

Interligação Elétrica Garanhuns S.A.

Demonstrações Financeiras
Referentes ao Exercício Findo em
31 de Dezembro de 2025 e
Relatório do Auditor Independente

Deloitte Touche Tohmatsu Auditores Independentes Ltda.

1. DIMENSÃO GERAL

1.1. Mensagem da Administração

A Administração da INTERLIGAÇÃO ELÉTRICA GARANHUNS S.A (“IE GARANHUNS” ou “Companhia”), em atendimento às disposições regulatórias, apresenta o Relatório da Administração do exercício de 2025.

A IE GARANHUNS tem como objeto social principal exploração de concessões de serviços públicos de transmissão, prestados mediante a implantação de infraestrutura, operação e manutenção das instalações de transmissão de energia elétrica, conforme Contrato de Concessão ANEEL nº 022/2011.

A IE GARANHUNS iniciou sua fase de operação em novembro de 2015 e tem como desafio atual a operação e manutenção do empreendimento sob sua responