício findo em 31/12/2022 a Companhia efetuou retenção de lucros com base em orçamento de capital no montante de R\$ 121.789.446,15
Percentuais em relação aos lucros totais declarados	0,08601027%
Regras sobre distribuição de dividendos	A Companhia distribuirá, entre todas as espécies de suas ações, como dividendo obrigatório, 25% do lucro líquido do exercício, ajustado nos termos do artigo 202 da Lei nº 6.404/76. Adicionalmente, as ações preferenciais da Companhia farão jus ao recebimento de dividendos não cumulativos, no mínimo 10% superiores aos atribuídos às ações ordinárias.
Periodicidade das distribuições de dividendos	Os dividendos são pagos entre a data da publicação das demonstrações financeiras e em até 60 dias após a Assembleia Geral Ordinária 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 Companhia está sujeita à Política de Destinação de Resultados da ESA, a qual engloba todo o Grupo Energisa e foi aprovada na reunião do Conselho de Administração da ESA realizada em 12 de setembro de 2019. A referida política está disponível para consulta no link https://ri.energisa.com.br/governanca-corporativa/politicas-e-codigos

2.8 Itens relevantes não evidenciados nas DFs

(a) os ativos e passivos detidos pela Companhia, direta ou indiretamente, que não aparecem no seu balanço patrimonial (*off-balance sheet items*), tais como:

(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 2022 (*off balance sheet*).

(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 2022 (*off balance sheet*).

(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 2022 (*off balance sheet*).

(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 2022 (*off balance sheet*).

(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 2022 (*off balance sheet*).

2.9 Comentários sobre itens não evidenciados

(a) como tais itens alteram ou poderão vir alterar as receitas, as despesas, o resultado operacional, as despesas financeiras ou outros itens das demonstrações financeiras da Companhia

Conforme mencionado no item 2.8 acima, não há itens não evidenciados nas demonstrações financeiras no exercício findo em 31 de dezembro de 2022.

(b) natureza e o propósito da operação

Conforme mencionado no item 2.8 acima, não há itens não evidenciados nas demonstrações financeiras no exercício findo em 31 de dezembro de 2022.

(c) natureza e montante das obrigações assumidas e dos direitos gerados em favor da Companhia em decorrência da operação

Conforme mencionado no item 2.8 acima, não há itens não evidenciados nas demonstrações financeiras no exercício findo em 31 de dezembro de 2022.

2.10 Planos de negócios

(a) investimentos, incluindo:

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

No exercício de 2022, os investimentos totais foram R\$ 2.595,6 milhões, representando aumento de 68,2%. Na tabela abaixo encontram-se os investimentos realizados por empresa:

Investimentos	Ativos Elétricos			Obrigações Especiais			Ativos Não Elétricos			Investimento Total		
	Valores em R\$ milhões	2022	2021	Var. %	2022	2021	Var. %	2022	2021	Var. %	2022	2021
EMT	895,8	579,7	+ 54,5	188,0	4,3	+ 4.299,0	35,8	12,0	+ 199,1	1.119,6	595,9	+ 87,9
EMS	701,5	466,4	+ 50,4	106,4	43,8	+ 143,2	25,0	5,4	+ 363,9	832,9	515,5	+ 61,6
ETO	341,7	253,0	+ 35,1	36,6	30,1	+ 21,5	17,5	2,3	+ 664,7	395,9	285,4	+ 38,7
ESS	202,1	118,9	+ 69,9	29,2	22,1	+ 32,0	15,9	5,3	+ 203,7	247,3	146,3	+ 69,0
Total Distribuidoras	2.141,2	1.418,0	+ 51,0	360,2	100,3	+ 259,2	94,2	24,9	+ 278,6	2.595,6	1.543,1	+ 68,2

Para o exercício social a ser encerrado em 31 de dezembro de 2023, a Companhia estima investir R\$ 2.303,4 milhões, assim distribuídos:

Ativos Elétricos	Ativos Não Elétricos	Ativos Próprios Total	Obrigações Especiais (CDE, CCC, Participação Financeira do Consumidor e P&D/PEE)	Total
1.816,90	175,4	1.992,2	311,1	2.303,4

Os valores acima foram estimados pela administração Companhia e englobam os ativos elétricos e não elétricos próprios, assim como obrigações especiais, especialmente dos segmentos de distribuição e transmissão, tendo como foco: (i) o programa de universalização de energia elétrica; (ii) o atendimento de novas cargas e expansão das redes elétricas; (iii) a manutenção e substituição de ativos das redes elétricas; (iv) a melhoria da qualidade na prestação de serviços de distribuição; (v) o combate ao furto de energia; e (vi) o aperfeiçoamento de processos internos e de informática.

(ii) fontes de financiamento dos investimentos

A Companhia financia seus projetos de investimento através de linhas de financiamento de bancos comerciais, 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.]

(iii) 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

2.10 Planos de negócios

Não aplicável, tendo em vista que a Companhia não adquiriu plantas, equipamentos, patentes ou outros ativos capazes de influenciar materialmente a sua capacidade produtiva nos últimos três exercícios sociais e no exercício social corrente.

(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

Foram investidos R\$ 22,7 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 Energisa consciente de sua responsabilidade social, promove iniciativas com foco na descarbonização da matriz elétrica brasileira com o compromisso de gerar impacto positivo nas comunidades e desenvolvimento sustentável em sua área de atuação.

2.11 Outros fatores que influenciaram de maneira relevantes o desempenho operacional

Não há outras informações que a Companhia julgue relevantes em relação a esta Seção 2 que não tenham sido divulgadas nos demais itens deste Formulário de Referência.

3.1 Projeções divulgadas e premissas

Nos termos do artigo 21 da Resolução da CVM nº 80, de 29 de março de 2022 (“Resolução CVM 80”), a divulgação de projeções e estimativas é facultativa. Assim, em linha com o que tem sido a prática da Companhia, esta optou, neste momento, por não divulgar projeções de qualquer natureza (inclusive operacionais e financeiras) relacionadas a ela ou a suas atividades.

3.2 Acompanhamento das projeções

Não aplicável, tendo em vista que a Companhia optou por não divulgar projeções, nos termos do artigo 21 da Resolução CVM 80.

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, 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, poderia ou causará um “efeito adverso” ou um “efeito negativo” para a Companhia, “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) Com relação à Companhia

A Companhia é preponderantemente uma holding e, conseqüentemente, 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 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 controladas EMT, EMS, ETO e ESS (“Distribuidoras” ou “Controladas”). Conseqüentemente, o resultado financeiro da Companhia depende dos negócios, situação financeira e dos resultados operacionais das demais empresas controladas direta ou indiretamente pela Companhia. Assim, 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.

4.1 Descrição dos fatores de risco

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

Para obter recursos para suas atividades, 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.

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

A Companhia poderá ter dificuldades em integrar ou administrar novas construções ou ampliações de instalações e equipamentos de distribuição, transmissão e geração, 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 ou construção de novas instalações.

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 não previstas e reivindicações legais feitas ao negócio adquirido antes de sua aquisição;
- incapacidade de obter alvarás, licenças e aprovações da ANEEL, do Conselho Administrativo de Defesa Econômica - CADE ("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;

4.1 Descrição dos fatores de risco

- 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 de outros riscos, a Companhia 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, especialmente em caso de condenação por dano moral coletivo por parte do Ministério Público do Trabalho em razão de greves e paralisações, o que pode vir a afetar de maneira adversa sua situação financeira e seus resultados operacionais.

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. 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 (“*cross default*”) 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. No caso de vencimento antecipado de qualquer destes contratos financeiros, a Companhia poderá não ser capaz de realizar o pagamento do saldo devedor da respectiva dívida, o que poderá ter um impacto adverso relevante nos negócios e na situação financeira consolidada da Companhia. 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 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.

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, bem como daqueles prestados por membros da sua administração, na execução de sua atividade de desenvolvimento e implantação de projetos, bem como na operação dos ativos existentes. Se a Companhia perder os principais integrantes desse quadro de pessoal, terá de atrair e treinar pessoal adicional para sua área técnica, 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 precisam reter. Se a Companhia não conseguir atrair e manter o pessoal essencial de que precisa para expansão de suas operações, poderá ser incapaz de administrar seus negócios de modo eficiente, o que pode ter um efeito adverso sobre a Companhia.

4.1 Descrição dos fatores de risco

A Companhia pode precisar de capital adicional no futuro para implementar sua estratégia de negócios, por meio da emissão de valores mobiliários, e isto 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, confirmam 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, confirmam um direito de subscrever ou receber 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.

Os controles internos da Companhia poderão não ser bem-sucedidos em sua função de prevenir ou detectar todas as violações às leis ou às políticas internas da Companhia.

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 à lei por qualquer pessoa, empregados ou administradores. A Companhia poderá, no futuro, vir a descobrir algum caso no qual a Companhia falhou em cumprir com as leis, regulações ou controles internos aplicáveis. Se quaisquer Controladas, empregados ou outras pessoas se envolverem em práticas fraudulentas, corruptas ou injustas, ou mesmo em qualquer violação à lei, regulação ou política interna aplicáveis, a Companhia pode vir a sofrer ações coercitivas ou ser responsabilizada pela violação às referidas leis, regulamentos ou políticas de controles internos, o que pode resultar em penas, multas ou sanções e afetar adversamente a reputação, as condições financeiras, os resultados operacionais e os negócios da Companhia.

A terceirização de atividades pela Companhia pode ter um efeito adverso relevante nos seus resultados e/ou na sua condição financeira caso tal terceirização venha a ser considerada como vínculo empregatício para fins da legislação aplicável ou caso venha a ser considerada ilegal pelo Poder Judiciário.

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 vir a ser condenadas judicialmente a arcar com tais obrigações de forma subsidiária.

Em março de 2017 foi promulgada, pelo Governo Federal, a Lei nº 13.429, que pretendia regulamentar e confirmar a legalidade das relações de trabalho em empresas de prestação de serviços a terceiros. Em agosto de 2018 o Supremo Tribunal Federal (“STF”) proferiu julgamento declarando ser lícita a terceirização, inclusive da atividade-fim das empresas, ou qualquer outra forma de divisão do trabalho entre pessoas jurídicas distintas, independentemente do objeto social das empresas envolvidas, mantida a responsabilidade subsidiária da empresa contratante. Este posicionamento foi adotado pelo TST, que vem proferindo decisões com base no entendimento do STF, reconhecendo a legalidade da terceirização.

Caso os entendimentos do STF e do TST, ou mesmo caso sobrevenha nova lei proibindo a terceirização, a Companhia e suas Controladas poderão ser obrigadas 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.

4.1 Descrição dos fatores de risco

A Companhia pode ser vítima de ataques cibernéticos que causem impacto em suas operações, bem como pode ser vítima de vazamento de dados pessoais, sendo que ambas as situações podem causar perdas diretas e indiretas, inclusive multas e indenizações, que podem impactar sua capacidade financeira.

Problemas imprevistos com nossos controles, ou em nossas instalações, falhas de sistema, falhas de *hardware* ou *software*, vírus de computador ou ataques de hackers podem afetar a qualidade de nossos serviços e causar interrupções de serviço.

Quaisquer ataques cibernéticos bem-sucedidos podem resultar em impactos na imagem e reputação da organização, na paralisação de sistemas ou indisponibilidade de serviços, ocasionando perdas de negócios, contaminação, corrupção ou perda de dados de clientes e outras informações sensíveis armazenadas, na violação de segurança de dados, na divulgação não autorizada de informações ou, ainda, na perda de níveis significativos de ativos líquidos (incluindo valores monetários).

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.

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.

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.

Além disso, em agosto de 2018, foi sancionada a Lei 13.709/18, que regula o tratamento de dados pessoais, estabelecendo princípios e regras aplicáveis em todos os setores econômicos e relações contratuais (a Lei Geral de Proteção de Dados Pessoais, ou LGPD). A LGPD estabelece regras detalhadas para a coleta, uso processamento e armazenamento de dados pessoais aplicáveis a qualquer tipo de relação, inclusive relações com consumidores e empregados, em ambientes físicos ou digitais. Como resultado da LGPD e de outras normas e regulações sobre privacidade que venham a ser aplicáveis, as atividades da Companhia poderão ser impactadas, requerendo investimentos adicionais e aumento nos recursos de segurança técnicos e organizacionais, o que poderá causar efeito material adverso em sua condição financeira e resultados operacionais.

Decisões adversas em um ou mais processos administrativos, judiciais e/ou arbitrais em que a Companhia e/ou as Controladas são partes podem afetar adversamente seus negócios e resultados operacionais.

4.1 Descrição dos fatores de risco

A Companhia e as Controladas são partes em processos administrativos, judiciais e/ou arbitrais, na esfera cível, trabalhista e fiscal, que são ajuizados no curso habitual dos seus negócios.

Decisões judiciais ou administrativas contrárias à Companhia ou às suas Controladas 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). Decisões contrárias à Companhia e às suas Controladas também poderão envolver valores para os quais não foram estabelecidas provisões e requeiram recursos financeiros relevantes e/ou poderão desviar a atenção da administração da Companhia de suas operações diárias. A ocorrência de quaisquer desses riscos poderá afetar de forma material e adversa a Companhia.

Em 2020, 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. Caso novos procedimentos sejam propostos, isso poderá afetá-la adversamente, gerando custos com consultoria jurídica e contratação de terceiros, danos de imagem e reputação da Companhia, bem como poderão desviar a atenção da administração da Companhia de suas operações diárias

Para mais informações sobre os processos administrativos e judiciais 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.

As Controladas da Companhia sujeitas ao regime de concessão, possuem seguro para todos os ativos que, por razões de ordem técnica, sejam essenciais à garantia e confiabilidade dos seus sistemas elétricos, conforme regulamentação vigente. Todavia, 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 ou que a cobertura de seguros necessária estará disponível no futuro. Além disso, a Companhia e suas controladas podem não ser capazes de obter, no futuro, apólices de seguro nos mesmos termos que os 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.

(b) Com relação aos 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

4.1 Descrição dos fatores de risco

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 poderes pode ter um impacto adverso relevante na condição financeira e nos negócios da Companhia.

Para mais informações sobre o grupo de controle da Companhia, vide o item 6 deste Formulário de Referência.

(c) Com relação a 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: 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 Distribuidora de Energia.

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

As Distribuidoras com concessões vencidas celebraram aditivos aos respectivos contratos de concessão, tendo suas concessões prorrogadas e aderindo às novas exigências regulatórias e especialmente à obrigatoriedade de cumprimento de indicadores de qualidade e financeiros previamente definidos e expressamente previstos nos próprios termos aditivos que podem ser visualizados no site da ANEEL.

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 caducidade da concessão com a devida indenização dos bens reversíveis. Não poderá ser assegurado que a remuneração pela reversão dos ativos será suficiente para recuperar, de forma indireta, o valor investido, sendo que ambos os casos poderão causar um impacto adverso nos resultados operacionais e financeiros da Companhia.

As Distribuidoras podem não conseguir controlar com sucesso as suas perdas de energia.

As Distribuidoras sofrem 2 tipos de perda de energia: as perdas técnicas e as perdas não técnicas (também conhecidas como comerciais). Perdas técnicas são aquelas decorrentes do curso ordinário de transformação, transporte e distribuição de eletricidade. Perdas comerciais são aquelas resultantes de conexões ilegais, fraude e erro na cobrança e medição. Como resultado de sinais econômicos dados

4.1 Descrição dos fatores de risco

às tarifas de energia, verificou-se um aumento das perdas de energia causadas por conexões ilegais, roubo e fraude por parte de clientes que tentavam evitar o limite de consumo.

As perdas totais consolidadas nos últimos 12 meses encerrados em dezembro de 2022 somaram [●] GWh, representando [●]% da energia requerida.

As Distribuidoras não podem assegurar que as estratégias implantadas para combater as perdas de energia serão eficazes e qualquer dificuldade em combater de modo eficiente poderá afetar a condição financeira e os resultados operacionais da Companhia. Conforme determinação da ANEEL, a parcela de perdas de energia das Distribuidoras que exceder os percentuais limites não poderão ser repassada por meio de aumento das tarifas. Adicionalmente, não é possível assegurar que medidas adotadas pelo governo federal em resposta a uma possível escassez de energia no futuro não venham a afetar adversamente a condição financeira e resultados operacionais das Distribuidoras e, conseqüentemente, a condição financeira e resultados operacionais da Companhia.

As operações, equipamentos e instalações das Controladas 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 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 normas 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 ou condição financeira e, conseqüentemente, os resultados operacionais ou a condição financeira da Companhia.

O legislador também optou pela objetividade da responsabilidade civil ambiental. Ou seja, para a imputação da responsabilidade por dano 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.

4.1 Descrição dos fatores de risco

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.

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 suas usinas, 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.

O valor das indenizações em caso de interrupções ou distúrbios que não possam ser atribuídos a nenhum agente identificado do setor elétrico e o critério de identificação do agente causador é realizado em conformidade com o disposto nos procedimentos de rede estabelecidos pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico (“ONS”) e homologados pela ANEEL. 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 podem ser insuficientes para cobrir as perdas e danos respectivos, o que pode impactar de forma adversa e relevante os seus negócios, resultados operacionais ou condição financeira e, conseqüentemente, os resultados operacionais 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.

Como resultado das condições econômicas e outros fatores além do controle da Companhia, o conjunto das concessionárias distribuidoras de energia elétrica já esteve sobrecontratado e a ANEEL ainda não tem uma solução definitiva para o problema.

Em reunião da Diretoria da Aneel, realizada em 25 de abril de 2017, o regulador definiu que a aprovação da involuntariedade de cada distribuidora será avaliada individualmente, considerando o máximo esforço para atingimento do nível de cobertura contratual, conforme previsto na Resolução Normativa 453/2011. Nas demonstrações financeiras de 2016, conservadoramente, foram provisionadas despesas incorridas com as sobras de energia não repassáveis na tarifa, no valor de R\$ 45,0 milhões.

Em 2017 as distribuidoras revisaram os níveis de contratação de 2016, em função da atualização de parâmetros regulatórios e acordos bilaterais retroativos. No exercício de 2017 foram revertidas as provisões de sobrecontratação relativas ao exercício de 2016, sendo refletidas na demonstração dos resultados R\$ 2,9 milhões no 2T17 e R\$ 47,7 milhões no 4T17. Neste sentido ocorreu redução dos valores anteriormente provisionados em R\$ 50,3 milhões.

Adicionalmente, a Companhia calculou os efeitos da sobrecontratação para o exercício de 2017, tendo apurado o montante positivo de R\$ 8,4 milhões, contabilizado na demonstração do resultado do exercício e que será reconhecido nas tarifas a partir do próximo reajuste tarifário. Dessa forma, quando somados, os efeitos da reversão da provisão de 2016 e da apuração da sobrecontratação de 2017 representam R\$ 58,6 milhões, não recorrentes na demonstração do resultado daquele exercício. No

4.1 Descrição dos fatores de risco

primeiro trimestre de 2019, considerando as informações disponíveis referentes aos níveis contratuais de 2018, houve reconhecimento positivo de R\$ 9,0 milhões na EMS.

A Companhia e suas Controladas 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, inclusive as Distribuidoras, 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 da Companhia e das Distribuidoras se mostre incorreta e a Companhia e as Distribuidoras comprem energia elétrica em volume menor ou maior do que suas necessidades, a Companhia e 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).

Por sua vez, caso o nível de contratação seja inferior a 100% do mercado, as Distribuidoras são obrigadas a comprar a energia faltante bem como estão sujeitas a penalidades pecuniárias em decorrência do descumprimento que também não possuem qualquer cobertura tarifária, podendo impactar diretamente no resultado financeiro da Companhias e suas Distribuidoras..

De forma semelhante, os valores contratados em níveis superiores a 105% também não possuem cobertura tarifária, de forma que o montante de energia excedente ao limite de 105% será liquidado no Mercado de Curto Prazo de forma centralizada pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (“CCEE”).

Desta forma, a incapacidade das Distribuidoras de projetar a demanda de consumo e a conseqüente 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) Com relação aos seus administradores

Os administradores da Companhia podem tomar determinadas decisões que não atendam aos interesses dos acionistas, em especial dos acionistas minoritários.

Os administradores da Companhia devem seguir as disposições contidas em seu Estatuto Social e no Regimento de Diretoria, instrumentos esses que definem as responsabilidades e limites de atuação desses administradores. Entretanto, a Companhia não pode garantir que os administradores sempre tomarão as melhores decisões com base nesses instrumentos, nem mesmo que seguirão fielmente as disposições contidas nesses instrumentos, o que pode impedir que a Companhia alcance bons resultados ou até mesmo gerar prejuízos para a Companhia.

Os administradores podem ser parte em processos administrativos, judiciais e arbitrais, com decisões desfavoráveis que podem impactar a Companhia, de forma solidária ou subsidiária, direta ou indireta, bem como podem resultar em ações regressivas movidas pelos administradores contra a Companhia.

4.1 Descrição dos fatores de risco

Não podemos garantir que processos administrativos, judiciais e arbitrais, movidos contra os administradores da Companhia, serão decididos em favor desses administradores. Quando os processos podem resultar em responsabilidade solidária ou subsidiária para a Companhia, ou mesmo quando podem resultar em ações repressivas contra a Companhia movida por seus administradores, a Companhia faz provisões contábeis, mas não podemos garantir que essas provisões sejam suficientes para cobrir eventuais indenizações. Também não podemos garantir que o seguro D&O (*Directors and Officers*) contratado pela Companhia seja suficiente para cobrir os custos e indenizações de eventuais processos judiciais envolvendo os administradores, o que pode resultar em custos não previstos pela Companhia.

A Companhia pode ser afetada caso seus administradores violem o Código de Ética e Conduta e as leis anticorrupção.

Não é possível garantir que a Companhia irá conseguir prevenir ou detectar práticas ilícitas ou contrárias aos normativos internos e legais, em especial a lei anticorrupção, por parte de seus administradores, o que poderá resultar, em face de sua responsabilidade objetiva, em multas e/ou outras sanções para a Companhia, que poderão impactar negativamente a imagem da Companhia, seu equilíbrio econômico-financeiro e seus negócios, incluindo a proibição de receber incentivos fiscais, subsídios e créditos de bancos públicos. Além disso, práticas ilícitas podem resultar em prisão preventiva de administradores, com impacto imediato para a Companhia em função da dificuldade de designação de novos administradores e reposição imediatas.

(e) Com relação a seus fornecedores

As Controladas 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, as Controladas e, conseqüentemente, a Companhia, podem sofrer um impacto adverso em suas receitas e resultados operacionais.

As Controladas dependem de terceiros para fornecer os equipamentos utilizados em suas instalações tendo em vista que a construção dos empreendimentos das Controladas e sua operação e manutenção são feitas por meio da contratação de terceiros. O fornecimento e a prestação de serviços com qualidade eventualmente abaixo da prevista poderão gerar o não cumprimento de condições declaradas ao Poder Concedente e reduzir temporariamente a capacidade de fornecimento de energia, afetando as receitas e a imagem das Controladas e, conseqüentemente, da Companhia, além de provocar desgaste acelerado de ativos de distribuição de energia elétrica das Controladas, acarretando custos adicionais e a diminuição da receita projetada, podendo causar um impacto adverso na situação financeira e nos resultados operacionais das Controladas e, conseqüentemente, 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 às Controladas e, por consequência, à Companhia.

(f) Com relação a seus clientes

As Distribuidoras obtêm parte de suas receitas operacionais a partir de clientes qualificados como consumidores “potencialmente livres”, que têm a liberdade de procurar fornecedores alternativos de energia.

Em virtude da regulamentação do setor elétrico vigente, os clientes (i) com uma demanda contratada igual ou superior a 500 kW, que optarem por contratar fontes incentivadas, como energia eólica, solar,

4.1 Descrição dos fatores de risco

biomassa ou de PCHs, também chamados de consumidores “especiais”, e (ii) consumidores com carga igual ou maior que 1.000 kW independentemente da tensão, também chamados de consumidores “livres”, podem adquirir energia diretamente de outros fornecedores de energia, como comercializadores e geradores, observadas as condições previstas na legislação e regulamentação aplicáveis (e.g. tensão, limites de carga, fontes etc.).

Ressalta-se que não há impacto nos resultados operacionais das distribuidoras, tendo em vista que a migração de consumidores ao mercado livre não impacta no pagamento da parcela da distribuidora, mas somente no que se refere à compra de energia cujo regulamento da ANEEL já prevê os mecanismos adequados para mitigação de efeitos na sobrecontratação.

As Distribuidoras possuem contas a receber vencidas que, se não forem pagas, podem afetar adversamente seus resultados financeiros.

A habilidade das Distribuidoras de receberem os pagamentos devidos por seus consumidores depende da capacidade de crédito desses consumidores e da capacidade de cobrá-los.

Em 31 de dezembro de 2022, a Companhia e suas controladas acumularam contas a receber de clientes (circulante e não circulante) no valor total de R\$ [●], dos quais [●]% correspondem a contas vencidas e não pagas há mais de 90 dias. Além disso, em 31 de dezembro de 2022, a provisão para devedores duvidosos era de R\$ [●], o que já impactou os resultados das Distribuidoras.

Caso as Distribuidoras não recuperem parcela significativa desses créditos, 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) Com relação aos setores de atuação

O confisco temporário ou expropriação permanente dos ativos das concessões da Companhia e suas Controladas, pode afetar adversamente as condições financeiras e os resultados operacionais da Companhia.

A União Federal pode retomar o serviço público delegado à Companhia e suas Controladas 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 ou por razões econômicas e por outras razões 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

4.1 Descrição dos fatores de risco

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. Sendo comprovada a não observância dos pressupostos legais do processo de intervenção, o serviço será imediatamente devolvido à concessionária, sem prejuízo de direito à indenização. Quando cessada a intervenção, e se desta não resultar a extinção da concessão, a administração do serviço será devolvida à concessionária, precedida de prestação de contas pelo interventor, que responderá pelos atos praticados durante a sua gestão. 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 e, conseqüentemente, poderão afetar adversamente a condição financeira e os resultados operacionais da Companhia.

(h) Riscos relacionados à 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 tratarem de monopólios naturais. Essa regulação é evolutiva e sofre constantes 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 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 atual governo 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

4.1 Descrição dos fatores de risco

distribuidoras de energia elétrica: (i) a CP ANEEL n.º 5/2021, que tratam 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 regulamentação da Lei nº 14.300, 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 um Contrato de Concessão, os quais possuem regras técnicas, regulatórias e condições econômico-financeiras bem definidas. Neste sentido, ainda que haja competência do MME e ANEEL em estabelecer diretrizes políticas e regular o serviço público de transmissão e de distribuição de energia elétrica, destaca-se que os Contratos de Concessão são atos jurídicos perfeitos de forma que, em observância ao princípio da legalidade e da segurança jurídica, fica resguardado o direito da concessionária a pleitear seu reequilíbrio caso norma superveniente venha a afetar seu equilíbrio econômico-financeiro.

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 do serviço público de transmissão e distribuição de energia elétrica, visando o atendimento ao interesse público, conforme estabelecido na Lei 8.987/95 e na Lei 9.074/95.

Por fim, importante compreender a complexidade em prever impactos relacionados às diversas mudanças legais e regulatórias sobre os negócios e resultados operacionais das concessionárias, e se esses impactos terão um efeito adverso ou positivo relevante sobre as concessões e, conseqüentemente, nos negócios e resultados operacionais da Companhia.

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 das Controladas da Companhia descumpram as obrigações a elas impostas contratualmente. Dependendo da gravidade do descumprimento, tais penalidades poderão incluir:

- 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; e
- caducidade da concessão.

Além disso, o Governo Federal tem o poder de terminar as concessões de concessionárias do setor elétrico antes do final do prazo, em caso de falência ou dissolução, ou por meio de encampação e caducidade, conforme explicado abaixo.

É possível que a ANEEL aplique penalidades pelo descumprimento dos contratos de concessão pelas concessionárias do setor elétrico ou, ainda, que o Poder Concedente termine antecipadamente as concessões. Caso os contratos de concessão sejam terminados, as concessionárias do setor elétrico não poderão operar seus negócios. Além disso, o pagamento a que as concessionárias do setor elétrico

4.1 Descrição dos fatores de risco

terão direito, quando do término de suas respectivas concessões, poderá não ser suficiente para liquidação total de seus passivos, e esse pagamento poderá ser postergado por muitos anos. Se os contratos de concessão das concessionárias do setor elétrico forem rescindidos por sua culpa, o montante do pagamento devido poderá ser reduzido de forma significativa com a imposição de multas ou outras penalidades. Desta forma, a aplicação de multas ou penalidades ou o término antecipado das concessões de qualquer Distribuidora poderão ter um efeito adverso significativo sobre sua condição financeira e seus resultados operacionais e, conseqüentemente, poderão afetar adversamente a condição financeira e os resultados operacionais da Companhia.

A ANEEL poderá extinguir o contrato de concessão das Distribuidoras 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, sendo que a esta só poderá ser 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 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 sua condição financeira e seus resultados operacionais e, conseqüentemente, poderão afetar adversamente a condição financeira e os resultados operacionais da Companhia.

Adicionalmente, não há como a Companhia assegurar que os atuais contratos de concessão das Distribuidoras 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

4.1 Descrição dos fatores de risco

previstas na Resolução ANEEL nº 846, de 11 de junho de 2019. A resolução inclui no rol de penalidades a possibilidade de multa, sendo esta limitada 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 de energia 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.

A energia hidrelétrica ainda é a principal fonte de energia no Brasil. Nos anos anteriores a 2001, o nível pluviométrico foi abaixo da média, não houve expansão adequada da capacidade instalada do SIN, e foi verificada aumento da demanda de consumo. Como consequência, os reservatórios e a capacidade hidrelétrica nas regiões sudeste, centro-oeste e nordeste do Brasil apresentaram níveis baixos. Além disso, medidas com o intuito de diminuir a dependência em usinas hidrelétricas com o investimento em usinas térmicas movidas a gás foram adiadas decorrentes de entraves legais e regulatórios. Em resposta à escassez de energia, o Governo Federal criou a Câmara de Gestão da Crise de Energia Elétrica (CGCE), para coordenar e administrar um programa para a redução do consumo de energia, e assim evitar a interrupção do fornecimento. Esse programa, conhecido por Racionamento, estabeleceu limites de consumo de energia para clientes industriais, comerciais e residenciais, esses limites variavam de 15% a 25% de redução do consumo de energia. O programa foi aplicado de junho de 2001 a fevereiro de 2002.

Após esse período, em 2015, o Brasil passou por um período de baixo nível pluviométrico, que impactou significativamente o setor elétrico. Todavia, diferentemente da solução adotada nos anos de 2001 e 2002, a saída para a nova crise foi desenhada com a ampliação da utilização e despacho de Usinas Termelétricas que, em regra, geram energia a um preço muito mais elevado que as Usinas Hidrelétricas.

Dada esta diferença de preço, a solução adotada no ano de 2015 e seguintes acabou por produzir um aumento significativo nas tarifas de energia elétrica.

No mesmo período, e também em decorrência da elevação do preço para aquisição de energia decorrente dos despachos das Usinas Térmicas, houve um impactante descasamento entre os valores reconhecidos inicialmente na tarifa e àqueles efetivamente gastos para aquisição da energia ao longo do ano.

Esta situação acabou por ser mitigada com o processamento de uma Revisão Tarifária Extraordinária para todas as Distribuidoras do SIN, bem como para a criação do sistema de bandeiras tarifárias que tem por objetivo trazer uma adequada sinalização de preço aos consumidores bem como reduzir o carregamento financeiro das Distribuidoras mantendo seu equilíbrio econômico-financeiro.

Já em 2021 o setor elétrico passou novamente por um período de escassez hídrica o que levou o governo federal a estabelecer uma série de medidas para retomada do nível dos reservatórios, como, por exemplo, do lado da demanda a criação de programas para incentivar a redução do consumo, e do

4.1 Descrição dos fatores de risco

lado da oferta ampliou o despacho de termelétricas e a importação de energia, adequou critérios de navegabilidade em bacias hidrográficas entre outras medidas. O resultado foi positivo para evitar um racionamento, mas por outro lado foi necessário a criação de um novo empréstimo setorial a fim de garantir a liquidez financeira do setor elétrico.

Diante do exposto, conclui-se que 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. Portanto, diferente do que se tinha nos anos 2000 e 2001, atualmente o país conta com um parque de usinas termelétricas muito mais significativo, com maior diversidade de fontes renováveis como a eólica e solar e também com maior capacidade de escoamento de energia entre os subsistema dada a maior robustez do segmento de transmissão o que torna menos provável a ocorrência de um novo racionamento de energia.

O programa de “universalização” do governo brasileiro requer que concessionárias distribuidoras de energia elétrica, incluindo as Distribuidoras, 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, depois 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 legal de propiciar o atendimento com energia elétrica a parcela da população do meio rural que não possuía acesso a esse serviço público” (Art. 1º do Decreto 4.873/2003).

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, mais recentemente por meio do Decreto nº 9.357/2018 que definiu a data 31 de dezembro de 2022 como limite para o cumprimento da política pública, podendo novamente ser prorrogada a sua vigência por novo Decreto, uma vez que as metas ainda não foram totalmente atingidas em diversas unidades da Federação.

Em atendimento as 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. Ainda neste contexto da Universalização do acesso ao fornecimento de energia elétrica, o Governo Federal criou o Programa Mais Luz para a Amazonia por meio do Decreto nº 10.221, de 05 de fevereiro de 2020, com a finalidade de fornecer o atendimento com energia elétrica à população brasileira residente em regiões remotas da Amazônia Legal, visando 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).

4.1 Descrição dos fatores de risco

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 próxima revisão periódica, 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 para a Amazonia 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 se a ANEEL não admitir uma compensação dos custos com o ajustamento das tarifas de maneira adequada, afetando seus negócios e resultados e, conseqüentemente, os negócios e resultados da Companhia.

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 2.4(c) 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. Por isso é importante que as Distribuidoras e as Transmissoras e, por consequência, a Companhia esteja atenta aos regulamentos para minimizar potenciais efeitos adversos que podem afetar negativamente e de forma relevante as tarifas das concessionárias

(i) Com relação aos países estrangeiros onde a Companhia atue

Não aplicável, tendo em vista que a Companhia atua apenas em território nacional.

(j) Riscos relacionados a 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

4.1 Descrição dos fatores de risco

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.

As operações das Controladas da Companhia podem resultar em acidentes com trabalhadores e com a comunidade, com risco de morte, lesões ou prejuízos a terceiros, o que pode gerar indenizações vultosas às pessoas afetadas, caso seja comprovada a responsabilidade dessas Controladas.

A natureza das operações das Controladas da Companhia envolve riscos de engenharia, na construção e manutenção dos seus ativos, em especial os riscos de eletricidade, aos quais estão sujeitos colaboradores próprios e terceirizados e, também, as pessoas da comunidade. Embora essas Controladas disponham de políticas e procedimento rígidos que contemplam a segurança dos trabalhadores e da comunidade, isso pode não ser suficiente para evitar a ocorrência de acidentes que resultem em mortes, lesões ou prejuízos a terceiros, o que poderá resultar no pagamento de indenizações caso comprovada a responsabilidade dessas Controladas.

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 elas 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.

(k) Riscos relacionados a questões ambientais

Alterações nas leis e regulamentos ambientais podem afetar de maneira adversa os negócios das empresas do setor de energia elétrica, inclusive as Distribuidoras.

As empresas do setor elétrico 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. 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

4.1 Descrição dos fatores de risco

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. Qualquer ação neste sentido por parte das agências governamentais ou atraso em cronogramas de implementação de projetos pelas Distribuidoras poderá afetar de maneira negativa os negócios do setor de energia elétrica e ter um efeito adverso para seus negócios e resultados e, conseqüentemente, para os negócios e resultados da Companhia.

A ocorrência de danos ambientais envolvendo as atividades de concessionárias de distribuição 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 sócios e administradores da empresa poluidora poderão ser obrigados a arcar com o custo da reparação ambiental. O pagamento de substanciais custos de recuperação do meio ambiente e indenizações ambientais podem obrigar as Controladas a retardar ou redirecionar investimentos em outras áreas e ter um efeito adverso para as mesmas e, conseqüentemente, para a Companhia, podendo inclusive afetar o valor de mercado dos valores mobiliários por elas emitidos.

(I) Riscos relacionados a 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 à Companhia e suas Controladas.

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 Controladoras 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 consequências diretas na rentabilidade de seus negócios.

Eventos climáticos severos podem impossibilitar ou dificultar a prestação de serviços pela Companhia e suas Controladas, com consequências diretas no aumento de custos e redução de faturamento.

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, por exemplo, tempestades, descargas atmosféricas, ventos fortes, chuvas intensas, inundações, calor excessivo e até mesmo variações bruscas de temperatura, podem causar forte impacto nessas linhas e redes, como queda de torres, postes e cabos de energia, curtos-circuitos

4.1 Descrição dos fatores de risco

por falhas de isolamento ou sobrecarga, dificuldade de acesso aos locais para reparos e manutenção, entre outras consequências. As Controladas da Companhia podem não ser capazes de atender a essas contingências com celeridade, o que pode resultar em prejuízos para sua imagem, perdas financeiras, indenizações a clientes e sanções de órgãos reguladores.

(m) Riscos relacionados a outras questões não compreendidas nos itens anteriores

O impacto da pandemia de COVID-19 e das medidas tomadas pelo Governos Federal, Estaduais e Municipais e autoridades regulatórias podem 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.

Diante da deflagração da pandemia de coronavírus - COVID-19, em março de 2020, o Governo Federal e demais autoridades deram início à implementação de uma série de medidas para enfrentamento da emergência de saúde pública de importância internacional.

A Lei n.º 13.979, de 6 de fevereiro de 2020, ao dispor sobre as medidas iniciais de enfrentamento, ressaltou a importância da garantia da continuidade da prestação dos serviços públicos e atividades essenciais. O MME, por meio da Portaria 117/GM, em 18 de março de 2020, orientou a adoção de medidas específicas para a preservação da segurança e da adequabilidade do suprimento de energia elétrica em condições de atendimento às necessidades da população, da indústria e do comércio, em observância aos protocolos de segurança. O Decreto n.º 10.282, de 20 de março de 2020, regulamentou a referida Lei, definindo as atividades de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica como serviços públicos e atividades essenciais.

Supervisionadas pelo Governo Federal, as autoridades regulatórias vêm implementando políticas que têm impacto de longo alcance sobre o setor energético brasileiro, especialmente relacionadas à mitigação dos efeitos tarifários, como prorrogação de tarifas vigentes e diferimento de componentes financeiros, e a garantia da continuidade da prestação do serviço público.

Dentre os principais normativos elaborados pelas autoridades nacionais, ressaltam-se: (i) a Resolução Normativa (REN) ANEEL n.º 878, de 24 de março de 2020, que vedou a suspensão do fornecimento por inadimplência de alguns grupos de consumidores, vigente até julho de 2020, e estipulou outras adequações ao desenvolvimento das atividades pelas distribuidoras de energia elétrica; (ii) a REN ANEEL n.º 885, de 23 de junho de 2020, que regulamentou o Decreto n.º 10.350, de 18 de maio de 2020, estabelecendo critérios e procedimentos para gestão da CONTA-COVID, destinada a receber recursos para cobrir déficits ou antecipar receitas de distribuidoras, e regular a utilização do encargo tarifário da CDE, para fins de pagamentos e recebimentos de valores destinados a cobrir ou diferir custos decorrentes da pandemia de COVID-19; (iii) a MP 998, de 1º de setembro de 2020, convertida na Lei n.º 14.120, de 1º de março de 2021, e a REN ANEEL n.º 929, de 30 de março de 2021, que estabeleceram mecanismo de transferência de recursos não utilizados dos Programas de Pesquisa & Desenvolvimento e de Eficiência Energética integralmente, até setembro de 2020 e, parcialmente, até dezembro de 2025, à Conta de Desenvolvimento Energético (CDE); e (iv) a REN 928, de 23 de março de 2021, que, similarmente à REN 878/2020, vedou a suspensão de fornecimento de energia elétrica para parcela dos consumidores e estipulou outras medidas relacionadas ao atendimento e ao desenvolvimento das atividades pelas distribuidoras de energia elétrica, oportunizando às distribuidoras, como sobrepeso às medidas estabelecidas, o diferimento do pagamento de compensações relacionadas à violação dos limites de continuidade individual pelas distribuidoras, que deverão ser quitadas até dezembro de 2021, (v) a REN 952, de 23 de novembro de 2021, que tratou do cálculo de sobrecontratação involuntária e dos critérios de ressarcimento dos custos assessórios incorridos nas operações de crédito relativas à Conta-Covid.

4.1 Descrição dos fatores de risco

Além das políticas implementadas a nível nacional, também foi observada a movimentação das autoridades estaduais e locais, cujas medidas podem estar em consonância ou não à regulamentação federal e poderão afetar o desenvolvimento das concessões a nível local.

Nesse sentido, apesar da excepcionalidade do cenário de pandemia de COVID-19, observou-se que a implementação de políticas públicas e a regulamentação ocorrida ao longo do tempo, mostrou-se efetiva na atenuação dos impactos relacionados à pandemia sobre os negócios e resultados operacionais da Companhia.

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 das controladas da Companhia, distribuidoras de energia elétrica e, conseqüentemente, na 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 das Controladas e, conseqüentemente, a condição financeira e os 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 tem 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 Preço de Liquidação de Diferenças – PLD e, conseqüentemente, 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

4.1 Descrição dos fatores de risco

- outros acontecimentos políticos, diplomáticos, sociais e econômicos que venham a ocorrer ou possam afetar o Brasil e, conseqüentemente, possam impactar o consumo de energia, pelos consumidores, decorrentes das concessões das Controladas.

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.

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, conseqüentemente, 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 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-la 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 conseqüências 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 das Controladas e, conseqüentemente, os resultados das operações da Companhia.

4.1 Descrição dos fatores de risco

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.

A Companhia e suas Controladas possuem proteção contra variação cambial adversa de 100% dos financiamentos atrelados ao dólar, protegendo o valor principal e dos juros até o vencimento.

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 podem afetar a economia brasileira e o mercado de valores mobiliários de emissores brasileiros, que podem impactar de forma negativa a capacidade de financiamento das Controladas 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.

4.1 Descrição dos fatores de risco

Esses eventos causam 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.

A Companhia e suas Controladas acessam o mercado de valores mobiliários para buscar recursos para financiar seus investimentos. As crises políticas podem impactar o volume e o custo dessas captações.

Alterações em políticas fiscais brasileiras poderão causar um efeito adverso relevante na Companhia e nas Controladas.

O Governo Federal implementou e poderá implementar novamente no futuro, mudanças em suas políticas fiscais que poderão afetar adversamente os negócios da Companhia e das Controladas. Essas mudanças incluem alterações a alíquotas de tributos, taxas, encargos setoriais e, ocasionalmente, o recolhimento de contribuições temporárias relacionadas a propósitos governamentais específicos. Algumas dessas medidas poderão resultar em um aumento de tributos, o que poderá afetar negativamente os negócios da Companhia e das Controladas. Caso não haja o repasse desses tributos adicionais aos consumidores em valores suficientes e prazo hábil, os resultados operacionais e condição financeira das Controladas e, conseqüentemente, da Companhia, podem ser adversamente afetados.

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, conseqüentemente, 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, 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.*

4.3 Descrição dos principais riscos de mercado

Risco de liquidez

O risco de liquidez representa o risco da Companhia enfrentar dificuldades para cumprir suas obrigações relacionadas aos passivos financeiros.

Pelo modelo energético brasileiro, a energia elétrica adquirida pelas distribuidoras de energia é produzida majoritariamente por usinas hidrelétricas. Um período de escassez prolongado de chuvas, pode ocasionar, uma redução relevante nos níveis dos reservatórios das usinas, obrigando o acionamento de termelétricas o que pode ocasionar aumento de custos para as distribuidoras. Este cenário pode provocar uma pressão no caixa das distribuidoras a curto prazo, fazendo com que medidas governamentais de equilíbrio ao sistema sejam implementados, como aumento nas tarifas futuras e de bandeiras tarifárias.

As maturidades contratuais dos principais passivos financeiros, incluindo pagamentos de juros estimados até os vencimentos contratuais e excluindo o impacto de acordos de negociação de moedas pela posição líquida, são as seguintes:

	Taxa média de juros efetiva ponderada (%) meses	Controladora					Total
		Até 6 meses	De 6 a 12 meses	De 1 a 3 anos	De 3 a 5 anos	Mais de 5 anos	
Fornecedores		185	-	-	-	-	185
Empréstimos e financiamentos, encargos de dívidas e debêntures	1,00%	-	4.320	10.739	8.912	227.608	251.579
Total		185	4.320	10.739	8.912	227.608	251.764

	Taxa média de juros efetiva ponderada (%) meses	Consolidado					Total
		Até 6 meses	De 6 a 12 meses	De 1 a 3 anos	De 3 a 5 anos	Mais de 5 anos	
Fornecedores		1.044.313	-	-	-	71.077	1.115.390
Empréstimos e financiamentos, encargos de dívidas e debêntures	9,78%	1.135.137	1.637.170	5.772.362	1.675.738	4.795.746	15.016.153
Instrumentos Financeiros Derivativos		186.905	95.865	(227.636)	(30.690)	(239.525)	(215.081)
Total		2.366.355	1.733.035	5.544.726	1.645.048	4.627.298	15.916.462

Risco de crédito

O risco de crédito, principalmente das distribuidoras de energia elétrica controladas, é representado por contas a receber.

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 da Companhia. Esses valores são efetivamente liquidados por ocasião dos próximos períodos tarifários

4.3 Descrição dos principais riscos de mercado

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 crédito, conforme apresentado abaixo:

	Nota	Controladora		Consolidado	
		2022	2021	2022	2021
Ativos					
Caixa e equivalentes de caixa	7,1	932	8.183	343.498	275.772
Aplicações financeiras no mercado aberto e recursos vinculados	7,2	311.725	206.582	1.735.297	1.175.390
Cientes, consumidores e concessionárias	8	-	-	3.545.096	3.459.660
Títulos de créditos a receber		-	-	11.790	11.417
Ativo financeiro setorial	11	-	-	741.087	1.600.864
Ativo financeiro indenizável da concessão	15	-	-	7.213.793	5.666.627
Instrumentos financeiros derivativos	35	-	-	571.279	899.183
Créditos com partes relacionadas	13	430	384	-	-

Risco de mercado: taxa de juros e de câmbio

Parte dos empréstimos e financiamentos em moeda nacional, apresentados na nota explicativa nº 20, é composto de financiamentos obtidos junto a diversos agentes de fomento nacional (BNDES) e outras instituições do mercado de capitais. A taxa de juros é definida por estes agentes, levando em conta os juros básicos, o prêmio de risco compatível com as empresas financiadas, suas garantias e o setor no qual estão inseridas. Na impossibilidade de buscar alternativas ou diferentes hipóteses de mercado e/ou metodologias para suas estimativas, em face dos negócios das controladas e às peculiaridades setoriais, esses são mensurados pelo “método do custo amortizado” com base em suas taxas contratuais.

Os resultados da Companhia são suscetíveis a variações dos passivos atrelados a moedas estrangeiras, principalmente ao dólar norte-americano. A taxa de câmbio do dólar norte-americano encerrou o exercício findo em 31 de dezembro de 2022 com queda de 6,50% sobre 31 de dezembro de 2021, cotado a R\$5,2177/ USD. A volatilidade histórica do dólar norte-americano em 31 de dezembro de 2022 era de 16,00%, enquanto em 31 de dezembro de 2021 foi de 10,79%. A taxa de câmbio do euro encerrou o período findo em 31 de dezembro de 2022 com queda de 11,89% sobre 31 de dezembro de 2021, cotado a R\$5,5694/Euro. A volatilidade do Euro era de 16,93% em 31 de dezembro de 2022.

Do montante consolidado das dívidas bancárias e de emissões da Companhia em 31 de dezembro de 2022, excluídos os efeitos dos custos com captação, de R\$11.140.357 (R\$9.958.750 em 2021), cerca de R\$2.792.938 (R\$2.092.332 em 2021) estão representados em moedas estrangeiras conforme notas explicativas nº 20 e nº 21. As operações que possuem proteção cambial e os respectivos instrumentos financeiros utilizados estão detalhadas abaixo.

O balanço patrimonial consolidado apresenta os seguintes saldos a título de marcação a mercado dos instrumentos financeiros derivativos atrelados ao câmbio e aos juros e que são originados da

4.3 Descrição dos principais riscos de mercado

combinação de fatores usualmente adotados para precificação a mercado de instrumentos dessa natureza, como volatilidade, cupom cambial, taxa de juros e cotação cambial.

	Consolidado	
	2022	2021
Ativo circulante	64.870	350.344
Ativo não circulante	506.409	548.839
Total do ativo	571.279	899.183
Passivo circulante	347.640	219.058
Passivo não circulante	8.558	0
Total do passivo	356.198	219.058

Não se trata de valores materializados, pois refletem os valores da reversão dos derivativos na data de apuração, o que não corresponde ao objetivo de proteção das operações de hedge.

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 2022, com a simulação dos efeitos nas informações 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):

Operação	Exposição	Risco	Cenário 1 (Provável) (*)	Cenário II (Deterioração de 25%)	Cenário III (Deterioração de 50%)
Dívida Moeda Estrangeira – USD e EURO	(2.782.779)		(2.386.603)	(2.986.076)	(3.586.090)
Variação Dívida	-		396.176	(203.297)	(803.311)
Swap Cambial					
Posição Ativa					
Instrumento Financeiros					
Derivativos – USD e EURO	2.796.770	Alta Câmbio	2.400.594	3.000.067	3.600.081
Variação – USD e EURO	-		(396.176)	203.297	803.311
Posição Passiva					
Instrumentos Financeiros					
Derivativos – Taxa de Juros CDI	(2.841.698)		(2.841.698)	(2.841.698)	(2.841.698)
Subtotal	(44.928)		(441.104)	158.369	758.383
Total Líquido	(2.827.707)		(2.827.707)	(2.827.707)	(2.827.707)

(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 de deterioração de 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 pré-fixada brasileira em reais para 31 de dezembro de 2022 atingem seu objetivo, o que é refletido no valor presente negativo de R\$2.827.707 que serve para mostrar a efetividade da 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. Por outro lado, com os cenários

4.3 Descrição dos principais riscos de mercado

de deterioração do real frente ao câmbio, de 25% e 50%, o valor presente negativo de R\$2.827.707 em ambos os casos.

b) variação das taxas de juros

Considerando a manutenção da exposição às taxas de juros em 31 de dezembro de 2022, com a simulação dos efeitos nas informações financeiras futuras, por tipo de instrumento financeiro seriam obtidos os seguintes resultados (ajustados a valor presente para a data base das demonstrações financeiras):

Operação	Exposição	Risco	Cenário 1 (Provável) (*)	Cenário II (Deterioração de 25%)	Cenário III (Deterioração de 50%)
Dívida Moeda Local – Taxa de Juros	(2.874.366)		(2.874.366)	(2.874.366)	(2.874.366)
Variação Dívida					
Swap de Juros Posição Ativa					
Instrumento Financeiros Derivativos – Pré	3.235.184		3.235.184	3.235.184	3.235.184
Alta CDI					
Variação- Taxa de Juros Posição Passiva			-	-	-
Instrumentos Financeiros Derivativos – CDI	(2.975.175)		(2.975.175)	(3.227.889)	(3.476.921)
Variação - CDI			-	(252.714)	(501.746)
Subtotal	260.009		260.009	7.295	(241.737)
Total Líquido	(2.614.357)		(2.614.357)	(2.867.071)	(3.116.103)

Considerando que o cenário de exposição dos instrumentos financeiros indexados às taxas de juros de 31 de dezembro de 2022 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 1 (Provável) (*)	Cenário II (Deterioração de 25%)	Cenário III (Deterioração de 50%)
Instrumentos financeiros ativos:					
Aplicações financeiras no mercado aberto e recursos vinculados	1.903.094	Alta CDI	233.129	291.411	349.694
Instrumentos financeiros passivos: Swap					
Empréstimos, financiamentos e debêntures	(2.841.698)	Alta CDI	(348.108)	(435.135)	(522.162)
	(3.828.832)	Alta IPCA	(221.306)	(276.633)	(331.959)
	(35.037)	Alta INPC	(2.078)	(2.598)	(3.117)
	(646.337)	Alta TR	(10.535)	(13.169)	(15.803)
Subtotal (2)	(10.879.675)		(1.014.179)	(1.267.725)	(1.521.269)
Total Líquido (2)	(8.976.581)		(781.050)	(976.314)	(1.171.575)

(1) Considera o CDI de 31 de dezembro de 2022 (12,25% ao ano), cotação das estimativas apresentadas pela recente Pesquisa do BACEN, datada de 31 de dezembro de 2022, TR 1,63% ao ano, INPC 5,93% ao ano e IPCA 5,78% ao ano.

(2) Não incluem as demais operações pré-fixadas no valor de R\$260.682.

4.4 Processos não sigilosos relevantes

A Companhia e suas controladas figuram como parte em diversos processos judiciais e administrativos. A tabela abaixo apresenta os valores consolidados dos processos que a Companhia e suas controladas são parte:

Natureza	Montante Envolvido (R\$ mil)	Número de Processos
Cível	1.039.094	10
Trabalhista	0	0
Tributário	619.455	5
Administrativo	0	0
Regulatórios	0	0
Total	1.658.549	14

Nos quadros a seguir, estão descritos os processos judiciais e administrativos relevantes, de acordo com o critério de materialidade da Companhia, 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. Como critério de materialidade, foram selecionados os processos pela natureza da causa e pelos montantes envolvidos, considerando valores superiores a R\$ 30 milhões.

Rede Energia

Processo nº 0141537-58.2012.8.26.0100	
a. Juízo	21ª Vara Cível do Foro Central da Comarca da Capital – SP
b. Instância	2ª instância
c. Data de instauração	26/04/2012
d. Partes no processo	Exequente: Fundação Petrobrás de Seguridade Social – Petros. Executada: Rede Energia
e. Valores, bens ou direitos envolvidos	R\$ 56.381.973,11
f. Principais fatos	Trata-se de ação de execução por quantia certa, para a cobrança dos supostos créditos consubstanciados em cédulas de crédito bancário, emitidas pela Centrais Elétricas do Pará. Os créditos devidos à exequente forma habilitados na Recuperação Judicial e vem sendo pagos de acordo com o Plano de recuperação da Cia. A Execução remanesce, pelo valor indicado, para a cobrança dos honorários advocatícios dos representantes da Petros.
g. Resumo das decisões de mérito proferidas	O processo foi arquivado provisoriamente em 08/11/2021. Em 05/11/2021 foi publicada despacho determinado que se aguardasse o julgamento dos recursos especiais nº 1.931.078 e 1.931.076. Pendente de embate acerca da validade e excesso de execução. O Processo nº 0141537-58.2012.8.26.0100 é uma execução de título extrajudicial. O cumprimento de sentença que tramita em autos digitais refere-se aos embargos à execução. Resp nº 1931078 / SP (2018/0289303-1) atuado em 29/10/2018 Em 03.05.2022 dado parcial provimento ao recurso especial unicamente para determinar que o Tribunal de origem aprecie fundamentadamente a alegação de excesso de execução. Resp nº 1931076 / SP (2018/0173824-0) atuado em 20/07/2018 Em 03.05.2022 negado provimento ao recurso especial.
h. Estágio do processo	Arquivado Provisoriamente
i. Chance de perda	Possível

4.4 Processos não sigilosos relevantes

Processo nº 0141537-58.2012.8.26.0100	
j. Motivo pelo qual o processo é considerado relevante	Como critério de relevância foram selecionados processos pela natureza e prognóstico possível, com montantes igual ou superior a R\$ 30 milhões.
k. Análise do impacto em caso de perda do processo	Perda financeira, com impacto no Caixa da Companhia

CTCE

Processo n 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\$ 43.185.000,00
f. Principais fatos	Trata-se de discussão sobre para o pagamento de multa pela suposta rescisão injustificada de contrato mantido entre as partes. Ainda que venha a ser condenada no valor pleiteado, a Companhia se submete aos termos do Plano de Recuperação Judicial da CTCE. Recebido em novembro de 2021.
g. Resumo das principais decisões proferidas	Os pedidos formulados pela Tocantins foram julgados integralmente procedentes. A CTCE apresentou impugnação aos valores indicados pela Tocantins Energética., bem como, a necessidade de sujeição dos valores ao plano de recuperação judicial.
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 e prognóstico possível, com montantes igual ou superior a R\$ 30 milhões.
k. Análise do impacto em caso de perda do processo	Perda financeira, com impacto no Caixa da Companhia

Energisa Mato Grosso do Sul (EMS)

Processo nº 0065126-87.2014.4.01.3800	
a. Juízo	Vara de Direitos Difusos, Coletivos e Individuais Homogêneos de Campo Grande
b. Instância	2ª Instância
c. Data de instauração	10/12/2009
d. Partes no processo	Autor: Associação de Defesa dos Consumidores de Energia Réu: Energisa Mato Grosso do Sul
e. Valores, bens ou direitos envolvidos	R\$ 214.715.257,87
f. Principais fatos	Ação cível coletiva por meio da qual a Associação de Defesa dos Consumidores de Energia, objetivando a devolução em dobro de valores supostamente cobrados de forma indevida. O impacto no caso de perda do

4.4 Processos não sigilosos relevantes

Processo nº 0065126-87.2014.4.01.3800	
	processo é eventual recálculo das tarifas praticadas, implicando na alteração das bases contratuais do contrato de concessão e toda metodologia de fixação das tarifas elaboradas pelo Poder Concedente.
g. Resumo das decisões de mérito proferidas	Proferida sentença procedente reconhecendo equívoco na revisão tarifária determinando a devolução dos valores cobrado indevidamente, admitindo a compensação dos valores reconhecidos na revisão tarifária.
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 e prognóstico possível, com montantes igual ou superior a R\$ 30 milhões.
k. Análise do impacto em caso de perda do processo	Recálculo do valor da tarifa. Tal fato implicará na alteração das bases contratuais do contrato de concessão e, conseqüentemente, de toda a metodologia de fixação das tarifas elaborada pelo próprio poder concedente. Eventual devolução dos valores pleiteados se dará nas ações individuais e na ação mencionada no item f acima.

Processo nº 0008192-37.2003.4.03.6000	
a. Juízo	4ª Vara Federal de Campo Grande
b. Instância	1ª Instância
c. Data de instauração	27/06/2003
d. Partes no processo	Autor: Ministério Público Federal ("MPF") Réus: EMS e outros (União Federal e ANEEL)
e. Valores, bens ou direitos envolvidos	R\$ 75.900.757,00
f. Principais fatos	Ação cível pública por meio da qual o Ministério Público Federal, pleiteia a anulação da Resolução ANEEL nº 167, que fixou o índice de reposicionamento tarifário Companhia, para em seu lugar, fixar outro índice que não o IGPM.
g. Resumo das decisões de mérito proferidas	Proferida decisão determinando a devolução de valores relativos à revisão tarifária.
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 e prognóstico possível, com montantes igual ou superior a R\$ 30 milhões.
k. Análise do impacto em caso de perda do processo	Perda financeira. Na atual fase processual, o impacto financeiro é restrito ao eventual pagamento de honorários e custas, em até 20% do valor da causa.

Energisa Mato Grosso (EMT)

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

4.4 Processos não sigilosos relevantes

Processo nº 1004068-45.2018.4.01.3600	
d. Partes no processo	Autor: Concessionária Rota do Oeste S.A. (CRO) Réu: Energisa Mato Grosso
e. Valores, bens ou direitos envolvidos	R\$ 384.284.362,18
f. Principais fatos	Ação de cobrança envolvendo indenização pela passagem. 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	Em 01.12.2022, foi proferida decisão acolhendo parcialmente os embargos de declaração opostos pela CRO e rejeitando os aclaratórios opostos pela Energisa. Em síntese, a sentença foi alterada para determinar que a Energisa assine os contratos pendentes e apresente o projeto executivo da área de ocupação, no prazo de 60 dias, sob pena de multa diária de R\$ 5.000,00.
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 e prognóstico possível, com montantes igual ou superior a R\$ 30 milhões.
k. Análise do impacto em caso de perda do processo	Perda financeira, com possível impacto no caixa da Cia.

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\$ 88.940.461,03
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.
g. Resumo das decisões de mérito proferidas	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.
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 e prognóstico possível, com montantes igual ou superior a R\$ 30 milhões.
k. Análise do impacto em caso de perda do processo	Perda financeira, com possível impacto no caixa da Cia.

4.4 Processos não sigilosos relevantes

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: DRDB e DPA Réu: Energisa Mato Grosso
e. Valores, bens ou direitos envolvidos	R\$ 50.402.095,81
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 previstas nos contratos.
g. Resumo das decisões de mérito proferidas	Deferida prova pericial. Processo sobrestado em razão de deferimento de utilização de prova emprestada dos autos nº 13549-66.2015.811.0003.
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 e prognóstico possível, com montantes igual ou superior a R\$ 30 milhões.
k. Análise do impacto em caso de perda do processo	Perda financeira, com possível impacto no caixa da Cia.

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: EMT
e. Valores, bens ou direitos envolvidos	R\$ 43.532.221,08
f. Principais fatos	Ação de indenização onde se discute matéria relacionada a danos morais e materiais.
g. Resumo das decisões de mérito proferidas	Em 18/03/2020, foi publicada a sentença de mérito, julgando parcialmente procedente, e condenando a EMT ao pagamento de danos materiais (valor a ser apurado em liquidação de sentença) e de danos morais (no valor de 425 mil reais), acrescidos de juros desde a citação e com correção monetária desde a fixação; foi condenada também ao pagamento de custas processuais e honorários advocatícios, em 15% da condenação. Ambas as partes interuserem Recurso de Apelação, que pendem de julgamento. 13/12/2022: Aguarda-se 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 e prognóstico possível, com montantes igual ou superior a R\$ 30 milhões.
k. Análise do impacto em caso de perda do processo	Perda financeira, com possível impacto no caixa da Cia.

4.4 Processos não sigilosos relevantes

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 MANUTENCAO LTDA. Réu: EMT
e. Valores, bens ou direitos envolvidos	R\$ 36.186.922,85
f. Principais fatos	Ação de indenização onde se discute matéria relacionada a cláusulas contratuais.
g. Resumo das decisões de mérito proferidas	Em 02/04/2019 foi proferida decisão reconhecendo a prescrição parcial da pretensão indenizatória, fixando o ônus probatório (conforme regra geral). A decisão foi objeto de Agravo de Instrumento (nº 1005303-34.2019.8.11.0000). Proferido acórdão dando provimento ao AI para afastar a incidência da prescrição trienal, o que foi objeto de recurso especial e agravo em recurso especial pela EMT. Diante do insucesso no STJ, a decisão transitou em julgado. Paralelamente, em primeira instância, foi proferida sentença julgando improcedentes os pleitos autorais. A ENECOL interpôs recurso de apelação e teve o benefício da gratuidade de justiça revogado. Em 07.07, foi proferido acórdão que julgou prejudicado o recurso de apelação e determinou o retorno dos autos à origem para produção de provas. Opostos embargos de declaração pela ENERGISA, porém, foram rejeitados. Interposto Recurso Especial pela ENERGISA, que pende de admissibilidade/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 e prognóstico possível, com montantes igual ou superior a R\$ 30 milhões.
k. Análise do impacto em caso de perda do processo	Perda financeira, com possível impacto no caixa da Cia.

Energisa Tocantins (ETO)

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 Réu: ETO
e. Valores, bens ou direitos envolvidos	R\$ 42.396.443,39
f. Principais fatos	Processo onde se discute questões contratuais envolvendo reintegração/desapropriação de área para construção de linhas de distribuição de alta tensão e subestações.

4.4 Processos não sigilosos relevantes

Processo nº 0007336-94.2008.4.01.3400	
g. Resumo das decisões de mérito proferidas	Em 30/06/2022 foi proferida decisão deferindo a desistência da prova e abrindo prazo para as partes apresentarem alegações finais.
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 e prognóstico possível, com montantes igual ou superior a R\$ 30 milhões.
k. Análise do impacto em caso de perda do processo	Perda financeira, com possível impacto no caixa da subsidiária.

Processos fiscais envolvendo as distribuidoras do Grupo Rede

Energisa Mato Grosso do Sul (EMS)

Processo nº 5009015-61.2019.4.03.6000	
a. Juízo	6ª Vara Federal
b. Instância	Administrativa
c. Data de instauração	22/10/2019
d. Partes no processo	Agente Ativo: Energisa Mato Grosso do Sul Agente Passivo: União Federal
e. Valores, bens ou direitos envolvidos	R\$ 83.307.771,51
f. Principais fatos	Auto de infração lavrado pela Receita Federal para cobrança de créditos tributários de PIS e COFINS, das competências de dezembro de 2007 a fevereiro de 2008, decorrentes da glosa de créditos apropriados no regime não cumulativo sobre os valores que seriam restituídos aos consumidores por força de determinação da ANEEL.
g. Resumo das decisões de mérito proferidas	Ainda não houve uma decisão sobre o mérito
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 e prognóstico possível, com montantes 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 subsidiária.

Energisa Mato Grosso (EMT)

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: EMT

4.4 Processos não sigilosos relevantes

Processo Administrativo nº 14094.720008/2018-36	
e. Valores, bens ou direitos envolvidos	R\$ 94.515.773,23
f. Principais fatos	Auto de infração relacionado a não homologação das alterações realizadas nas DCTF do de 2014 a 2016.
g. Resumo das decisões de mérito proferidas	Decisão de 1ª instância improcedência da Manifestação de inconformidade
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 e prognóstico possível, com montantes igual ou superior a R\$ 30 milhões.
k. Análise do impacto em caso de perda do processo	Perda financeira, com possível impacto no caixa da Cia.

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: EMT
e. Valores, bens ou direitos envolvidos	R\$ 135.553.685,88
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	Trata-se de Execução Fiscal cuja discussão dos valores é acompanhada nos Embargos à Execução 0015208-30.2017.4.01.3600. Neste processo foi proferida sentença de improcedência, mantendo os valores excutidos.
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 e prognóstico possível, com montantes igual ou superior a R\$ 30 milhões.
k. Análise do impacto em caso de perda do processo	Perda financeira, com possível impacto no caixa da Cia.

Processo nº 59994/2012	
a. Juízo	Tribunal de Contas do Estado do Mato Grosso
b. Instância	1ª Instância
c. Data de instauração	29.03.2012
d. Partes no processo	Autor: Estado do Mato Grosso Réu: EMT
e. Valores, bens ou direitos envolvidos	R\$ 98.409.038,98

4.4 Processos não sigilosos relevantes

Processo nº 59994/2012	
f. Principais fatos	Ação Administrativa relacionada à concessão de benefício fiscal do Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Prestação de Serviços - ICMS Estado do Mato Grosso, recebida em dezembro de 2020.
g. Resumo das decisões de mérito proferidas	Proferida decisão julgando improcedente a denúncia do SINFATE, afastando penalidades para todos os envolvidos,
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 e prognóstico possível, com montantes igual ou superior a R\$ 30 milhões.
k. Análise do impacto em caso de perda do processo	Perda financeira, com possível impacto no caixa da Cia.

Energisa Tocantins (ETO)

Processo nº 5003614-42.2012.827.2729	
a. Juízo	3ª Vara de Fazenda Pública da Comarca de Palmas
b. Instância	1ª instância
c. Data de instauração	20/04/2012
d. Partes no processo	Autor: Secretaria de Fazenda Pública Estadual do Tocantins Réu: ETO
e. Valores, bens ou direitos envolvidos	R\$ 206.707.000,00
f. Principais fatos	Cobrança de débito tributário apurado por meio do auto de infração relativo a ICMS incidente sobre operações de compra de bens destinados ao ativo imobilizado da empresa no montante envolvido de R\$156.019 (R\$159.717 em 31 de dezembro de 2020). Questões relacionadas ao mérito estão sendo discutidas na ação anulatória nº 0013057-97.2015.8.27.2729, proposta pela Companhia previamente à cobrança do Estado.
g. Resumo das decisões de mérito proferidas	Proferida sentença anulando o auto de infração.
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 e prognóstico possível, com montantes igual ou superior a R\$ 30 milhões.
k. Análise do impacto em caso de perda do processo	Perda financeira, com possível impacto no caixa da subsidiária.

4.5 Valor total provisionado dos processos não sigilosos relevantes

Em 31 de dezembro de 2022, a Companhia não constituiu provisão para os processos descritos no item 4.4 deste Formulário de Referência.

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 figure como parte.

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 está sujeita à Política de Gestão de Riscos decorrentes do Mercado Financeiro da ESA, a qual foi aprovada pelo Conselho de Administração da ESA em reunião realizada em 12 de maio de 2022 (“Política de Gestão de Riscos”) e ao Manual de Gestão de Riscos da ESA. A Política de Gestão de Riscos pode ser consultado no link <https://api.mziq.com/mzfilemanager/v2/d/60f49a2d-bd8c-4fd9-95ab-bdf833097a83/ab709451-0972-4ada-f29e-4ddf5b0d366d?origin=1>

(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, 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 deve ser considerada em conjunto com os demais padrões, normas e procedimentos aplicáveis adotados pela Companhia. Os detalhamentos dos conceitos abordados na Política de Gestão de Riscos estão documentados no Manual de Gestão de Riscos.

O Manual de Gestão de Riscos tem o objetivo de descrever o modelo de gestão de riscos adotado pela Companhia para monitorar suas atividades, sistemas, processos e controles internos.

(ii) os riscos para os quais se busca proteção

A Companhia busca proteção para todos os riscos citados no item 4.1 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.

5.1 Descrição do gerenciamento de riscos e riscos de mercado

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.

- **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 pretende elaborar um plano de medidas com ações específicas para assegurar maior eficiência no combate a perdas. Entre algumas ações adotadas, destacam-se:

- Internalização da força de trabalho das equipes de combate às perdas comerciais, para alcançar melhor desempenho e maior produtividade;
- 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 área regulatória da 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 do Grupo Energisa, incorporado pela Companhia, visa a maximização do EBITDA com o aumento da Base de Remuneração Regulatória e controle eficiente de opex 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 em aumento de perdas e inadimplência.

Algumas medidas recentes em discussão junto à ANEEL têm relação com o tema da sobrecontratação, para compensar o aumento do custo de energia comprada e recompor o reequilíbrio econômico-financeiro dos contratos celebrados.

- **Instabilidade na taxa de câmbio**

O Grupo Energisa possui 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 29 de dezembro de 2021.

5.1 Descrição do gerenciamento de riscos e riscos de mercado

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.

(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 ESA, 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. De acordo com a Política de Gestão de Riscos, o órgão deve ser composto ao menos por: (i) Vice-Presidente Financeiro da ESA (cargo exercido pelo Diretor Financeiro); (ii) Diretor de Finanças Corporativas da ESA; 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 Vice-Presidência Financeira da ESA. 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 ESA 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 ESA.

5.1 Descrição do gerenciamento de riscos e riscos de mercado

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) a adequação da estrutura operacional e de controles internos para verificação da efetividade da política adotada

A administração e diversos colaboradores da Companhia monitoram e avaliam, por meios que a Companhia considera adequados, se as operações efetuadas estão de acordo com as políticas adotadas pela Companhia e se representam exposição a riscos que comprometam o atendimento dos seus objetivos.

Conforme mencionado acima, a Área de Gestão de Riscos dota de independência organizacional. Neste 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.

5.1 Descrição do gerenciamento de riscos e riscos de mercado

Por fim, a Companhia entende que a atual estrutura operacional e de controles internos é adequada para a verificação da efetividade da Política de Gestão de Riscos.

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 do Grupo Energisa, inclusive a elaboração das demonstrações financeiras. A administração da Companhia avalia a eficácia de seus controles internos baseada 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 de nossas empresas e áreas de concessão. Considerando a totalidade das aplicações utilizadas pela Companhia, todos os processos críticos da empresa 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.

5.2 Descrição dos controles internos

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, temos 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.

5.2 Descrição dos controles internos

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 da Companhia são estruturadas de forma a permitir o pleno atendimento à legislação. A administração da Companhia 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 da ESA:

- 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

5.2 Descrição dos controles internos

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;

5.2 Descrição dos controles internos

- 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 aprovado pelo Conselho de Administração da Controladora e aplicável a todas as Companhias do Grupo Energisa, 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.

5.2 Descrição dos 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

Na comunicação de deficiências de controles internos do exercício de 2022 da Companhia, foi apontada pelos auditores independentes deficiência significativa de controles internos relacionados aos processos de gestão de acessos à aplicações e sistemas.

(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 entende que as deficiências nos controles internos apontadas no relatório de 2022 descritos acima não impactaram o parecer dos auditores independentes referentes às demonstrações financeiras do referido exercício social e esclarecem que estão tomando medidas específicas para o item mencionado acima com o intuito de mitigar os riscos existentes e adotar as melhorias sugeridas pelos auditores independentes. Destacamos que a área de TI procederá com mudanças internas no seu processo de gestão de acessos bem como reavaliará a distribuição de responsabilidades acerca da supervisão deste processo que deverá ser centralizada e supervisionada pelo departamento de TI.

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 o mesmo conjunto de estruturas, procedimentos e práticas de prevenção, detecção e remediação de fraudes e ilícitos da ESA, o qual engloba todo o Grupo Energisa. Tal conjunto inclui, entre outros elementos: (i) Código de Ética e Conduta ("Código de Ética e Conduta"); (iii) Comitê de Ética ("Comitê de Ética"); (iv) Comitê de Auditoria e Riscos ("Comitê de Auditoria"); (v) Política de Operações com Partes Relacionadas e Conflito de Interesses ("Política de Transações com Partes Relacionadas"); (vi) Política de Negociação de Valores Mobiliários ("Política de Negociação"); (vii) gestão de riscos e auditoria, com o mapeamento de processos críticos e de integridade; (viii) auditoria de fornecedores; (ix) auditoria de partes relacionadas; (x) Programa de Integridade; e (xi) 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 deve envidar 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 respectiva 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

5.3 Programa de integridade

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 ESA: <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 é o principal responsável pela condução das apurações, divulgação e comunicação de irregularidades nas esferas e níveis cabíveis do Grupo Energisa. O Comitê de Ética foi aprovado pelo Conselho de Administração da ESA 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, aprovado pelo Conselho de Administração da ESA, sendo que suas principais atribuições estão explicitadas no referido regimento interno. Os membros do Comitê de Ética são nomeados pelo Conselho de Administração da ESA.

Destaca-se ainda que o Comitê de Auditoria 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 ESA, e que dita regras e políticas relacionadas à prevenção, detecção e remediação de fraudes e ilícitos.

5.3 Programa de integridade

- ***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 sócios, conselheiros e diretores, e/ou 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***

No 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 ESA.

- ***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 ESA em 11 de agosto de 2022 e encontra-se disponível para consulta no seguinte endereço: <https://ri.energisa.com.br/governanca-corporativa/politicas-e-codigos-energisa/>.

(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 próprio, operado por colaboradores do Grupo Energisa.

(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 denunciante de boa-fé

5.3 Programa de integridade

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 do conhecimento da Companhia.

(d) caso a Companhia não possua regras, políticas, procedimentos ou práticas voltadas para a prevenção, detecção e remediação de desvios, fraudes, irregularidades e atos ilícitos praticados contra a administração pública, identificar as razões pelas quais a Companhia não adotou controles nesse sentido

Não aplicável, 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.

6.1 Posição acionária

CONTROLADORA / INVESTIDORA						
ACIONISTA						
CPF/CNPJ acionista	Nacionalidade-UF	Participa de acordo de acionistas	Acionista controlador	Última alteração		
Acionista Residente no Exterior	Nome do Representante Legal ou Mandatário		Tipo de pessoa	CPF/CNPJ		
Detalhamento de ações						
Qtde. ações ordinárias	Ações ordinárias %	Qtde. ações preferenciais	Ações preferenciais %	Qtde. total de ações	Total ações %	
CONTROLADORA / INVESTIDORA				CPF/CNPJ acionista	Composição capital social	

AÇÕES EM TESOURARIA - Data da última alteração:

0	0,000	0	0,000	0	0,000
---	-------	---	-------	---	-------

DENERGE - DESENVOLVIMENTO ENERGÉTICO S.A.

45.661.048/0001-89	Brasil		Sim	27/04/2022	
1.477.379.356	70,007	0	0,000	1.477.379.356	70,007
Classe Ação	Qtde. de ações	Ações %	Ações (%) da espécie	Ações (%) do capital social	
TOTAL	0	0.000			

ENERGISA PARTICIPAÇÕES MINORITARIAS S/A

21.655.649/0001-10	Brasil			27/04/2022	
623.968.171	29,567	0	0,000	623.968.171	29,567
Classe Ação	Qtde. de ações	Ações %	Ações (%) da espécie	Ações (%) do capital social	
TOTAL	0	0.000			

OUTROS

8.975.847	0,425	0	0,000	8.975.847	0,425
-----------	-------	---	-------	-----------	-------

TOTAL

6.1 Posição acionária

CONTROLADORA / INVESTIDORA						
ACIONISTA						
CPF/CNPJ acionista	Nacionalidade-UF	Participa de acordo de acionistas	Acionista controlador	Última alteração		
Acionista Residente no Exterior	Nome do Representante Legal ou Mandatário	Tipo de pessoa	CPF/CNPJ			
Detalhamento de ações						
Qtde. ações ordinárias	Ações ordinárias %	Qtde. ações preferenciais	Ações preferenciais %	Qtde. total de ações	Total ações %	
CONTROLADORA / INVESTIDORA				CPF/CNPJ acionista	Composição capital social	
2.110.323.374	100,000	0	0,000	2.110.323.374	100,000	

6.1 Posição acionária

CONTROLADORA / INVESTIDORA						
ACIONISTA						
CPF/CNPJ acionista	Nacionalidade-UF	Participa de acordo de acionistas	Acionista controlador	Última alteração		
Acionista Residente no Exterior	Nome do Representante Legal ou Mandatário		Tipo de pessoa	CPF/CNPJ		
Detalhamento de ações						
Qtde. ações ordinárias	Ações ordinárias %	Qtde. ações preferenciais	Ações preferenciais %	Qtde. total de ações	Total ações %	
CONTROLADORA / INVESTIDORA				CPF/CNPJ acionista	Composição capital social	
DENERGE - DESENVOLVIMENTO ENERGÉTICO S.A.				45.661.048/0001-89		
AÇÕES EM TESOURARIA - Data da última alteração:						
0	0,000	0	0,000	0	0,000	
AÇÕES EM TESOURARIA - Data da última alteração:						
0	0,000	0	0,000	0	0,000	
ENERGISA S/A						
00.864.214/0001-06	Brasil		Sim	27/04/2022		
776.361	99,976	0	0,000	776.361	99,976	
Classe Ação	Qtde. de ações	Ações %	Ações (%) da espécie	Ações (%) do capital social		
TOTAL	0	0.000				
OUTROS						
188	0,024	0	0,000	188	0,024	
TOTAL						
776.549	100,000	0	0,000	776.549	100,000	

6.1 Posição acionária

CONTROLADORA / INVESTIDORA						
ACIONISTA						
CPF/CNPJ acionista	Nacionalidade-UF	Participa de acordo de acionistas	Acionista controlador	Última alteração		
Acionista Residente no Exterior	Nome do Representante Legal ou Mandatário		Tipo de pessoa	CPF/CNPJ		
Detalhamento de ações						
Qtde. ações ordinárias	Ações ordinárias %	Qtde. ações preferenciais	Ações preferenciais %	Qtde. total de ações	Total ações %	
CONTROLADORA / INVESTIDORA				CPF/CNPJ acionista	Composição capital social	
ENERGISA PARTICIPAÇÕES MINORITARIAS S/A				21.655.649/0001-10		
AÇÕES EM TESOURARIA - Data da última alteração:						
0	0,000	0	0,000	0	0,000	
ENERGISA S/A						
00.864.214/0001-06	Brasil		28/04/2023			
427.957.595	100,000	0	0,000	427.957.595	74,655	
Classe Ação	Qtde. de ações	Ações %	Ações (%) da espécie	Ações (%) do capital social		
TOTAL	0	0.000				
ITAU UNIBANCO						
60.701.190/4816-09	Brasil		28/04/2023			
0	0,000	145.291.538	100,000	145.291.538	25,345	
Classe Ação	Qtde. de ações	Ações %	Ações (%) da espécie	Ações (%) do capital social		
TOTAL	0	0.000				
OUTROS						
0	0,000	0	0,000	0	0,000	
TOTAL						

6.1 Posição acionária

CONTROLADORA / INVESTIDORA						
ACIONISTA						
CPF/CNPJ acionista	Nacionalidade-UF	Participa de acordo de acionistas	Acionista controlador	Última alteração		
Acionista Residente no Exterior	Nome do Representante Legal ou Mandatário		Tipo de pessoa	CPF/CNPJ		
Detalhamento de ações						
Qtde. ações ordinárias	Ações ordinárias %	Qtde. ações preferenciais	Ações preferenciais %	Qtde. total de ações	Total ações %	
CONTROLADORA / INVESTIDORA				CPF/CNPJ acionista	Composição capital social	
ENERGISA PARTICIPAÇÕES MINORITARIAS S/A				21.655.649/0001-10		
427.957.595	74,655	145.291.538	25,345	573.249.133	100,000	

6.1 Posição acionária

CONTROLADORA / INVESTIDORA					
ACIONISTA					
CPF/CNPJ acionista	Nacionalidade-UF	Participa de acordo de acionistas	Acionista controlador	Última alteração	
Acionista Residente no Exterior	Nome do Representante Legal ou Mandatário		Tipo de pessoa	CPF/CNPJ	
Detalhamento de ações					
Qtde. ações ordinárias	Ações ordinárias %	Qtde. ações preferenciais	Ações preferenciais %	Qtde. total de ações	Total ações %
CONTROLADORA / INVESTIDORA				CPF/CNPJ acionista	Composição capital social
ENERGISA S/A				00.864.214/0001-06	
AÇÕES EM TESOURARIA - Data da última alteração:					
754.475	0,094	3.017.900	0,244	3.772.375	0,185
BLACKROCK ASSET MANAG IR LT I ITS CAP A M F T BKR I S FD					
97.539.042/0001-37	Estados Unidos		07/02/2023		
Citibank DTVM SA		Juridica		33.868.597/0001-40	
15.559.551	1,943	62.238.204	5,027	77.797.755	3,815
Classe Ação	Qtde. de ações	Ações %	Ações (%) da espécie	Ações (%) do capital social	
TOTAL	0	0.000			
BNDES PARTICIPACOES S/A BNDESPAR					
00.383.281/0001-09	Brasil		19/08/2022		
46.429.577	5,797	185.718.308	14,999	232.147.885	11,385
Classe Ação	Qtde. de ações	Ações %	Ações (%) da espécie	Ações (%) do capital social	
TOTAL	0	0.000			

6.1 Posição acionária

CONTROLADORA / INVESTIDORA					
ACIONISTA					
CPF/CNPJ acionista	Nacionalidade-UF	Participa de acordo de acionistas	Acionista controlador	Última alteração	
Acionista Residente no Exterior	Nome do Representante Legal ou Mandatário		Tipo de pessoa	CPF/CNPJ	
Detalhamento de ações					
Qtde. ações ordinárias	Ações ordinárias %	Qtde. ações preferenciais	Ações preferenciais %	Qtde. total de ações	Total ações %
CONTROLADORA / INVESTIDORA				CPF/CNPJ acionista	Composição capital social
ENERGISA S/A				00.864.214/0001-06	
GIPAR S/A					
02.260.956/0001-58	Brasil		Sim	28/04/2023	
503.763.334	62,900	60.338.004	4,873	564.101.338	27,664
Classe Ação	Qtde. de ações	Ações %	Ações (%) da espécie	Ações (%) do capital social	
TOTAL	0	0.000			
OUTROS					
194.369.111	24,269	766.783.996	61,928	961.153.107	47,136
SAMAMBAIA MASTER FUNDO DE INVESTIMENTO EM AÇÕES NO EXTERIOR - BDR NÍVEL I					
10.643.191/0001-63	Brasil			28/04/2023	
40.022.816	4,997	160.091.264	12,929	200.114.080	9,814
Classe Ação	Qtde. de ações	Ações %	Ações (%) da espécie	Ações (%) do capital social	
TOTAL	0	0.000			
TOTAL					
800.898.864	39,277	1.238.187.676	60,723	2.039.086.540	100,000

6.1 Posição acionária

CONTROLADORA / INVESTIDORA					
ACIONISTA					
CPF/CNPJ acionista	Nacionalidade-UF	Participa de acordo de acionistas	Acionista controlador	Última alteração	
Acionista Residente no Exterior	Nome do Representante Legal ou Mandatário		Tipo de pessoa	CPF/CNPJ	
Detalhamento de ações					
Qtde. ações ordinárias	Ações ordinárias %	Qtde. ações preferenciais	Ações preferenciais %	Qtde. total de ações	Total ações %
CONTROLADORA / INVESTIDORA				CPF/CNPJ acionista	Composição capital social
ENERGISA S/A				00.864.214/0001-06	
AÇÕES EM TESOURARIA - Data da última alteração:					
754.475	0,094	3.017.900	0,244	3.772.375	0,185
BLACKROCK ASSET MANAG IR LT I ITS CAP A M F T BKR I S FD					
97.539.042/0001-37	Estados Unidos		07/02/2023		
CITIBANK DTVM SA		Juridica		33.868.597/0001-40	
15.559.551	1,943	62.238.204	5,027	77.797.755	3,815
Classe Ação	Qtde. de ações	Ações %	Ações (%) da espécie	Ações (%) do capital social	
TOTAL	0	0.000			
BNDES PARTICIPACOES S/A BNDESPAR					
00.383.281/0001-09	Brasil		19/08/2022		
46.429.577	5,797	185.718.308	14,999	232.147.885	11,385
Classe Ação	Qtde. de ações	Ações %	Ações (%) da espécie	Ações (%) do capital social	
TOTAL	0	0.000			

6.1 Posição acionária

CONTROLADORA / INVESTIDORA						
ACIONISTA						
CPF/CNPJ acionista	Nacionalidade-UF	Participa de acordo de acionistas	Acionista controlador	Última alteração		
Acionista Residente no Exterior	Nome do Representante Legal ou Mandatário		Tipo de pessoa	CPF/CNPJ		
Detalhamento de ações						
Qtde. ações ordinárias	Ações ordinárias %	Qtde. ações preferenciais	Ações preferenciais %	Qtde. total de ações	Total ações %	
CONTROLADORA / INVESTIDORA				CPF/CNPJ acionista	Composição capital social	
ENERGISA S/A				00.864.214/0001-06		
GIPAR S/A						
02.260.956/0001-58	Brasil		Sim	28/04/2023		
503.763.334	62,900	60.338.004	4,873	564.101.338	27,664	
Classe Ação	Qtde. de ações	Ações %	Ações (%) da espécie	Ações (%) do capital social		
TOTAL	0	0.000				
OUTROS						
194.369.111	24,269	766.783.996	61,928	961.153.107	47,136	
SAMAMBAIA MASTER FUNDO DE INVESTIMENTO EM AÇÕES NO EXTERIOR - BDR NÍVEL I						
10.643.191/0001-63	Brasil			28/04/2023		
40.022.816	4,997	160.091.264	12,929	200.114.080	9,814	
Classe Ação	Qtde. de ações	Ações %	Ações (%) da espécie	Ações (%) do capital social		
TOTAL	0	0.000				
TOTAL						
800.898.864	39,277	1.238.187.676	60,723	2.039.086.540	100,000	

6.1 Posição acionária

CONTROLADORA / INVESTIDORA						
ACIONISTA						
CPF/CNPJ acionista	Nacionalidade-UF	Participa de acordo de acionistas	Acionista controlador	Última alteração		
Acionista Residente no Exterior	Nome do Representante Legal ou Mandatário		Tipo de pessoa	CPF/CNPJ		
Detalhamento de ações						
Qtde. ações ordinárias	Ações ordinárias %	Qtde. ações preferenciais	Ações preferenciais %	Qtde. total de ações	Total ações %	
CONTROLADORA / INVESTIDORA				CPF/CNPJ acionista	Composição capital social	
GIPAR S/A				02.260.956/0001-58		
AÇÕES EM TESOURARIA - Data da última alteração:						
0	0,000	0	0,000	0	0,000	
NOVA GIPAR HOLDING S/A						
16.674.735/0001-30	Brasil		Sim	27/04/2022		
334.475.674	100,000	0	0,000	334.475.674	100,000	
Classe Ação	Qtde. de ações	Ações %	Ações (%) da espécie	Ações (%) do capital social		
TOTAL	0	0.000				
OUTROS						
0	0,000	0	0,000	0	0,000	
TOTAL						
334.475.674	100,000	0	0,000	334.475.674	100,000	

6.1 Posição acionária

CONTROLADORA / INVESTIDORA						
ACIONISTA						
CPF/CNPJ acionista	Nacionalidade-UF	Participa de acordo de acionistas	Acionista controlador	Última alteração		
Acionista Residente no Exterior	Nome do Representante Legal ou Mandatário		Tipo de pessoa	CPF/CNPJ		
Detalhamento de ações						
Qtde. ações ordinárias	Ações ordinárias %	Qtde. ações preferenciais	Ações preferenciais %	Qtde. total de ações	Total ações %	
CONTROLADORA / INVESTIDORA				CPF/CNPJ acionista	Composição capital social	
GIPAR S/A				02.260.956/0001-58		
AÇÕES EM TESOURARIA - Data da última alteração:						
0	0,000	0	0,000	0	0,000	
NOVA GIPAR HOLDING S/A						
16.674.735/0001-30	Brasil		Sim	14/04/2023		
334.475.674	100,000	0	0,000	334.475.674	100,000	
Classe Ação	Qtde. de ações	Ações %	Ações (%) da espécie	Ações (%) do capital social		
TOTAL	0	0.000				
OUTROS						
0	0,000	0	0,000	0	0,000	
TOTAL						
334.475.674	100,000	0	0,000	334.475.674	100,000	

6.1 Posição acionária

CONTROLADORA / INVESTIDORA					
ACIONISTA					
CPF/CNPJ acionista	Nacionalidade-UF	Participa de acordo de acionistas	Acionista controlador	Última alteração	
Acionista Residente no Exterior	Nome do Representante Legal ou Mandatário		Tipo de pessoa	CPF/CNPJ	
Detalhamento de ações					
Qtde. ações ordinárias	Ações ordinárias %	Qtde. ações preferenciais	Ações preferenciais %	Qtde. total de ações	Total ações %
CONTROLADORA / INVESTIDORA				CPF/CNPJ acionista	Composição capital social
SAMAMBAIA MASTER FUNDO DE INVESTIMENTO EM AÇÕES NO EXTERIOR - BDR NÍVEL I				10.643.191/0001-63	
AÇÕES EM TESOURARIA - Data da última alteração:					
0	0,000	0	0,000	0	0,000
BLACKROCK ASSET MANAG IR LT I ITS CAP A M F T BKR I S FD					
97.539.042/0001-37	Brasil			07/02/2023	
	CITIBANK DTVM SA		Juridica	33.868.597/0001-40	
15.559.551	100,000	62.238.204	100,000	77.797.755	100,000
Classe Ação	Qtde. de ações	Ações %	Ações (%) da espécie	Ações (%) do capital social	
TOTAL	0	0.000			
OUTROS					
0	0,000	0	0,000	0	0,000
TOTAL					
15.559.551	20,000	62.238.204	80,000	77.797.755	100,000

6.1 Posição acionária

CONTROLADORA / INVESTIDORA						
ACIONISTA						
CPF/CNPJ acionista	Nacionalidade-UF	Participa de acordo de acionistas	Acionista controlador	Última alteração		
Acionista Residente no Exterior	Nome do Representante Legal ou Mandatário		Tipo de pessoa	CPF/CNPJ		
Detalhamento de ações						
Qtde. ações ordinárias	Ações ordinárias %	Qtde. ações preferenciais	Ações preferenciais %	Qtde. total de ações	Total ações %	
CONTROLADORA / INVESTIDORA				CPF/CNPJ acionista	Composição capital social	
NOVA GIPAR HOLDING S/A				16.674.735/0001-30		
AÇÕES EM TESOURARIA - Data da última alteração:						
0	0,000	0	0,000	0	0,000	
ITACATU S/A						
23.160.658/0001-66	Brasil		Sim	27/04/2022		
222.080.242	67,273	0	0,000	222.080.242	67,273	
Classe Ação	Qtde. de ações	Ações %	Ações (%) da espécie	Ações (%) do capital social		
TOTAL	0	0.000				
MULTISETOR COM. IND. E PARTICIPAÇÕES S/A						
20.286.787/0001-07	Brasil			27/04/2022		
108.037.054	32,727	0	0,000	108.037.054	32,727	
Classe Ação	Qtde. de ações	Ações %	Ações (%) da espécie	Ações (%) do capital social		
TOTAL	0	0.000				
OUTROS						
0	0,000	0	0,000	0	0,000	
TOTAL						

6.1 Posição acionária

CONTROLADORA / INVESTIDORA						
ACIONISTA						
CPF/CNPJ acionista	Nacionalidade-UF	Participa de acordo de acionistas	Acionista controlador	Última alteração		
Acionista Residente no Exterior	Nome do Representante Legal ou Mandatário		Tipo de pessoa	CPF/CNPJ		
Detalhamento de ações						
Qtde. ações ordinárias	Ações ordinárias %	Qtde. ações preferenciais	Ações preferenciais %	Qtde. total de ações	Total ações %	
CONTROLADORA / INVESTIDORA				CPF/CNPJ acionista	Composição capital social	
NOVA GIPAR HOLDING S/A				16.674.735/0001-30		
330.117.296	100,000	0	0,000	330.117.296	100,000	

6.1 Posição acionária

CONTROLADORA / INVESTIDORA						
ACIONISTA						
CPF/CNPJ acionista	Nacionalidade-UF	Participa de acordo de acionistas	Acionista controlador	Última alteração		
Acionista Residente no Exterior	Nome do Representante Legal ou Mandatário		Tipo de pessoa	CPF/CNPJ		
Detalhamento de ações						
Qtde. ações ordinárias	Ações ordinárias %	Qtde. ações preferenciais	Ações preferenciais %	Qtde. total de ações	Total ações %	
CONTROLADORA / INVESTIDORA				CPF/CNPJ acionista	Composição capital social	
NOVA GIPAR HOLDING S/A				16.674.735/0001-30		
AÇÕES EM TESOURARIA - Data da última alteração:						
0	0,000	0	0,000	0	0,000	
ITACATU S/A						
23.160.658/0001-66	Brasil		Sim	10/02/2023		
222.080.242	67,273	0	0,000	222.080.242	67,273	
Classe Ação	Qtde. de ações	Ações %	Ações (%) da espécie	Ações (%) do capital social		
TOTAL	0	0.000				
MULTISETOR COM. IND. E PARTICIPAÇÕES S/A						
20.286.787/0001-07	Brasil			10/02/2023		
108.037.054	32,727	0	0,000	108.037.054	32,727	
Classe Ação	Qtde. de ações	Ações %	Ações (%) da espécie	Ações (%) do capital social		
TOTAL	0	0.000				
OUTROS						
0	0,000	0	0,000	0	0,000	
TOTAL						

6.1 Posição acionária

CONTROLADORA / INVESTIDORA						
ACIONISTA						
CPF/CNPJ acionista	Nacionalidade-UF	Participa de acordo de acionistas	Acionista controlador	Última alteração		
Acionista Residente no Exterior	Nome do Representante Legal ou Mandatário		Tipo de pessoa	CPF/CNPJ		
Detalhamento de ações						
Qtde. ações ordinárias	Ações ordinárias %	Qtde. ações preferenciais	Ações preferenciais %	Qtde. total de ações	Total ações %	
CONTROLADORA / INVESTIDORA				CPF/CNPJ acionista	Composição capital social	
NOVA GIPAR HOLDING S/A				16.674.735/0001-30		
330.117.296	100,000	0	0,000	330.117.296	100,000	

6.1 Posição acionária

CONTROLADORA / INVESTIDORA						
ACIONISTA						
CPF/CNPJ acionista	Nacionalidade-UF	Participa de acordo de acionistas	Acionista controlador	Última alteração		
Acionista Residente no Exterior	Nome do Representante Legal ou Mandatário		Tipo de pessoa	CPF/CNPJ		
Detalhamento de ações						
Qtde. ações ordinárias	Ações ordinárias %	Qtde. ações preferenciais	Ações preferenciais %	Qtde. total de ações	Total ações %	
CONTROLADORA / INVESTIDORA				CPF/CNPJ acionista	Composição capital social	
ITACATU S/A				23.160.658/0001-66		
AÇÕES EM TESOURARIA - Data da última alteração:						
0	0,000	0	0,000	0	0,000	
MULTISETOR COM. IND. E PARTICIPAÇÕES S/A						
20.286.787/0001-07	Brasil		Sim	27/04/2022		
15.656.841	72,155	0	0,000	15.656.841	72,155	
Classe Ação	Qtde. de ações	Ações %	Ações (%) da espécie	Ações (%) do capital social		
TOTAL	0	0.000				
OUTROS						
6.042.141	27,845	0	0,000	6.042.141	27,845	
TOTAL						
21.698.982	100,000	0	0,000	21.698.982	100,000	

6.1 Posição acionária

CONTROLADORA / INVESTIDORA						
ACIONISTA						
CPF/CNPJ acionista	Nacionalidade-UF	Participa de acordo de acionistas	Acionista controlador	Última alteração		
Acionista Residente no Exterior	Nome do Representante Legal ou Mandatário		Tipo de pessoa	CPF/CNPJ		
Detalhamento de ações						
Qtde. ações ordinárias	Ações ordinárias %	Qtde. ações preferenciais	Ações preferenciais %	Qtde. total de ações	Total ações %	
CONTROLADORA / INVESTIDORA				CPF/CNPJ acionista	Composição capital social	
ITACATU S/A				23.160.658/0001-66		
AÇÕES EM TESOURARIA - Data da última alteração:						
0	0,000	0	0,000	0	0,000	
MULTISETOR COM. IND. E PARTICIPAÇÕES S/A						
20.286.787/0001-07	Brasil		Sim	10/02/2023		
15.656.841	100,000	0	0,000	15.656.841	100,000	
Classe Ação	Qtde. de ações	Ações %	Ações (%) da espécie	Ações (%) do capital social		
TOTAL	0	0.000				
OUTROS						
0	0,000	0	0,000	0	0,000	
TOTAL						
15.656.841	100,000	0	0,000	15.656.841	100,000	

6.1 Posição acionária

CONTROLADORA / INVESTIDORA						
ACIONISTA						
CPF/CNPJ acionista	Nacionalidade-UF	Participa de acordo de acionistas	Acionista controlador	Última alteração		
Acionista Residente no Exterior	Nome do Representante Legal ou Mandatário		Tipo de pessoa	CPF/CNPJ		
Detalhamento de ações						
Qtde. ações ordinárias	Ações ordinárias %	Qtde. ações preferenciais	Ações preferenciais %	Qtde. total de ações	Total ações %	
CONTROLADORA / INVESTIDORA				CPF/CNPJ acionista	Composição capital social	
MULTISETOR COM. IND. E PARTICIPAÇÕES S/A				20.286.787/0001-07		
AÇÕES EM TESOURARIA - Data da última alteração:						
0	0,000	0	0,000	0	0,000	
IVAN MÜLLER BOTELHO						
002.991.386-15	Brasil		Sim	27/04/2022		
1.197.626	78,830	0	0,000	1.197.626	78,830	
Classe Ação	Qtde. de ações	Ações %	Ações (%) da espécie	Ações (%) do capital social		
TOTAL	0	0.000				
OUTROS						
321.620	21,170	0	0,000	321.620	21,170	
TOTAL						
1.519.246	100,000	0	0,000	1.519.246	100,000	

6.1 Posição acionária

CONTROLADORA / INVESTIDORA					
ACIONISTA					
CPF/CNPJ acionista	Nacionalidade-UF	Participa de acordo de acionistas	Acionista controlador	Última alteração	
Acionista Residente no Exterior	Nome do Representante Legal ou Mandatário		Tipo de pessoa	CPF/CNPJ	
Detalhamento de ações					
Qtde. ações ordinárias	Ações ordinárias %	Qtde. ações preferenciais	Ações preferenciais %	Qtde. total de ações	Total ações %
CONTROLADORA / INVESTIDORA				CPF/CNPJ acionista	Composição capital social
MULTISETOR COM. IND. E PARTICIPAÇÕES S/A				20.286.787/0001-07	
AÇÕES EM TESOURARIA - Data da última alteração:					
0	0,000	0	0,000	0	0,000
IVAN MÜLLER BOTELHO					
002.991.386-15	Brasil		Sim	10/02/2023	
1.197.626	100,000	0	0,000	1.197.626	100,000
Classe Ação	Qtde. de ações	Ações %	Ações (%) da espécie	Ações (%) do capital social	
TOTAL	0	0.000			
OUTROS					
0	0,000	0	0,000	0	0,000
TOTAL					
1.197.626	100,000	0	0,000	1.197.626	100,000

6.1 Posição acionária

CONTROLADORA / INVESTIDORA						
ACIONISTA						
CPF/CNPJ acionista	Nacionalidade-UF	Participa de acordo de acionistas	Acionista controlador	Última alteração		
Acionista Residente no Exterior	Nome do Representante Legal ou Mandatário		Tipo de pessoa	CPF/CNPJ		
Detalhamento de ações						
Qtde. ações ordinárias	Ações ordinárias %	Qtde. ações preferenciais	Ações preferenciais %	Qtde. total de ações	Total ações %	
CONTROLADORA / INVESTIDORA				CPF/CNPJ acionista	Composição capital social	
MULTISETOR COM. IND. E PARTICIPAÇÕES S/A				20.286.787/0001-07		
AÇÕES EM TESOURARIA - Data da última alteração:						
0	0,000	0	0,000	0	0,000	
IVAN MÜLLER BOTELHO						
002.991.386-15	Brasil		Sim	27/04/2022		
1.197.626	78,830	0	0,000	1.197.626	78,830	
Classe Ação	Qtde. de ações	Ações %	Ações (%) da espécie	Ações (%) do capital social		
TOTAL	0	0.000				
OUTROS						
321.620	21,170	0	0,000	321.620	21,170	
TOTAL						
1.519.246	100,000	0	0,000	1.519.246	100,000	

6.1 Posição acionária

CONTROLADORA / INVESTIDORA						
ACIONISTA						
CPF/CNPJ acionista	Nacionalidade-UF	Participa de acordo de acionistas	Acionista controlador	Última alteração		
Acionista Residente no Exterior	Nome do Representante Legal ou Mandatário		Tipo de pessoa	CPF/CNPJ		
Detalhamento de ações						
Qtde. ações ordinárias	Ações ordinárias %	Qtde. ações preferenciais	Ações preferenciais %	Qtde. total de ações	Total ações %	
CONTROLADORA / INVESTIDORA				CPF/CNPJ acionista	Composição capital social	
MULTISSETOR COM. IND. E PARTICIPAÇÕES S/A				20.286.787/0001-07		
AÇÕES EM TESOURARIA - Data da última alteração:						
0	0,000	0	0,000	0	0,000	
IVAN MÜLLER BOTELHO						
002.991.386-15	Brasil		Sim	10/02/2023		
1.197.626	16,542	0	0,000	1.197.626	16,542	
Classe Ação	Qtde. de ações	Ações %	Ações (%) da espécie	Ações (%) do capital social		
TOTAL	0	0.000				
OUTROS						
6.042.141	83,458	0	0,000	6.042.141	83,458	
TOTAL						
7.239.767	100,000	0	0,000	7.239.767	100,000	

6.3 Distribuição de capital

Data da última assembleia / Data da última alteração	26/04/2023
Quantidade acionistas pessoa física	7.476
Quantidade acionistas pessoa jurídica	3
Quantidade investidores institucionais	0

Ações em Circulação

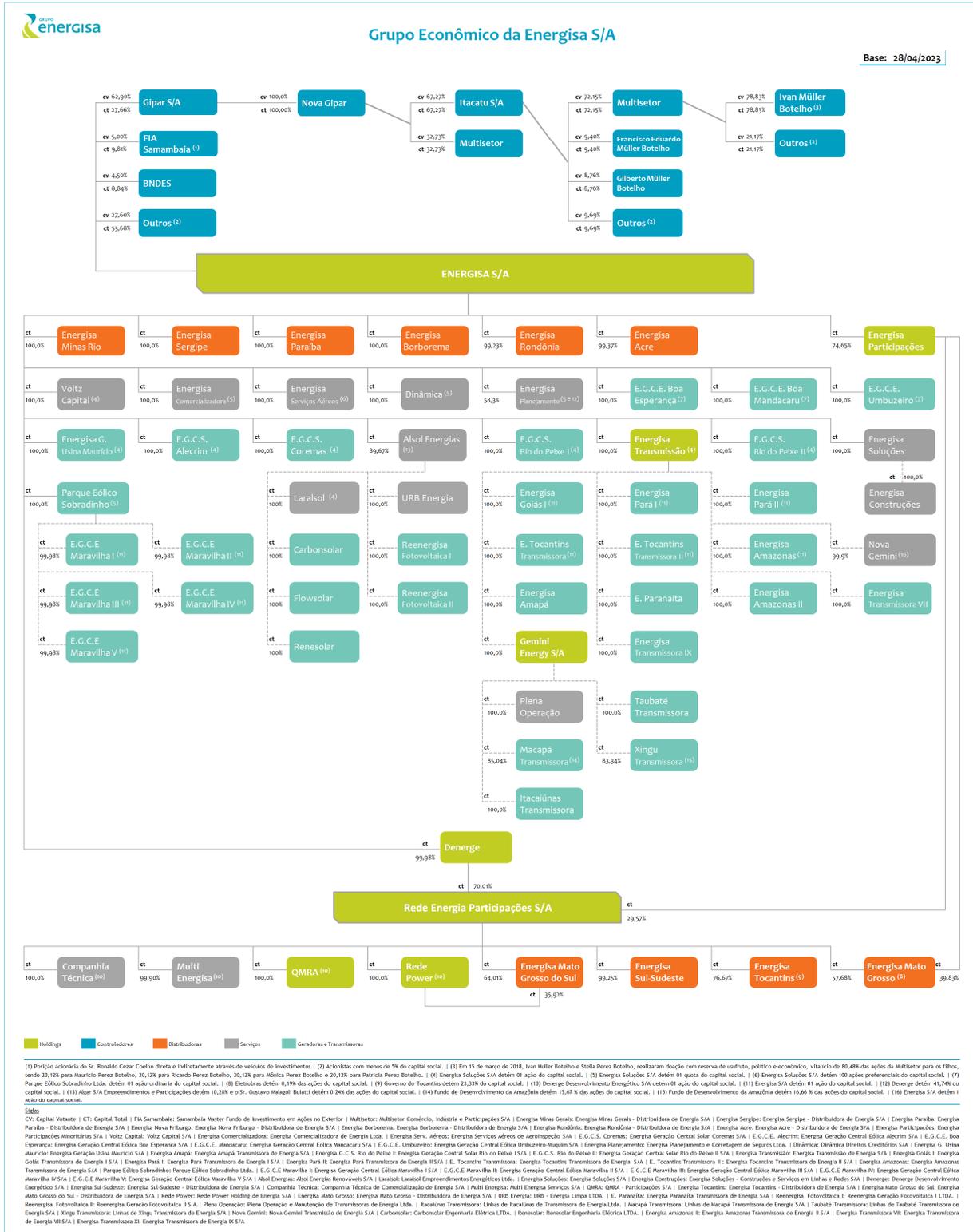
Ações em circulação correspondente a todas ações do emissor com exceção das de titularidade do controlador, das pessoas a ele vinculadas, dos administradores do emissor e das ações mantdas em tesouraria

Quantidade ordinárias	51.864.504	2,458%
Quantidade preferenciais	0	0,000%
Total	51.864.504	2,458%

6.4 Participação em sociedades

Denominação Social	CNPJ	Participação do emisor (%)
COMPANHIA TÉCNICA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA	04.169.257/0001-22	99,98
ENERGISA MATO GROSSO - DISTRIBUIDORA DE ENERGIA S/A	03.467.321/0001-99	57,68
ENERGISA MATO GROSSO DO SUL - DISTRIBUIDORA DE ENERGIA S/A	15.413.826/0001-50	64,01
ENERGISA SUL-SUDESTE - DISTRIBUIDORA DE ENERGIA S/A	07.282.377/0001-20	99,25
ENERGISA TOCANTINS - DISTRIBUIDORA DE ENERGIA S/A	25.086.034/0001-71	76,67
MULTI ENERGISA SERVIÇOS S/A	03.455.071/0001-77	99,90
QMRA PARTICIPAÇÕES	02.139.940/0001-91	100,00
REDE POWER DO BRASIL S/A	00.412.685/0001-83	99,99

6.5 Organograma dos acionistas e do grupo econômico



6.6 Outras informações relevantes

Não há outras informações que a Companhia julgue relevantes em relação a esta Seção 6 que não tenham sido divulgadas nos demais itens deste Formulário de Referência.

7.1 Principais características dos órgãos de administração e do conselho fiscal

(a) principais características das políticas de indicação e preenchimento de cargos, se houver, e, caso a Companhia a divulgue, locais na rede mundial de computadores em que o documento pode ser consultado

A Companhia está sujeita à Política de Indicação e de Remuneração dos Administradores (“Política de Indicação e Remuneração”), a qual foi aprovada pelo Conselho de Administração da Controladora em reunião realizada em 12 de setembro de 2019. A Política de Indicação e Remuneração foi aprovada pela Controladora e é aplicável a todas as empresas do Grupo Energisa, inclusive a Companhia.

A Política de Indicação e Remuneração tem como objetivo, dentre outros, (i) garantir a composição do Conselho de Administração, seus Comitês de Assessoramento e Diretoria Estatutária; e (ii) instituir o programa de integração dos novos membros do Conselho de Administração, dos Comitês de Assessoramento ou da Diretoria Estatutária; de forma adequada e alinhada às melhores práticas de governança.

Todos os candidatos a membro da administração da Companhia deverão ser profissionais íntegros, com reputação ilibada, cuja conduta e trajetória profissional esteja alinhada aos princípios previstos no Código de Ética e Conduta e os valores corporativos do Grupo Energisa.

Como diretriz geral, o processo de indicação de candidatos deve visar que o Conselho de Administração seja composto de membros de perfil diversificado, número adequado de conselheiros independentes e tamanho que permita a criação de comitês, o debate efetivo de ideias e a tomada de decisões técnicas, isentas e fundamentadas. Adicionalmente, todos deverão ser pessoas com competência, experiência, qualificação, formação, disponibilidade e compromisso com sua função.

No processo de seleção, de preferência, será realizada a busca de candidatos com conhecimentos e experiências nos setores de negócios em que a Companhia atue ou venha a atuar e/ou experiência comprovada nas respectivas áreas de atuação. O processo de seleção será isento de qualquer inclinação que possa implicar em discriminação, dentre outras, em razão de sexo, origem étnica, idade ou deficiência física.

As demais características da Política de Indicação e Remuneração poderão ser consultadas no link https://mz-filemanager.s3.amazonaws.com/60f49a2d-bd8c-4fd9-95ab-bdf833097a83/politicas-e-codigos--energisacentral-de-downloads/1f028984b4a2f32902ae6313d3a09664636a45e10bb10daa14b0e510ce74de15/politica_de_indicacao_e_de_remuneracao_dos_administradores_.pdf

(b) se há mecanismos de avaliação de desempenho, informando, em caso positivo:

Nesta data, a Companhia não adota um processo anual formal de avaliação do desempenho do Conselho de Administração ou dos Comitês de Assessoramento.

(i) a periodicidade da avaliação e sua abrangência

Nesta data, a Companhia não adota um processo anual formal de avaliação do desempenho do Conselho de Administração ou dos Comitês de Assessoramento.

7.1 Principais características dos órgãos de administração e do conselho fiscal

(ii) metodologia adotada e os principais critérios utilizados na avaliação

Nesta data, a Companhia não adota um processo anual formal de avaliação do desempenho do Conselho de Administração ou dos Comitês de Assessoramento.

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

Nesta data, a Companhia não adota um processo anual formal de avaliação do desempenho do Conselho de Administração ou dos Comitês de Assessoramento.

(c) regras de identificação e administração de conflitos de interesses

A Companhia está sujeita à Política de Operações com Partes Relacionadas e Conflito de Interesses ("Política de Operações com Partes Relacionadas"), cuja versão vigente foi aprovada pelo Conselho de Administração da Controladora em reunião realizada em 12 de setembro de 2019, a qual institui os procedimentos a serem observados pelo Grupo Energisa, inclusive a Companhia, e pelos seus funcionários, administradores e acionistas em situações em que haja potencial conflito de interesses.

De acordo com a Política de Operações com Partes Relacionadas, havendo interesses conflitantes com os interesses da Companhia por parte de acionista ou membro da administração, deve este manifestar, tempestivamente, seu conflito de interesse ou interesse particular, declarando-se impedido de participar das discussões e deliberações sobre o assunto. A manifestação da situação de conflito de interesses e a subsequente abstenção deverão constar da ata da respectiva reunião.

O presidente e secretário da mesa da (i) Assembleia Geral de Acionistas; (ii) das Reuniões do Conselho de Administração; (iii) das Reuniões da Diretoria; e (iv) das Reuniões do Conselho Fiscal (caso instalado) deverão receber e processar as alegações de conflito de interesse apresentadas por quaisquer acionistas, administradores e/ou membros do Conselho Fiscal (caso instalado) (em conjunto "Terceiros Interessados") e, inclusive, os pedidos de anulação de votos proferidos em conflito, ainda que posteriormente às reuniões. Os integrantes da mesa poderão contar com o apoio dos profissionais da área jurídica e de relações com investidores da Companhia e posteriormente encaminhará a análise para avaliação do Comitê de Auditoria e Riscos.

Não caberá aos integrantes da mesa e ao Comitê de Auditoria e Riscos analisar as livres manifestações tempestivas de conflito de interesse ou interesse particular com declaração de impedimento de participações das discussões e deliberações sobre o assunto.

Superada a esfera interna da Companhia, caso o Terceiro Interessado não concorde com a decisão tomada acerca da alegação do conflito de interesse apresentada, poderá ainda resolver a questão por meio do juízo arbitral, conforme estabelecido no Estatuto Social da Companhia.

Qualquer violação ao disposto na Política de Operações com Partes Relacionadas será submetida ao Comitê de Auditoria e Riscos, devendo ser adotadas as penalidades cabíveis, sem prejuízo das penas previstas na legislação vigente.

7.1 Principais características dos órgãos de administração e do conselho fiscal

A Política de Operações com Partes Relacionadas encontra-se disponível para consulta no site da Companhia (https://mz-filemanager.s3.amazonaws.com/60f49a2d-bd8c-4fd9-95ab-bdf833097a83/politica-de-transacoes-entre-partes-relacionadas/b507737d7707b92bfb953d5a1bc7d8dfaa0d743675cf913f4afdc72e9084c52b/politica_de_transacoes_entre_partes_relacionadas.pdf).

(d) por órgão de administração da Companhia

Informações preenchidas em formulário estruturado

(e) se houver, objetivos específicos que a Companhia possua com relação à diversidade de gênero, cor ou raça ou outros atributos entre os membros de seus órgãos de administração e de seu conselho fiscal

A Companhia não possui objetivos específicos com relação à diversidade de gênero, cor ou raça nos órgãos de administração e conselho fiscal. De acordo com o Código de Ética da ESA e suas controladas não é admitida discriminação de qualquer natureza, com relação à raça, cor, sexo, nascimento, credo, orientação sexual, aparência, nacionalidade, estado civil, dentre outros tipos de discriminação, conforme dispostos nas legislações e nos tratados de direitos humanos ratificados pelo Brasil. Além disso, o processo de indicação que trata a Política de Indicação e de Remuneração dos Administradores, é isento de qualquer inclinação que possa implicar em discriminação. Nesse sentido, a Companhia entende que possui mecanismos adequados e suficientes para mitigar qualquer forma de discriminação e promover a diversidade entre os membros que compõem a administração da Companhia.

(f) papel dos órgãos de administração na avaliação, gerenciamento e supervisão dos riscos e oportunidades relacionados ao clima

A Companhia tem demonstrado um compromisso crescente com a gestão de riscos e oportunidades relacionados ao clima, apesar de ainda não ter definido claramente o papel dos órgãos de administração nesse processo. Em 2022, a empresa aprovou uma ambiciosa meta de neutralizar suas emissões até 2050, e desenvolveu um plano de descarbonização que inclui ações e projetos de redução de suas emissões de gases de efeito estufa no médio e longo prazo. Além disso, a empresa destaca que está em conformidade com todas as normas ambientais aplicáveis às suas operações, conforme detalhado no item 1.6 deste Formulário de Referência. Tais iniciativas demonstram o compromisso da empresa com a sustentabilidade e a responsabilidade ambiental.

7.1D Descrição das principais características dos órgãos de administração e do conselho fiscal

Quantidade de membros por declaração de gênero

	Feminino	Masculino	Não binário	Outros	Preferê não responder
Diretoria	0	3	0	0	0
Conselho de Administração - Efetivos	0	3	0	0	0
Conselho de Administração - Suplentes	0	1	0	0	0
Conselho Fiscal - Efetivos	0	0	0	0	0
Conselho Fiscal - Suplentes	0	0	0	0	0
TOTAL = 7	0	7	0	0	0

Quantidade de membros por declaração de cor e raça

	Amarelo	Branco	Preto	Pardo	Indígena	Outros	Preferê não responder
Diretoria	0	3	0	0	0	0	0
Conselho de Administração - Efetivos	0	2	0	0	0	0	1
Conselho de Administração - Suplentes	0	1	0	0	0	0	0
Conselho Fiscal - Efetivos	0	0	0	0	0	0	0
Conselho Fiscal - Suplentes	0	0	0	0	0	0	0
TOTAL = 7	0	6	0	0	0	0	1

7.2 Informações relacionadas ao conselho de administração

(a) órgãos e comitês permanentes que se reportem ao conselho de administração

Diretoria

A Diretoria é o órgão responsável pela direção geral e representação da Companhia, sendo composta por 3 membros, com mandato de 1 ano, na forma do artigo 21 do Estatuto Social da Companhia.

A Diretoria conta atualmente com regimento interno próprio, cuja versão vigente foi aprovada em reunião do Conselho de Administração realizada em 12 de maio de 2022, o qual está disponível para consulta no link: <https://api.mziq.com/mzfilemanager/v2/d/06e5131b-136a-4b37-a520-8a9a25dffba9/ac73bcc1-942e-4150-815c-3e2e98134923?origin=1> (“Regimento Interno da Diretoria”).

A Diretoria é composta pelos seguintes diretores: (i) Diretor Presidente; (ii) Diretor Administrativo, Financeiro e de Relações com Investidores; e (iii) Diretor de Assuntos Regulatórios e Estratégia. As demais atribuições e poderes individuais dos membros da Diretoria estão previstas no Regimento Interno da Diretoria.

Conselho Consultivo

A Companhia poderá ter um Conselho Consultivo composto de até 6 membros, acionistas ou não, eleitos e destituíveis pelo Conselho de Administração e com mandato de 1 ano, sendo permitida a reeleição. Competirá ao Conselho Consultivo, sempre reservadamente: (i) aconselhar a Administração da Companhia na orientação superior dos negócios sociais; (ii) pronunciar-se sobre assuntos ou negócios da Companhia que lhe forem submetidos a exame; e (iii) transmitir ao Conselho de Administração informações e dados técnicos, econômicos, industriais e comerciais concernentes aos objetivos sociais da Companhia e das sociedades em que esta participar, apresentando sugestões e recomendações. O Conselho Consultivo não possui regimento interno próprio.

Comitês

Até a data deste Formulário de Referência não foram instalados Comitês específicos da Companhia, bem como não há previsão no Estatuto Social acerca de Comitês existentes. Contudo, o Conselho de Administração da ESA instalou o Comitê de Auditoria e Riscos (“Comitê de Auditoria”), o Comitê de Gestão de Riscos Decorrentes do Mercado Financeiro (“Comitê de Gestão de Riscos”) e o Comitê de Ética (“Comitê de Ética”).

Nos termos dos Regimentos Internos do Comitê de Auditoria e do Comitê de Ética e da Política de Gestão de Riscos decorrentes do Mercado Financeiro da ESA, as atribuições e responsabilidades dos referidos Comitês englobam a ESA e suas controladas, inclusive a Companhia.

Os documentos mencionados acima estão disponíveis para consulta no link <https://ri.energisa.com.br/governanca-corporativa/politicas-e-codigos-energisa/>

(b) de que forma o conselho de administração avalia o trabalho da auditoria independente, indicando se a Companhia possui uma política de contratação de serviços de extra auditoria

7.2 Informações relacionadas ao conselho de administração

com o auditor independente e, caso a Companhia divulgue a política, locais na rede mundial de computadores onde o documento pode ser consultado

Cabe ao Conselho de Administração a contratação, remuneração, retenção e destituição da sociedade a ser contratada para prestação dos serviços de auditoria independente mediante a análise dos trabalhos prestados pela auditoria externa.

Com relação à contratação de serviços de extra auditoria dos auditores independentes, a Companhia está sujeita às regras específicas da Política de Operações com Partes Relacionadas e Conflitos de Interesses, cuja versão vigente foi aprovada pelo Conselho de Administração da ESA em 12 de setembro de 2019 e está disponível para consulta no link https://mz-filemanager.s3.amazonaws.com/60f49a2d-bd8c-4fd9-95ab-bdf833097a83/politica-de-transacoes-entre-partes-relacionadas/b507737d7707b92bfb953d5a1bc7d8dfaa0d743675cf913f4afdc72e9084c52b/politica_de_transacoes_entre_partes_relacionadas.pdf (“Política de Operações com Partes Relacionadas”).

(c) se houver, canais instituídos para que questões críticas relacionadas a temas e práticas de ASG e de conformidade cheguem ao conhecimento do conselho de administração

A Companhia não possui canal específico para questões relacionadas a temas e práticas de ASG, no entanto, dispõe de um Canal de Ética para receber denúncias internas e externas conforme descrito na seção 5.3.b deste Formulário de Referência.

Para acessar o Canal de Ética da Companhia, favor acessar o link: <https://grupoenergisa.com.br/Paginas/etica-fraudes.aspx>

7.3 Composição e experiências profissionais da administração e do conselho fiscal

Nome: ANTONIO CARLOS DE ANDRADA TOVAR **CPF:** 074.171.737-99 **Profissão:** Engenheiro **Data de Nascimento:** 07/05/1973

Experiência Profissional: Formado em Engenharia Elétrica pela Universidade Federal do Rio de Janeiro (UFRJ), em 1997 e em Direito pela Universidade Estácio de Sá, em 2013. É pós-graduado em Engenharia Econômica e Administração Industrial pela UFRJ, possui MBA em Finanças pelo IBMEC e é Mestre em Engenharia Industrial pela PUC-RJ. Tem mais de 20 anos de experiência no setor financeiro e de infraestrutura. Exerceu posições executivas como Diretor Financeiro da Companhia de Gás de Minas Gerais, Chefe do Departamento de Fontes Alternativas de Energia e Chefe do Departamento de Telecomunicações do BNDES. Foi membro do Conselho de Administração da RME - Rio Minas Energia e Participações S.A., da Companhia Energética de Minas Gerais ±CEMIG, da Transmissora Aliança de Energia Elétrica S.A. ±TAESA, da Energia Paulista Participações S.A. e do Conselho Fiscal da AES Tietê S.A. Declarações: O candidato ora indicado, nos últimos 5 anos, não incorreu em: (i) qualquer condenação criminal; (ii) qualquer condenação em processo administrativo da CVM; e (iii) qualquer condenação transitada em julgado, na esfera judicial ou administrativa, que o tenha suspenso ou inabilitado para a prática de uma atividade profissional ou comercial qualquer. Adicionalmente, o administrador acima declara que não é, nos termos da legislação aplicável, considerado uma pessoa exposta politicamente.

Órgãos da Administração:

Órgão da Administração	Data da Eleição	Prazo do mandato	Cargo eletivo ocupado	Data de posse	Foi eleito pelo controlador	Data de início do primeiro mandato
Diretoria	11/05/2023	1 ano	19 - Outros Diretores	11/05/2023	Sim	28/10/2022

Condenações:

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

Nome: IVAN MÜLLER BOTELHO **CPF:** 002.991.386-15 **Profissão:** Engenheiro Eletricista **Data de Nascimento:** 16/03/1934

Experiência Profissional: Formação acadêmica: Graduação em Engenharia Elétrica na University of Miami - Diploma de BSC Engenharia; Curso de Administração de Empresas para Altos Executivos, elaborado pela ELETROBRÁS, na Fundação Getúlio Vargas, em 1970; Curso de Administração para Altos Executivos no RPI -Rensselaer Polythecnic Institute em Troy - N.Y. -USA – 1970. Experiência profissional: Foi Vice-Presidente da ABRASCA - Associação Brasileira das Companhias Abertas, Vice-Presidente da ABCE - Associação Brasileira das Concessionárias de Energia Elétrica, membro do Conselho Consultivo da FIEMG - Federação de Indústrias do Estado de Minas Gerais e membro do Conselho Empresarial de Política Industrial da Associação Comercial do Rio de Janeiro. Durante os últimos cinco anos, vem exercendo o cargo de Presidente do Conselho de Administração da Companhia, da Energisa Paraíba, da Energisa Borborema, da Energisa Minas Gerais e da Energisa Sergipe. Desde a aquisição do Grupo Rede em abril de 2014, exerce o cargo de Presidente do Conselho de Administração da Energisa Tocantins, da Energisa Mato Grosso, da Energisa Mato Grosso do Sul, da Empresa de Eletricidade do Vale Paranapanema S.A. e da Rede Energia S.A. – Em Recuperação Judicial.O Administrador ora eleito, nos últimos 5 anos, não incorreu em: (i) qualquer condenação criminal; (ii) qualquer condenação em processo administrativo da CVM; e (iii) qualquer condenação transitada em julgado, na esfera judicial ou administrativa, que o tenha suspenso ou inabilitado para a prática de uma atividade profissional ou comercial qualquer. Adicionalmente, o Administrador acima declara que não é, nos termos da legislação aplicável, considerado uma pessoa exposta politicamente.

Órgãos da Administração:

Órgão da Administração	Data da Eleição	Prazo do mandato	Cargo eletivo ocupado	Data de posse	Foi eleito pelo controlador	Data de início do primeiro mandato
Conselho de Administração - Efetivos	27/04/2022	2 anos	20 - Presidente do Conselho de Administração	27/04/2022	Sim	10/04/2014

Condenações:

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

Nome: MARCELO SILVEIRA DA ROCHA **CPF:** 008.285.306-10 **Profissão:** Engenheiro agrônomo **Data de Nascimento:** 17/12/1940

Experiência Profissional: Engenheiro agrônomo formado pela Universidade Federal de Viçosa-MG. Atua no Grupo Energisa há aproximadamente 50 anos; atualmente é membro do Conselho de Administração da Energisa S/A, Energisa Minas Gerais Distribuidora de Energia S/A, Energisa Paraíba Distribuidora de Energia S/A, Energisa Borborema Distribuidora de Energia S/A, Energisa Sergipe Distribuidora de Energia S/A, Energisa Mato Grosso Distribuidora de Energia S/A, Energisa Mato Grosso do Sul Distribuidora de Energia S/A, Rede Energia Participações, Energisa Tocantins Distribuidora de Energia S/A, Energisa Sul-Sudeste Distribuidora de Energia S/A, Energisa Rondônia Distribuidora de Energia S/A. e Energisa Acre Distribuidora de Energia S/A. Atua também como membro do Comitê de Ética da Energisa S.A. Ex-Diretor Presidente da Energisa Mato Grosso do Sul - Distribuidora de Energia S.A., de 2014 a 2016. Ex-Diretor Presidente da Energisa Paraíba e da Energisa Borborema- de 2008 a 2014; ex-Diretor Presidente da Energisa Sergipe, de 1997 a 2008; ex-Diretor Administrativo e Financeiro da Companhia Força e Luz Cataguazes-Leopoldina (atual Energisa Minas Gerais) - de 1977 a 1988; ex-membro do Conselho de Administração do ONS- Operador Nacional do Sistema Elétrico- de 1998 a 2004; ex-Vice Presidente da Associação Comercial de Sergipe, de 2001 a 2003. O Conselheiro ora eleito, nos últimos 5 anos, não incorreu em: (i) qualquer condenação criminal; (ii) qualquer condenação em processo administrativo da CVM; e (iii) qualquer condenação transitada em julgado, na esfera judicial ou administrativa, que o tenha suspenso ou inabilitado para a prática de uma atividade profissional ou comercial qualquer. Adicionalmente, o Conselheiro acima declara que não é, nos termos da legislação aplicável, considerado uma pessoa exposta politicamente.

Órgãos da Administração:

Órgão da Administração	Data da Eleição	Prazo do mandato	Cargo eletivo ocupado	Data de posse	Foi eleito pelo controlador	Data de início do primeiro mandato
Conselho de Administração - Efetivos	27/04/2022	2 anos	22 - Conselho de Administração (Efetivo)	27/04/2022	Sim	15/07/2016

Condenações:

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

Nome: MAURÍCIO PEREZ BOTELHO **CPF:** 738.738.107-00 **Profissão:** Engenheiro Mecânico **Data de Nascimento:** 30/12/1960

Experiência Profissional: Formou-se em Engenharia Mecânica pela Universidade Gama Filho e em Finanças pela Tutane University School of Business (New Orleans - USA), foi analista de Projetos da Dow Corning Corporation (Midland - USA), assistente financeiro do vice-presidente da American Express Bank (New York) e membro do Conselho de Administração da Companhia Industrial Cataguases. Membro titular do Conselho de Administração da Energisa Mato Grosso do Sul – Distribuidora de Energia S.A. e também é conselheiro suplente da Energisa Minas Gerais - Distribuidora de Energia S.A.; Energisa Sergipe - Distribuidora de Energia S.A.; Energisa Paraíba - Distribuidora de Energia S.A.; Energisa Borborema - Distribuidora de Energia S.A. e Rede Energia S.A. - em recuperação judicial, todas empresas atuantes no setor de energia elétrica. O administrador é o vice presidente financeiro do Grupo Energisa, exercendo o cargo de Diretor Financeiro de 13 distribuidoras de energia elétrica controladas direta ou indiretamente pela Companhia, bem como exercendo o cargo de Diretor ou Administrador de todas as sociedades controladas direta ou indiretamente pela Energisa. O Administrador ora eleito, nos últimos 5 anos, não incorreu em: (i) qualquer condenação criminal; (ii) qualquer condenação em processo administrativo da CVM; e (iii) qualquer condenação transitada em julgado, na esfera judicial ou administrativa, que o tenha suspenso ou inabilitado para a prática de uma atividade profissional ou comercial qualquer. Adicionalmente, o Administrador acima declara que não é, nos termos da legislação aplicável, considerado uma pessoa exposta politicamente. O administrador é um conselheiro executivo nos termos da definição do Código Abrasca de Autorregulação e Boas Práticas das Companhias Abertas. O administrador acima declara também que não é, nos termos da legislação aplicável, considerado uma pessoa exposta politicamente.

Órgãos da Administração:

Órgão da Administração	Data da Eleição	Prazo do mandato	Cargo eletivo ocupado	Data de posse	Foi eleito pelo controlador	Data de início do primeiro mandato
Conselho de Administração - Suplentes	11/05/2023	1 ano	38 - Conselheiro(Suplente)/ Dir. Rel. Invest.	11/05/2023	Sim	10/04/2014
Conselho de Administração - Suplentes	27/04/2022	2 anos	38 - Conselheiro(Suplente)/ Dir. Rel. Invest.	27/04/2022	Sim	10/04/2014

Condenações:

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

Nome: RICARDO PEREZ BOTELHO **CPF:** 738.738.027-91 **Profissão:** Engenheiro Eletrônico **Data de Nascimento:** 28/06/1959

Experiência Profissional: Formação acadêmica: Graduação em Engenharia Elétrica pela Pontifícia Universidade Católica do Estado do Rio de Janeiro; Especialização em microeletrônica na Arizona State University; e em 2014 concluiu o programa "Business School President's Program on Leadership" na Harvard University. Experiência profissional: Ex-Engenheiro Eletrônico da CFLCL, empresa atuante no setor elétrico; Ex-Engenheiro Eletrônico da GTE Laboratories, empresa atuante no setor de telecomunicações, e da GTE Communications Products - Tempe, empresa atuante no setor de telecomunicações, em Arizona (EUA); Ex-Chefe de Equipe de Desenvolvimento da Micron Technology - Signal Processing Group, empresa atuante no setor de tecnologia, em Arizona (EUA); Ex-Membro do Conselho de Administração e Diretor Presidente da Nova América S.A., empresa atuante no setor têxtil; Vice-Presidente do Conselho de Administração da Energisa Sergipe, Energisa Paraíba, Energisa Borborema e Energisa S.A., Energisa Mato Grosso, Energisa Mato Grosso do Sul, Energisa Tocantins, Empresa de Eletricidade Vale Paranapanema S.A. e Rede Energia S.A. – Em recuperação judicial, todas empresas atuante no setor de energia elétrica. Presidente do Conselho de Administração da Cat-Leo Cise (atual Energisa Soluções) e da Usina Termelétrica de Juiz de Fora, empresa atuante no setor de energia elétrica. O Administrador ora eleito, nos últimos 5 anos, não incorreu em: (i) qualquer condenação criminal; (ii) qualquer condenação em processo administrativo da CVM; e (iii) qualquer condenação transitada em julgado, na esfera judicial ou administrativa, que o tenha suspenso ou inabilitado para a prática de uma atividade profissional ou comercial qualquer. Adicionalmente, o Administrador acima declara que não é, nos termos da legislação aplicável, considerado uma pessoa exposta politicamente. O administrador é um conselheiro executivo nos termos da definição do Código Abrasca de Autorregulação e Boas Práticas das Companhias Abertas. O administrador acima declara também que não é, nos termos da legislação aplicável, considerado uma pessoa exposta politicamente.

Órgãos da Administração:

Órgão da Administração	Data da Eleição	Prazo do mandato	Cargo eletivo ocupado	Data de posse	Foi eleito pelo controlador	Data de início do primeiro mandato
Conselho de Administração - Suplentes	27/04/2022	2 anos	31 - Vice Pres. C.A. e Diretor Presidente	27/04/2022	Sim	10/04/2014
Conselho de Administração - Suplentes	11/05/2023	1 ano	31 - Vice Pres. C.A. e Diretor Presidente	11/05/2023	Sim	10/04/2014

Condenações:

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

7.4 Composição dos comitês

Justificativa para o não preenchimento do quadro:

A Companhia não possui Comitês.

7.5 Relações familiares

Nome	CPF	Nome empresarial do emissor ou controlada	CNPJ	Tipo de parentesco com o administrador do emissor ou controlada
Cargo				
Administrador do emissor ou controlada				
IVAN MÜLLER BOTELHO	002.991.386-15	MAURÍCIO PEREZ BOTELHO	61.584.140/0001-49	
Presidente do Conselho de Administração				
Pessoa relacionada				
MAURÍCIO PEREZ BOTELHO	738.738.107-00	MAURÍCIO PEREZ BOTELHO	61.584.140/0001-49	Avô ou Avó (2º grau por consanguinidade)
Diretor Administrativo, Financeiro e de Relações com Investidores e Membro Suplente do Conselho de Administração.				
Observação				
Os Srs. Ivan Müller Botelho e Maurício Perez Botelho também ocupam cargos na administração de sociedades controladas e controladoras da Companhia.				

Administrador do emissor ou controlada				
IVAN MÜLLER BOTELHO	002.991.386-15	MAURÍCIO PEREZ BOTELHO	61.584.140/0001-49	
Presidente do Conselho de Administração				
Pessoa relacionada				
RICARDO PEREZ BOTELHO	738.738.027-91	MAURÍCIO PEREZ BOTELHO	61.584.140/0001-49	Avô ou Avó (2º grau por consanguinidade)
Diretor Presidente e Vice-Presidente do Conselho de Administração.				
Observação				
Os Srs. Ivan Müller Botelho e Ricardo Perez Botelho também ocupam cargos na administração de sociedades controladas e controladoras da Companhia.				

Administrador do emissor ou controlada				
RICARDO PEREZ BOTELHO	738.738.027-91	MAURÍCIO PEREZ BOTELHO	61.584.140/0001-49	
Diretor Presidente e Vice-Presidente do Conselho de Administração				
Pessoa relacionada				
MAURÍCIO PEREZ BOTELHO	738.738.107-00	MAURÍCIO PEREZ BOTELHO	61.584.140/0001-49	Cunhado e Cunhada (2º grau por afinidade)
Diretor Administrativo, Financeiro e de Relações com Investidores e Membro Suplente do Conselho de Administração.				
Observação				
Os Srs. Ricardo Perez Botelho e Maurício Perez Botelho também ocupam cargos na administração de sociedades controladas e controladoras da Companhia.				

7.6 Relações de subordinação, prestação de serviço ou controle

Justificativa para o não preenchimento do quadro:

Não houve qualquer relação de subordinação, prestação de serviço ou controle mantida nos últimos três exercícios sociais, entre administradores da Companhia e qualquer sociedade controlada, direta e indiretamente, pela Companhia, qualquer sociedade controladora, direta e indiretamente, da Companhia e/ou qualquer fornecedor, cliente, devedor ou credor da Companhia, de sua controlada ou controladoras, ou controladas de alguma dessas pessoas.

7.7 Acordos/seguros de administradores

A Companhia mantém apólice de seguro de responsabilidade civil para todos os administradores da Companhia, com as seguintes características:

Objeto: Pagamento, a título de perdas e danos, devido a terceiros pelo segurado, em decorrência de ato ou fato pelo qual seja responsabilizado, reclamado e/ou notificado durante o período de vigência da apólice, ou, quando expressa e contratualmente previsto, em data anterior compreendida no período de retroatividade de cobertura, desde que o segurado tenha comunicado a seguradora durante o período de vigência do seguro e que o terceiro tenha a ele apresentado sua reclamação, durante o período de vigência da apólice ou durante o período complementar, quando cabível; ou durante o prazo suplementar quando cabível.

Tomador do seguro: Energisa S.A.

Segurados: Energisa S.A. e suas controladas.

Período de vigência da apólice: das 24:00 horas do dia 05 de março de 2023 até as 24:00 horas do dia 05 de março de 2024.

Limite de responsabilidade (LMI): R\$75.000.000,00 (setenta e cinco milhões de reais) para todas as coberturas combinadas incluindo cobertura para custos de defesa e multas ou penalidades cíveis/administrativas, esta última com LMI (Limite Máximo de Indenização) de R\$2.000.000,00 (dois milhões de reais).

Franquia: Responsabilidade gerencial, pessoas físicas e reembolso à sociedade – não tem franquia. Responsabilidade da sociedade por reclamação de mercado aberto de capitais – R\$75.000,00 (setenta e cinco mil reais).

Prêmio Total: R\$350.000,00 (trezentos e cinquenta mil reais).

Data da retroatividade de garantia: Ilimitada para fatos desconhecidos pelo Segurado, exceto para reclamações relacionadas ao Grupo Rede, cuja data de retroatividade é 08/04/2014.

Cobertura automática para novas subsidiárias com o total de ativos de até 30% do total de ativos consolidados da Companhia.

Âmbito de cobertura: Mundial, exceto nos territórios de Belarus e Rússia.

7.8 Outras informações relevantes

Assembleias Gerais da Companhia

Apresentamos abaixo, com relação às Assembleias Gerais da Companhia realizadas nos últimos três anos, (i) data de realização; (ii) eventuais casos de instalação em segunda convocação; e (iii) quórum de instalação:

Evento	Data	Quórum de instalação	Instalação em segunda convocação
Assembleia Geral Ordinária e Extraordinária	28/04/2020	99,73%	Não
Assembleia Especial de Acionistas Titulares de Ações em Circulação	18/12/2020	44,85%	Não
Assembleia Geral Ordinária e Extraordinária	28/04/2021	99,57%	Não
Assembleia Geral Ordinária e Extraordinária	27/04/2022	99,57%	Não
Assembleia Geral Ordinária	26/04/2023	99,57%	Não

8.1 Política ou prática de remuneração

- a. Objetivos da política ou prática de remuneração, informando se a política de remuneração foi formalmente aprovada, órgão responsável por sua aprovação, data da aprovação e, caso o emissor divulgue a política, locais na rede mundial de computadores onde o documento pode ser consultado.**

O Conselho de Administração da Energisa S.A., acionista controladora indireta da Companhia, em reunião realizada em 12 de setembro de 2019, aprovou a Política de Indicação e de Remuneração dos Administradores (“Política”), que tem, dentre os seus objetivos, estabelecer as diretrizes a serem observadas quanto à remuneração do Conselho de Administração, seus Comitês de Assessoramento, e da Diretoria Estatutária da Companhia e suas controladas (“Grupo Energisa”).

A Política encontra-se disponível para consulta no site da Companhia (ri.energisa.com.br) e em sua página eletrônica no Módulo IPE do Sistema Empresas.NET, no site da CVM (www.cvm.gov.br).

- b. Práticas e procedimentos adotados pelo conselho de administração para definir a remuneração individual do conselho de administração e da diretoria, indicando:**

- (i) os órgãos e comitês do emissor que participam do processo decisório, identificando de que forma participam**

Nos termos da Política, a remuneração global dos membros do Conselho de Administração e da Diretoria da Companhia é fixada pela Assembleia Geral, devendo o Conselho de Administração, após sugestão do Comitê de Remuneração e Sucessão, fixar os honorários dos seus membros e dos membros da Diretoria.

O Comitê de Remuneração e Sucessão da Energisa S.A é o órgão responsável por auxiliar o Conselho de Administração nas questões relativas à (i) remuneração dos membros da administração; e (ii) indicação de pessoas para ocupar cargos na administração. Nesse sentido, referido Comitê tem entre suas atribuições propor remuneração compatível com as melhores práticas observadas pelo mercado de atuação da Companhia, a qual deverá contribuir para o estímulo e a retenção de profissionais devidamente qualificados para desempenho de suas funções, assim como o de atrair novos recursos sempre que necessário.

Adicionalmente, nota-se que a diretoria de Gestão de Pessoas apresenta para o Comitê a sugestão de remuneração individual em função da pesquisa elaborada pela consultoria independente com ampla atuação no Brasil e elevada credibilidade (Korn Ferry). O Comitê delibera sua aprovação ou propõe ajustes que julgar necessários antes de submeter o assunto ao Conselho de Administração da Companhia.

- (ii) Critérios e metodologia utilizada para a fixação da remuneração individual, indicando se há a utilização de estudos para a verificação das práticas de mercado, e, em caso positivo, os critérios de comparação e a abrangência desses estudos**

A remuneração individual é definida como base na pesquisa salarial realizada pela Korn Ferry HayGroup. A política seguida pela Companhia é pagar dentro da Mediana do Mercado comparador na remuneração total em dinheiro para os membros da Diretoria. Quando considerada a remuneração baseada em ações, a remuneração direta se posiciona entre a mediana e o 3º quartil do mercado comparador para a Diretoria. Os integrantes do Conselho de Administração têm sua remuneração fixa reajustada pela variação do Inpc, respeitando o limite previsto em orçamento.

Nota-se, a respeito da metodologia de cálculo, que o Mercado Hay comparador Korn Ferry 2022, utilizado como referência, contempla: 72 empresas de vários portes e vários setores, 6 macro setores (Indústria de Base, Indústria Geral, Serviços, Infraestrutura (incluindo o setor de energia elétrica), Comércio/Varejo e Agronegócio).

- (iii) com que frequência e de que forma o conselho de administração avalia a adequação da política de remuneração do emissor**

Anualmente, com base na proposta do Comitê de Remuneração e Sucessão, nos termos do item (i)

8.1 Política ou prática de remuneração

acima.

a. Composição da remuneração, indicando:

(i) descrição dos diversos elementos que compõem a remuneração, incluindo, em relação a cada um deles:

- Seus objetivos e alinhamento aos interesses de curto, médio e longo prazo do emissor**

Através da prática de adoção da remuneração e benefícios compatíveis com o mercado, as controladas da Companhia buscam, a curto prazo, atrair e, a médio e longo prazo, reter profissionais qualificados, de forma a manter em seu quadro profissionais incentivados e comprometidos com a sua estratégia de crescimento sustentável e o seu plano de negócios.

- Sua proporção na remuneração total nos 3 últimos exercícios sociais**

No exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2022, a proporção de cada elemento da remuneração total era de:

Órgão	Honorários	Benefícios Diretos e Indiretos	Participação nos Resultados	Benefícios Pós Emprego	Remuneração Baseada em Ações	Total
Conselho de Administração	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Diretoria Estatutária	0%	0%	0%	0%	0%	0%

No exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2021, a proporção de cada elemento da remuneração total era de:

Órgão	Honorários	Benefícios Diretos e Indiretos	Participação nos Resultados	Benefícios Pós Emprego	Remuneração Baseada em Ações	Total
Conselho de Administração	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Diretoria Estatutária	0%	0%	0%	0%	0%	0%

No exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2020, a proporção de cada elemento da remuneração total era de:

Órgão	Honorários	Benefícios Diretos e Indiretos	Participação nos Resultados	Benefícios Pós Emprego	Remuneração Baseada em Ações	Total
Conselho de Administração	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Diretoria Estatutária	0%	0%	0%	0%	0%	0%

- Sua metodologia de cálculo e de reajuste**

O reajuste da parcela fixa e variável da remuneração dos integrantes da Diretoria Estatutária é definido em Assembleia Geral e tem como base pesquisa salarial realizada pela empresa de consultoria Korn Ferry. A Companhia tem como prática fixar este pagar em observância à Mediana do mercado comparador (Korn Ferry).

Os membros do Conselho de Administração têm sua remuneração fixa reajustada pela variação do Inpc, respeitando o limite previsto em orçamento.

8.1 Política ou prática de remuneração

O reajuste da parcela fixa e variável da remuneração devida à Diretoria Não Estatutária, por sua vez, segue os mesmos moldes da Diretoria Estatutária, mas não se sujeita a aprovação da Assembleia Geral.

Nota-se, a respeito da metodologia de cálculo, que o Mercado comparável de 2022 utilizado como referência contempla: 72 empresas de vários portes e vários setores, 6 macro setores (Indústria de Base, Indústria Geral, Serviços, Infraestrutura (incluindo o setor de energia elétrica), Comércio/Varejo e Agronegócio).

A equiparação da remuneração à prática de mercado se dá nos seguintes elementos de remuneração dos executivos:

Remuneração fixa: Salário nominal (base maio) anualizado de acordo com o número de salários pagos no ano. Utilizada para calcular a parcela fixa da remuneração dos administradores.

Total em Dinheiro: Salário Base acrescido dos incentivos de curto prazo alvos (bônus, participação nos resultados, prêmios, entre outros) pagos no último exercício fiscal. Utilizada para calcular a parcela variável da remuneração dos administradores.

- **Principais indicadores de desempenho nele levantados em consideração, inclusive, se for o caso, indicadores ligados a questões ASG**

A remuneração fixa devida aos membros da administração, nos termos anteriormente indicados, não está atrelada a indicadores de desempenho.

A determinação da remuneração variável de curto prazo da Diretoria Estatutária e Não Estatutária, por sua vez, considera indicadores de desempenho alinhados com os objetivos da Companhia e contempla importantes aspectos de seus resultados, com foco nas finanças, clientes, processos internos, colaboradores e melhoria contínua.

Nesse sentido, os principais indicadores utilizados para remuneração variável de curto prazo são os seguintes:

- Despesas Controláveis
- Lucro Líquido Ajustado
- EBITDA Ajustado
- PDD + incobráveis
- Perdas Totais
- Inadimplência
- Pendente
- ISQP
- Estoque médio
- HE/HHT
- Projeção da base de remuneração

Em caso de superação das metas, a remuneração variável base poderá ser acrescida de até 25%.

No caso do ILP, o fator de desempenho utilizado é a inter-relação de duas métricas de geração de valor:

- FCL: Fluxo de Caixa Livre Ajustado, que trata da geração de caixa operacional do grupo Energisa apurada após os investimentos.
- TSR: Total Shareholder Return, que é a posição da companhia na comparação do TSR Energisa com seus pares no IEE (Índice de Energia Elétrica).

O resultado do fator de desempenho é definido a partir da matriz abaixo, onde em caso de superação das metas, a remuneração variável poderá ser acrescida de até 200%. Em contrapartida, em caso de não atingimento do fluxo de caixa mínimo, o resultado de pagamento é zero.

8.1 Política ou prática de remuneração

Fluxo de Caixa Livre	TSR Relativo		
	7º e abaixo	4º ao 6º	1º ao 3º
Abaixo do mínimo	-	-	-
Mínimo (80%)	50%	75%	125%
Target (100%)	75%	100%	150%
Máximo (120%)	125%	150%	200%

(ii) Razões que justificam a composição da remuneração

A Companhia não remunera seus administradores.

(iii) a existência de membros não remunerados pelo emissor e a razão para esse fato

A Companhia não remunera seus administradores.

c. Existência de remuneração suportada por subsidiárias, controladas ou controladores diretos ou indiretos

Os membros do Conselho de Administração e a Diretoria Estatutária recebem remuneração de acordo com as funções e atribuições específicas que venham a exercer em cada empresa do Grupo Energisa, em observância aos parâmetros previstos no art. 152 da Lei das S.A.. Nessa linha, leva-se em consideração os serviços prestados por cada administrador respectivamente para cada empresa do grupo da Companhia e a regulamentação aplicável para o setor. Assim, com relação à sua remuneração total, os administradores podem receber salários, benefícios e remuneração variável das empresas do Grupo Energisa. Vide, a respeito, os valores previstos no Formulário de Referência.

d. existência de qualquer remuneração ou benefício vinculado à ocorrência de determinado evento societário, tal como a alienação do controle societário do emissor

Não houve pagamento de qualquer remuneração ou benefício vinculado à ocorrência e determinado evento societário nos três últimos exercício sociais.

8.2 Remuneração total por órgão**Remuneração total prevista para o Exercício Social corrente 31/12/2023 - Valores Anuais**

	Conselho de Administração	Diretoria Estatutária	Conselho Fiscal	Total
Nº total de membros	4	3	0	7,00
Nº de membros remunerados	0	0	0	0,00
Remuneração fixa anual				
Salário ou pró-labore	24.227,30	25.431,10	0,00	49.658,40
Benefícios direto e indireto	0,00	0,00	0,00	0,00
Participações em comitês	0,00	0,00	0,00	0,00
Outros	0,00	0,00	0,00	0,00
Descrição de outras remunerações fixas	N/A	N/A	N/A	
Remuneração variável				
Bônus	0,00	0,00	0,00	0,00
Participação de resultados	0,00	0,00	0,00	0,00
Participação em reuniões	0,00	0,00	0,00	0,00
Comissões	0,00	0,00	0,00	0,00
Outros	0,00	0,00	0,00	0,00
Descrição de outras remunerações variáveis	N/A	N/A	N/A	
Pós-emprego	0,00	0,00	0,00	0,00
Cessação do cargo	0,00	0,00	0,00	0,00
Baseada em ações (incluindo opções)	0,00	0,00	0,00	0,00
Observação	N/A	N/A	N/A	
Total da remuneração	24.227,30	25.431,10	0,00	49.658,40

Remuneração total do Exercício Social em 31/12/2022 - Valores Anuais

	Conselho de Administração	Diretoria Estatutária	Conselho Fiscal	Total
Nº total de membros	4	3	0	7,00
Nº de membros remunerados	0	0	0	0,00
Remuneração fixa anual				
Salário ou pró-labore	24.227,30	25.431,10	0,00	49.658,40
Benefícios direto e indireto	0,00	0,00	0,00	0,00
Participações em comitês	0,00	0,00	0,00	0,00
Outros	0,00	0,00	0,00	0,00
Descrição de outras remunerações fixas				
Remuneração variável				
Bônus	0,00	0,00	0,00	0,00
Participação de resultados	0,00	0,00	0,00	0,00
Participação em reuniões	0,00	0,00	0,00	0,00
Comissões	0,00	0,00	0,00	0,00
Outros	0,00	0,00	0,00	0,00
Descrição de outras remunerações variáveis				
Pós-emprego	0,00	0,00	0,00	0,00
Cessação do cargo	0,00	0,00	0,00	0,00
Baseada em ações (incluindo opções)	0,00	0,00	0,00	0,00
Observação	(1) O número de membros de cada órgão (letra "b") foi apurado da forma especificada no ofício Circular/Anual-2022-CVM/SEP.	(1) O número de membros de cada órgão (letra "b") foi apurado da forma especificada no ofício Circular/Anual-2022-CVM/SEP.		
Total da remuneração	24.227,30	25.431,10	0,00	49.658,40

Remuneração total do Exercício Social em 31/12/2021 - Valores Anuais				
	Conselho de Administração	Diretoria Estatutária	Conselho Fiscal	Total
Nº total de membros	4	3	0	7,00
Nº de membros remunerados	0	0	0	0,00
Remuneração fixa anual				
Salário ou pró-labore	0,00	0,00	0,00	0,00
Benefícios direto e indireto	0,00	0,00	0,00	0,00
Participações em comitês	0,00	0,00	0,00	0,00
Outros	0,00	0,00	0,00	0,00
Descrição de outras remunerações fixas				
Remuneração variável				
Bônus	0,00	0,00	0,00	0,00
Participação de resultados	0,00	0,00	0,00	0,00
Participação em reuniões	0,00	0,00	0,00	0,00
Comissões	0,00	0,00	0,00	0,00
Outros	0,00	0,00	0,00	0,00
Descrição de outras remunerações variáveis				
Pós-emprego	0,00	0,00	0,00	0,00
Cessação do cargo	0,00	0,00	0,00	0,00
Baseada em ações (incluindo opções)	0,00	0,00	0,00	0,00
Observação	(1) O número de membros de cada órgão (letra "b") foi apurado da forma especificada no ofício Circular/Anual-2022-CVM/SEP.	(1) O número de membros de cada órgão (letra "b") foi apurado da forma especificada no ofício Circular/Anual-2022-CVM/SEP.		
Total da remuneração	0,00	0,00	0,00	0,00

Remuneração total do Exercício Social em 31/12/2020 - Valores Anuais

	Conselho de Administração	Diretoria Estatutária	Conselho Fiscal	Total
Nº total de membros	4	3	0	7,00
Nº de membros remunerados	0	0	0	0,00
Remuneração fixa anual				
Salário ou pró-labore	0,00	0,00	0,00	0,00
Benefícios direto e indireto	0,00	0,00	0,00	0,00
Participações em comitês	0,00	0,00	0,00	0,00
Outros	0,00	0,00	0,00	0,00
Descrição de outras remunerações fixas				
Remuneração variável				
Bônus	0,00	0,00	0,00	0,00
Participação de resultados	0,00	0,00	0,00	0,00
Participação em reuniões	0,00	0,00	0,00	0,00
Comissões	0,00	0,00	0,00	0,00
Outros	0,00	0,00	0,00	0,00
Descrição de outras remunerações variáveis				
Pós-emprego	0,00	0,00	0,00	0,00
Cessação do cargo	0,00	0,00	0,00	0,00
Baseada em ações (incluindo opções)	0,00	0,00	0,00	0,00
Observação	(1) O número de membros de cada órgão (letra "b") foi apurado da forma especificada no ofício Circular/Anual-2022-CVM/SEP.	(1) O número de membros de cada órgão (letra "b") foi apurado da forma especificada no ofício Circular/Anual-2022-CVM/SEP.		
Total da remuneração	0,00	0,00	0,00	0,00

8.3 Remuneração Variável

Exercício Social: 31/12/2023

	Conselho de Administração	Diretoria Estatutária	Conselho Fiscal	Total
N° total de membros	4	3	0	7,00
N° de membros remunerados	0	0	0	0,00
EM RELAÇÃO AO BÔNUS				
Valor mínimo previsto no plano de remuneração	0,00	0,00	0,00	0,00
Valor máximo previsto no plano de remuneração	0,00	0,00	0,00	0,00
Valor previsto no plano de remuneração, caso as metas estabelecidas fossem atingidas	0,00	0,00	0,00	0,00
Valor efetivamente reconhecido no exercício social	0,00	0,00	0,00	0,00
EM RELAÇÃO À PARTICIPAÇÃO NO RESULTADO				
Valor mínimo previsto no plano de remuneração	0,00	0,00	0,00	0,00
Valor máximo previsto no plano de remuneração	0,00	0,00	0,00	0,00
Valor previsto no plano de remuneração, caso as metas estabelecidas fossem atingidas	0,00	0,00	0,00	0,00
Valor efetivamente reconhecido no exercício social	0,00	0,00	0,00	0,00

8.4 Plano de remuneração baseado em ações

Não aplicável, tendo em vista que a Companhia não possui plano de remuneração baseado em ações.

8.5 Remuneração Baseada em Ações (Opções de Compra de Ações)

Exercício Social: 31/12/2023

	Conselho de Administração	Diretoria Estatutária	Conselho Fiscal	Total
Nº total de membros	4	3	0	7,00
Nº de membros remunerados	0	0	0	0,00
Diluição potencial em caso de exercício de todas as opções em aberto	0	0	0	----
PREÇO MÉDIO PONDERADO DE EXERCÍCIO DE CADA UM DOS SEGUINTE GRUPOS DE OPÇÕES				
Em aberto no início do exercício social	0,00	0,00	0,00	0,00
Perdidas e expiradas durante o exercício social	0,00	0,00	0,00	0,00
Exercidas durante o exercício social	0,00	0,00	0,00	0,00

8.6 Outorga de opções de compra de ações

Não aplicável, tendo em vista que a Companhia não possui remuneração baseada em ações sob a forma de opções de compra de ações.

8.7 Opções em aberto

Não aplicável, tendo em vista que a Companhia não possui remuneração baseada em ações sob a forma de opções de compra de ações.

8.8 Opções exercidas e ações entregues

Não aplicável, tendo em vista que a Companhia não possui remuneração baseada em ações sob a forma de opções de compra de ações.

8.9 Diluição potencial por outorga de ações

Não aplicável, tendo em vista que a Companhia não possui remuneração baseada em ações sob a forma de ações.

8.10 Outorga de ações

Não aplicável, tendo em vista que a Companhia não possui plano de remuneração baseado em ações.

8.11 Ações Entregues

Exercício Social: 31/12/2023

	Conselho de Administração	Diretoria Estatutária	Conselho Fiscal	Total
Nº total de membros	4	3	0	7
Nº de membros remunerados	0	0	0	0
Nº de ações	0	0	0	0
Preço médio ponderado de aquisição	0,00	0,00	0,00	0,00
Preço médio ponderado de mercado das ações adquiridas	0,00	0,00	0,00	0,00
Multiplicação do total das ações adquiridas pela da diferença entre o preço médio ponderado de aquisição e o preço médio ponderado de mercado das ações adquiridas	0,00	0,00	0,00	0,00

8.12 Precificação das ações/opções

(a) modelo de precificação

Não aplicável, tendo em vista que não houve outorga de ações ou opções de compra de ações para o Conselho de Administração e para a Diretoria nos últimos três exercícios sociais, bem como não há previsão de outorga de opções de compra de ações prevista para o exercício social corrente.

(b) dados e premissas utilizadas no modelo de precificação, incluindo o preço médio ponderado das ações, ponderado das ações, preço de exercício, volatilidade esperada, prazo de vida da opção, dividendos esperados e a taxa de juros livre de risco

Não aplicável, tendo em vista que não houve outorga de ações ou opções de compra de ações para o Conselho de Administração e para a Diretoria nos últimos três exercícios sociais, bem como não há previsão de outorga de opções de compra de ações prevista para o exercício social corrente.

(c) método utilizado e as premissas assumidas para incorporar os efeitos esperados de exercício antecipado

Não aplicável, tendo em vista que não houve outorga de ações ou opções de compra de ações para o Conselho de Administração e para a Diretoria nos últimos três exercícios sociais, bem como não há previsão de outorga de opções de compra de ações prevista para o exercício social corrente.

(d) forma de determinação da volatilidade esperada

Não aplicável, tendo em vista que não houve outorga de ações ou opções de compra de ações para o Conselho de Administração e para a Diretoria nos últimos três exercícios sociais, bem como não há previsão de outorga de opções de compra de ações prevista para o exercício social corrente.

(e) se alguma outra característica da opção foi incorporada na mensuração de seu valor justo

Não aplicável, tendo em vista que não houve outorga de ações ou opções de compra de ações para o Conselho de Administração e para a Diretoria nos últimos três exercícios sociais, bem como não há previsão de outorga de opções de compra de ações prevista para o exercício social corrente.

8.13 Participações detidas por órgão

Os membros do Conselho de Administração e da Diretoria Estatutária não possuem valores mobiliários de emissão da Companhia. Apenas as posições abaixo em ações de emissão da controladora indireta, Energisa S.A.:

Posição acionária em 31 de dezembro de 2022

Órgão	Ações Ordinárias	Ações Preferenciais	Total
Conselho de Administração	1.372.341	5.477.834	6.850.175
Diretoria Estatutária	372.180	1.517.120	1.889.300

Posição acionária em 31 de dezembro de 2021

Órgão	Ações Ordinárias	Ações Preferenciais	Total
Conselho de Administração	986.898	3.925.362	4.912.260
Diretoria Estatutária	304.794	1.240.624	1.545.418

Posição acionária em 31 de dezembro de 2020

Órgão	Ações Ordinárias	Ações Preferenciais	Total
Conselho de Administração	457.648	1.737.292	2.194.940
Diretoria Estatutária	226.635	919.940	1.146.575

8.14 Planos de previdência

Não aplicável, tendo em vista que não há planos de previdência em vigor conferidos aos membros do Conselho de Administração e da Diretoria Estatutária da Companhia.

8.15 Remuneração mínima, média e máxima**Valores anuais**

	Diretoria Estatutária		Conselho de Administração		Conselho Fiscal	
	31/12/2021	31/12/2020	31/12/2021	31/12/2020	31/12/2021	31/12/2020
Nº de membros	3	3	4	4	0	0
Nº de membros remunerados	0	0	0	0	0	0
Valor da maior remuneraçãoReal	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Valor da menor remuneraçãoReal	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Valor médio da remuneraçãoReal	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00

Observação

Diretoria Estatutária

Conselho de Administração

Conselho Fiscal

8.16 Mecanismos de remuneração/indenização

Não há quaisquer arranjos contratuais, apólices de seguros ou outros instrumentos que estruturam mecanismos de remuneração ou indenização para os administradores da Companhia em caso de destituição de cargo ou de aposentadoria.

8.17 Percentual partes relacionadas na remuneração**Exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2022**

	Percentual de Partes relacionadas
Conselho de Administração	0%
Diretoria Estatutária	0%
Conselho Fiscal	N/A

Exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2021

Órgão	Percentual de Partes relacionadas
Conselho de Administração	0%
Diretoria Estatutária	0%
Conselho Fiscal	N/A

Exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2020

Órgão	Percentual de Partes relacionadas
Conselho de Administração	0%
Diretoria Estatutária	0%
Conselho Fiscal	N/A

8.18 Remuneração - Outras funções

Não houve nenhum pagamento dessa natureza no últimos três exercícios sociais ou no exercício social corrente.

8.19 Remuneração reconhecida do controlador/controlada

Remuneração recebida em função de serviços prestados pelos administradores para as demais empresas do grupo da Companhia. – Previsão para o exercício social corrente a ser encerrado em 31/12/2023

Órgão	Conselho de Administração	Diretoria Estatutária	Conselho Fiscal	Total
Controladores diretos e indiretos	15.488,00	9.060.549,55	0,00	9.076.037,55
Controladas da Companhia	1.003.460,03	5.517.570,25	0,00	6.521.030,29
Sociedade sob controle comum	1.436.098,22	2.250.472,81	0,00	3.686.571,03

Exercício social 2022 – remuneração recebida em função de serviços prestados pelos administradores para as demais empresas do grupo da Companhia.

Orgão	Conselho de Administração	Diretoria Estatutária	Conselho Fiscal	Total
Controladores diretos e indiretos	14.080,00	7.283.170,80	0,00	7.297.250,80
Controladas do emissor	1.015.861,13	4.036.300,78	0,00	5.052.161,91
Sociedades sob controle comum	1.990.390,02	2.264.784,11	0,00	4.255.174,13

Exercício social 2021 – remuneração recebida em função de serviços prestados pelos administradores para as demais empresas do grupo da Companhia.

Orgão	Conselho de Administração	Diretoria Estatutária	Conselho Fiscal	Total
Controladores diretos e indiretos	27.766,08	5.429.376,67	0,00	5.457.142,75
Controladas do emissor	1.167.664,47	4.465.376,18	0,00	5.633.040,65
Sociedades sob controle comum	1.961.924,08	2.662.264,96	0,00	4.624.189,04

Exercício social 2020 – remuneração recebida em função de serviços prestados pelos administradores para as demais empresas do grupo da Companhia.

Orgão	Conselho de Administração	Diretoria Estatutária	Conselho Fiscal	Total
Controladores diretos e indiretos	53.342,10	5.828.232,97	0,00	5.881.575,07
Controladas do emissor	1.013.861,24	4.051.572,80	0,00	5.065.434,04
Sociedades sob controle comum	2.147.658,13	2.452.660,56	0,00	4.600.318,69

8.20 Outras informações relevantes

Não há outras informações relevantes que não tenham sido divulgadas nos demais itens desta Seção 8.

Auditores - 9.1/9.2 Identificação e Remuneração

Código CVM do Auditor	003859		
Razão Social	Tipo Auditor	CPF/CNPJ	
DELOITTE TOUCHE TOHMATSU AUDITORES INDEPENDENTES LTDA	Jurídica	49.928.567/0001-11	
Data de contratação do serviço	Data de início da prestação de serviço		
16/12/2021	01/01/2022		
Descrição dos serviços prestados			
Revisão das informações financeiras trimestrais a partir do período dos três meses findos em 31 de março de 2022, auditoria das demonstrações financeiras a partir do exercício de 2022 e serviços específicos de auditoria.			
Montante total da remuneração dos auditores independentes, segregada por serviços, no último exercício social			
A remuneração total dos auditores independentes paga pela Companhia e suas controladas em 2022 foi de R\$ 1.485 mil pelos serviços prestados de auditoria das demonstrações financeiras, e revisão das informações financeiras trimestrais.			
Justificativa da substituição			
Não houve substituição dos auditores independentes.			
Razão apresentada pelo auditor em caso da discordância da justificativa			
Não houve substituição dos auditores independentes.			

9.3 Independência e conflito de interesses dos auditores

Não aplicável, tendo em vista que os auditores ou pessoas a eles ligadas, segundo as normas de independência do Conselho Federal de Contabilidade, não foram contratados por quaisquer companhias do Grupo Energisa, para prestar outros serviços além da auditoria.

9.4 Outras informações relevantes

A política de contratação adotada pela Companhia atende aos princípios que preservam a independência do auditor, de acordo com as normas vigentes, que determinam que o auditor não deve auditar seu próprio trabalho, nem exercer funções gerenciais para seu cliente ou promover os seus interesses.

O Conselho de Administração da Companhia, em atendimento ao disposto no artigo 31 da Resolução CVM nº 23, de 25 de fevereiro de 2021, o qual determina a rotatividade dos auditores independentes a cada período de 5 anos, em reunião realizada no dia 16 de dezembro de 2021, aprovou a contratação da Deloitte Touche Tohmatsu Auditores Independentes. Esse auditor iniciou suas atividades a partir da revisão das informações financeiras trimestrais (ITRs) do período encerrado em 31 de março de 2022.

10.1A Descrição dos recursos humanos

Quantidade de empregados por declaração de gênero

	Feminino	Masculino	Não binário	Outros	Preferê não responder
Liderança	0	0	0	0	0
Não-liderança	0	0	0	0	0
TOTAL = 0	0	0	0	0	0

Quantidade de empregados por declaração de cor ou raça

	Amarelo	Branco	Preto	Pardo	Indígena	Outros	Preferê não responder
Liderança	0	0	0	0	0	0	0
Não-liderança	0	0	0	0	0	0	0
TOTAL = 0	0						

Quantidade de empregados por posição e faixa etária

	Abaixo de 30 anos	De 30 a 50 anos	Acima de 50 anos
Liderança	0	0	0
Não-liderança	0	0	0
TOTAL = 0	0	0	0

Quantidade de empregados por posição e localização geográfica

	Norte	Nordeste	Centro-Oeste	Sudeste	Sul	Exterior
Liderança	0	0	0	0	0	0
Não-liderança	0	0	0	0	0	0
TOTAL = 0	0	0	0	0	0	0

Quantidade de empregados por localização geográfica e gênero

	Feminino	Masculino	Não binário	Outros	Preferê não responder
Norte	0	0	0	0	0
Nordeste	0	0	0	0	0
Centro-Oeste	0	0	0	0	0
Sudeste	0	0	0	0	0
Sul	0	0	0	0	0
Exterior	0	0	0	0	0
TOTAL = 0	0	0	0	0	0

Quantidade de empregados por localização geográfica e cor ou raça

	Amarelo	Branco	Preto	Pardo	Indígena	Outros	Preferê não responder
Norte	0	0	0	0	0	0	0
Nordeste	0	0	0	0	0	0	0
Centro-Oeste	0	0	0	0	0	0	0
Sudeste	0	0	0	0	0	0	0
Sul	0	0	0	0	0	0	0
Exterior	0	0	0	0	0	0	0
TOTAL = 0	0						

Quantidade de empregados por localização geográfica e faixa etária

	Abaixo de 30 anos	De 30 a 50 anos	Acima de 50 anos
Norte	0	0	0
Nordeste	0	0	0
Centro-Oeste	0	0	0
Sudeste	0	0	0
Sul	0	0	0
Exterior	0	0	0
TOTAL = 0	0	0	0

10.1 Descrição dos recursos humanos

(a) número de empregados, total e por grupos, com base na atividade desempenhada, na localização geográfica e em indicadores de diversidade, que, dentro de cada nível hierárquico da Companhia, abrangem a identidade autodeclarada de gênero, identidade autodeclarada de cor ou raça, faixa etária e outros indicadores de diversidade que a Companhia entenda relevantes

Não aplicável, tendo em vista que a Holding não possui empregados.

(b) número de terceirizados (total, por grupos com base na atividade desempenhada e por localização geográfica)

Não aplicável, tendo em vista que a Holding não possui terceirizados.

(c) índice de rotatividade

Não aplicável, tendo em vista que a Holding não possui empregados.

10.2 Alterações relevantes

Não houve qualquer alteração que entendemos relevante ocorrida com relação aos números divulgados no item 10.1.

10.3 Políticas e práticas de remuneração dos empregados

Atualmente a Companhia não possui empregados próprios. Caso no futuro venha a contar com a colaboração de empregados, serão aplicadas as políticas e práticas de remuneração adotadas para o Grupo Energisa, as quais se encontram descritas a seguir.

(a) política de salários e remuneração variável

A política salarial do Grupo Energisa é baseada na legislação trabalhista e a data-base do acordo coletivo inerente à categoria dos empregados. Adicionalmente, são concedidos reajustes salariais por mérito, promoção, enquadramento ou equiparação, sempre baseados na avaliação anual de desempenho do empregado. Com relação à remuneração variável, todos os empregados participam de um programa de Participação nos Lucros e Resultados com metas objetivas definidas e acordadas com o sindicato dos empregados. Adicionalmente, para os níveis gerenciais, há um programa de remuneração por resultados com indicadores definidos para cada gerente e compostos de indicador de desempenho individual, indicadores gerenciais da área de atuação e indicadores globais da empresa.

(b) política de benefícios

É oferecido um pacote de benefícios para os funcionários, o qual inclui auxílio alimentação, auxílio material didático, auxílio creche, auxílio portador de deficiência, ajuda transferência, seguro de vida, assistência médica e odontológica, previdência privada, complementação de auxílio doença e acidente trabalho, prêmio aposentadoria e bolsa de estudo, que fazem parte do acordo coletivo de trabalho.

Para informações sobre os benefícios concedidos aos membros do Conselho de Administração e da Diretoria Estatutária e Não Estatutária da Companhia, vide o item 8.1 deste Formulário de Referência.

(c) características dos planos de remuneração baseados em ações dos empregados não-administradores, identificando:

(i) grupo de beneficiários

Não aplicável, tendo em vista que a Companhia não possui planos de remuneração baseados em ações para empregados não-administradores.

(ii) condições para exercício

Não aplicável, tendo em vista que a Companhia não possui planos de remuneração baseados em ações para empregados não-administradores.

(iii) preços de exercício

Não aplicável, tendo em vista que a Companhia não possui planos de remuneração baseados em ações para empregados não-administradores.

(iv) prazos de exercício

Não aplicável, tendo em vista que a Companhia não possui planos de remuneração baseados em ações para empregados não-administradores.

(v) quantidade de ações comprometidas pelo plano

Não aplicável, tendo em vista que a Companhia não possui planos de remuneração baseados em ações para empregados não-administradores.

10.3 Políticas e práticas de remuneração dos empregados

(d) razão entre (i) a maior remuneração individual (considerando a composição da remuneração com todos os itens descritos no campo 8.2.d) reconhecida no resultado da Companhia no último exercício social, incluindo a remuneração de administrador estatutário, se for o caso; e (ii) a mediana da remuneração individual dos empregados da Companhia no Brasil, desconsiderando-se a maior remuneração individual, conforme reconhecida no resultado do último exercício social da Companhia

Não aplicável, tendo em vista que a holding não possui empregados próprios.

10.4 Relações entre emissor e sindicatos

Atualmente a Companhia não possui empregados e vínculo com sindicatos e, portanto, não houve paralisações e greves nos últimos três exercícios sociais.

10.5 Outras informações relevantes

Não há outras informações que a Companhia julgue relevantes em relação a esta Seção 10 que não tenham sido divulgadas nos demais itens deste Formulário de Referência.

11.1 Regras, políticas e práticas

A Lei nº 6.404, de 15 de dezembro de 1976 (“Lei das S.A.”), veda aos administradores da Companhia (“Administradores”): (i) a prática de atos de liberalidade à custa da Companhia; (ii) tomar por empréstimos recursos ou bens da Companhia; ou (iii) receber de terceiros qualquer vantagem pessoal, direta ou indireta, em razão do seu cargo.

De acordo com a Resolução Normativa ANEEL nº 948, de 18 de novembro de 2021, os atos e negócios entre agentes do setor elétrico e suas partes relacionadas (“Partes Relacionadas”) devem ser estritamente em condições comutativas. A referida Resolução determina ainda que a Companhia deve encaminhar à ANEEL, nos casos em que seja necessária a anuência prévia, os atos e negócios jurídicos com Partes Relacionadas antes de sua celebração.

Não obstante, encontram-se dispensados da referida exigência normativa aqueles contratos que não exorbitam os seguintes valores anuais a depender da receita operacional líquida (“ROL”) da delegatária:

ROL do ano anterior à contratação	Limite anual de desembolso
Superior a 5,2 bilhões de reais	R\$ 1.003.047,17
Igual ou menor a 5,2 bilhões de reais e superior ou igual a 1,5 bilhões de reais	R\$ 540.102,32
Inferior a 1,5 bilhões de reais	R\$ 231.472,42

Nota: Os valores constantes da tabela acima referem-se a 31 de dezembro de 2022 e deverão ser reajustados anualmente com base no IPCA.

Ademais, os citados valores não poderão ser utilizados para a celebração de contratos de mútuo pecuniário ou compartilhamento de recursos humanos.

A Companhia está sujeita à Política de Operações com Partes Relacionadas e Conflito de Interesses da ESA (“Política de Operações com Partes Relacionadas”), a qual foi aprovada pelo Conselho de Administração da ESA em reunião realizada em 12 de setembro de 2019 e está disponível para consulta no link https://mz-filemanager.s3.amazonaws.com/60f49a2d-bd8c-4fd9-95ab-bdf833097a83/politica-de-transacoes-entre-partes-relacionadas/b507737d7707b92bfb953d5a1bc7d8dfaa0d743675cf913f4afdc72e9084c52b/politica_de_transacoes_entre_partes_relacionadas.pdf

A Política de Operações com Partes Relacionadas institui os procedimentos a serem observados pelo Grupo Energisa, assim como pelos seus funcionários, administradores e acionistas em operações com Partes Relacionadas e em situações em que haja potencial conflito de interesses, assegurando a primazia dos interesses do Grupo Energisa.

As operações celebradas pela Companhia com Partes Relacionadas devem observar condições de mercado, objetivando assegurar seu caráter estritamente comutativo.

Segundo a Política de Operações com Partes Relacionadas, são vedadas as seguintes transações: (i) aquelas realizadas em condições diversas às de mercado de forma a prejudicar os interesses da Companhia; (ii) concessão de empréstimos ou garantias ao seu controlador e acionistas relevantes (assim considerados aqueles que detêm mais de 10% do capital social da ESA), em valores acima de R\$ 200.000,00, atualizado anualmente pelo IGPM/FGV desde 9 de agosto de 2012, salvo se previamente aprovado pelo Comitê de Auditoria e/ou pelo Conselho de Administração da ESA; e (iii) concessão de empréstimos a Administradores, cujo valor seja superior ao equivalente a três remunerações mensais da parte beneficiada, com prazo superior a três meses. É vedada também, nos termos do Código de Ética e de Conduta, a participação de Administradores e funcionários em negócios de natureza particular ou pessoal que interfiram ou conflitem com os interesses da Companhia ou que

11.1 Regras, políticas e práticas

resultem da utilização de informações confidenciais obtidas em razão do exercício do cargo ou função que ocupem na Companhia.

Qualquer violação ao disposto na Política de Operações com Partes Relacionadas será submetida ao Comitê de Auditoria e Riscos, devendo ser adotadas as penalidades cabíveis, sem prejuízo das penas previstas na legislação vigente.

11.2 Transações com partes relacionadas

Parte relacionada	Data transação	Montante envolvido no Negócio Real	Saldo existente	Montante corresp. ao interesse Real	Duração	Taxa de juros cobrados
QMRA Participações	01/01/2015	1.500.000,00	430.440,22	Não foi possível aferir	01/01/2025	1,078300
Relação com o emissor	Controladora indireta					
Objeto contrato	Mútuo					
Garantia e seguros	Não aplicável					
Rescisão ou extinção	Não há previsão contratual de rescisão e extinção.					
Natureza e razão para a operação	Financiamento de interesse da Companhia. A taxa de juros aplicável a este mútuo é equivalente à média ponderada dos juros de empréstimos captados pelas empresas do grupo, acrescida da variação do CDI. No período, a média da taxa de juros foi de 1,0783% a.a.					
Posição contratual do emissor	Credor					
Energisa Participações Minoritárias S/A	28/06/2019	50.000.000,00	237.550.560,26	Não foi possível aferir	30/12/2024	1,078300
Relação com o emissor	Coligada indireta					
Objeto contrato	Mútuo					
Garantia e seguros	Não aplicável					
Rescisão ou extinção	Não há previsão contratual de rescisão e extinção.					
Natureza e razão para a operação	Financiamento de interesse da Companhia. A taxa de juros aplicável a este mútuo é equivalente à média ponderada dos juros de empréstimos captados pelas empresas do grupo, acrescida da variação do CDI. No período, a média da taxa de juros foi de 0,5914% a.a.					
Posição contratual do emissor	Devedor					

11.2 Itens 'n.' e 'o.'

(a) Medidas tomadas para tratar dos conflitos de interesses

Financiamentos por meio de mútuos

A Política de Operações com Partes Relacionadas e Conflito de Interesses da Companhia institui os procedimentos a serem observados pelo Grupo Energisa, assim como pelos seus funcionários, administradores e acionistas em situações em que haja potencial conflito de interesses, assegurando a primazia dos interesses da Companhia. Para mais informações sobre a referida Política, vide o item 11.1 deste Formulário de Referência.

Adicionalmente, a ANEEL promove mecanismos que asseguram que as operações entre partes relacionadas que envolvam concessionárias, permissionárias ou autorizadas de energia elétrica, sejam realizadas sem inibir a concorrência e em condições estritamente comutativas, bem como estabelece regras gerais para a contratação entre partes relacionadas.

Destaca-se que os contratos entre partes relacionadas, nos quais pelo menos uma das partes é regulada pela ANEEL, são remetidos para a devida anuência da ANEEL. Todo este processo administrativo é público, sendo os respectivos despachos publicados no Diário Oficial de forma a comprovar que as operações atenderam à integralidade da Resolução Normativa ANEEL nº 948, de 16 de novembro de 2021, evidenciando estarem sendo realizadas em acordo com as condições de mercado, garantida a comutatividade econômica e financeira.

(b) Demonstração do caráter comutativo das condições pactuadas ou o pagamento compensatório adequado

Financiamentos por meio de mútuos

Os administradores da Companhia consideram que a presente transação foi realizada em condições usuais de mercado para o tipo de operação, conforme aplicável.

A operação tem como objetivo o financiamento de projetos de interesse social e são aplicadas as médias das taxas de juros cobradas das sociedades em operações de mercado.

A comutatividade é apurada utilizando-se como critério a verificação da pactuação de condições de pagamento com valor presente líquido igual ao preço de mercado à vista, considerando como taxa de desconto, conforme o prazo para adimplemento, a taxa média de remuneração dos exigíveis de curto ou de longo prazo da concessionária.

11.3 Outras informações relevantes

Não há outras informações que a Companhia julgue relevantes em relação a esta Seção 11 que não tenham sido divulgadas nos demais itens deste Formulário de Referência.

12.1 Informações sobre o capital social

Tipo Capital		Capital Emitido	
Data da autorização ou aprovação	Prazo de integralização	Valor do capital	
27/04/2022		3.223.218.565,94	
Quantidade de ações ordinárias	Quantidade de ações preferenciais	Quantidade total de ações	
2.110.323.374	0	2.110.323.374	

Tipo Capital		Capital Subscrito	
Data da autorização ou aprovação	Prazo de integralização	Valor do capital	
27/04/2022		3.223.218.565,94	
Quantidade de ações ordinárias	Quantidade de ações preferenciais	Quantidade total de ações	
2.110.323.374	0	2.110.323.374	

Tipo Capital		Capital Integralizado	
Data da autorização ou aprovação	Prazo de integralização	Valor do capital	
27/04/2022		3.223.218.565,94	
Quantidade de ações ordinárias	Quantidade de ações preferenciais	Quantidade total de ações	
2.110.323.374	0	2.110.323.374	

Tipo Capital		Capital Autorizado	
Data da autorização ou aprovação	Prazo de integralização	Valor do capital	
28/04/2020		0,00	
Quantidade de ações ordinárias	Quantidade de ações preferenciais	Quantidade total de ações	
3.000.000.000	0	3.000.000.000	

12.2 Emissores estrangeiros - Direitos e regras

Não aplicável, tendo em vista que a Companhia não é emissor estrangeiro.

12.3 Outros valores mobiliários emitidos no Brasil

Valor mobiliário	Debêntures
Identificação do valor mobiliário	4ª emissão de debêntures – Série única
Data de emissão	22/12/2009
Data de vencimento	20/11/2035
Quantidade	370.000
Valor total R\$	370.000.000,00
Saldo Devedor em Aberto	82.016.000,00
Restrição a circulação	Sim
Descrição da restrição	As debêntures somente poderão ser negociadas nos mercados regulamentados de valores mobiliários entre investidores qualificados nos termos da Instrução da Comissão de Valores Mobiliários nº 476, de 16 de janeiro de 2009, conforme alterada.
Conversibilidade	Não
Possibilidade resgate	Sim
Hipótese e cálculo do valor de resgate	Mediante oferta de resgate antecipado realizada pela Companhia, nos termos da escritura de emissão, observado que, na ocasião do resgate antecipado, os titulares das debêntures farão jus ao equivalente ao saldo do valor nominal unitário das debêntures acrescido da remuneração (conforme descrita no item 18.12 abaixo, deste Formulário de Referência) e do eventual prêmio de resgate oferecido.
Características dos valores mobiliários de dívida	As demais características relevantes encontram-se descritas no item 18.12.
Condições para alteração dos direitos assegurados por tais valores mobiliários	Sujeita à aprovação dos debenturistas reunidas em assembleia geral que representem, no mínimo, 75% das debêntures em circulação, especificamente convocada para este fim, nos termos da escritura de emissão, exceto em caso de alteração da remuneração, garantias, prazos de vencimento, repactuação, resgates antecipado, amortização, quórum de deliberação, vencimento antecipado que se sujeitam à aprovação dos debenturistas representado 90% das debêntures em circulação.
Outras características relevantes	N/A

12.4 Número de titulares de valores mobiliários

Valor Mobiliário	Pessoas Físicas	Pessoas Jurídicas	Investidores Institucionais
2	0	0	3

12.5 Mercados de negociação no Brasil

As ações de emissão da Companhia são admitidas à negociação na B3 S.A. – Brasil, Bolsa, Balcão.
debêntures de emissão da Companhia são admitidas à negociação na B3 S.A. – Brasil, Bolsa, Balcão
– Segmento CETIP UTMV.

12.6 Negociação em mercados estrangeiros

Justificativa para o não preenchimento do quadro:

A Companhia não possui atualmente títulos negociados no mercado de capitais internacional.

12.7 Títulos emitidos no exterior

Justificativa para o não preenchimento do quadro:

A Companhia não possui títulos emitidos no exterior.

12.8 Destinação de recursos de ofertas públicas

(a) como os recursos resultantes da oferta foram utilizados

4ª emissão de debêntures

Em 22 de dezembro de 2009, foi concluída a 4ª emissão de debêntures simples, não conversíveis em ações, da espécie quirografária, em série única, para distribuição pública da Companhia, perfazendo o montante total de R\$ 370.000.000,00. Os recursos oriundos da captação por meio da emissão foram destinados: (a) ao pagamento da obrigação principal e acessória das 32 notas promissórias da 2ª emissão da Companhia; e (b) à composição do capital de giro da Companhia.

(b) se houve desvios relevantes entre a aplicação efetiva dos recursos e as propostas de aplicação divulgadas nos prospectos da respectiva distribuição

Não houve desvios relevantes entre a aplicação efetiva dos recursos e as propostas de aplicação divulgadas nos documentos das respectivas distribuições.

(c) caso tenha havido desvios, as razões para tais desvios

Não aplicável, tendo em vista que não houve desvios.

12.9 Outras informações relevantes

Não há outras informações que a Companhia julgue relevantes em relação a esta Seção 12 que não tenham sido divulgadas nos demais itens deste Formulário de Referência.

13.0 Identificação

Nome do responsável pelo conteúdo do formulário

Ricardo Perez Botelho

Cargo do responsável

Diretor Presidente

Nome do responsável pelo conteúdo do formulário

Maurício Perez Botelho

Cargo do responsável

Diretor de Relações com Investidores

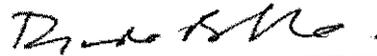
13.1 – Declaração individual do Diretor Presidente**DECLARAÇÃO
PARA FINS DO ITEM 13 DO FORMULÁRIO DE REFERÊNCIA**

RICARDO PEREZ BOTELHO, brasileiro, solteiro, engenheiro, nascido em 28 de junho de 1959, portador da Cédula de Identidade RG nº 04076607-3, expedida pelo IFP/RJ, inscrito no CPF/MF sob o nº 738.738.027-91, residente e domiciliado na cidade do Rio de Janeiro, no Estado do Rio de Janeiro, com escritório na Praia de Botafogo, nº 228, Edifício Argentina, 13º andar, Botafogo, na qualidade de Diretor Presidente da Rede Energia Participações S.A., sociedade por ações, com sede na Cidade de Cataguases, Estado de Minas Gerais, na Praça Rui Barbosa, nº 80 (parte), CEP 36.770-901, inscrita no CNPJ/MF sob o nº 61.584.140/0001-49 ("Companhia"), para fins do item 13 deste Formulário de Referência, declara, nesta data, que:

(i) reviu o Formulário de Referência;

(ii) todas as informações contidas no Formulário de Referência atendem ao disposto na Resolução CVM nº 80, em especial aos artigos 15 a 20; e

(iii) as informações nele contidas retratam de modo verdadeiro, preciso e completo as atividades da Companhia e dos riscos inerentes às suas atividades.



RICARDO PEREZ BOTELHO

Diretor Presidente

13.2 – Declaração individual do Diretor de Relações com Investidores**DECLARAÇÃO
PARA FINS DO ITEM 13 DO FORMULÁRIO DE REFERÊNCIA**

MAURÍCIO PEREZ BOTELHO, brasileiro, casado, engenheiro, nascido em 30 de dezembro de 1960, portador da Cédula de Identidade RG nº 04066824-6, expedida pelo IFP/RJ, e inscrito no CPF/MF sob o nº 738.738.107-00, residente e domiciliado na Cidade do Rio de Janeiro, Estado do Rio de Janeiro, com endereço comercial em na Praia de Botafogo, nº 228, Edifício Argentina, 13º andar, Botafogo, na qualidade de Diretor Financeiro e de Relações com Investidores da Rede Energia Participações S.A., sociedade por ações, com sede na Cidade de Cataguases, Estado de Minas Gerais, na Praça Rui Barbosa, nº 80 (parte), CEP 36.770-901, inscrita no CNPJ/MF sob o nº 61.584.140/0001-49 ("Companhia"), para fins do item 13 deste Formulário de Referência, declara, nesta data, que:

(i) reviu o Formulário de Referência;

(ii) todas as informações contidas no Formulário de Referência atendem ao disposto na Resolução CVM nº 80, em especial aos artigos 15 a 20; e

(iii) as informações nele contidas retratam de modo verdadeiro, preciso e completo as atividades da Companhia e dos riscos inerentes às suas atividades.



MAURÍCIO PEREZ BOTELHO

Diretor Financeiro e de Relações com Investidores

13.3 Declaração do diretor presidente/relações com investidores

Não aplicável, tendo em vista que os nossos atuais Diretor Presidente e Diretor de Relações com Investidores já prestaram suas declarações individuais no item 13.1 e 13.2 deste Formulário de Referência.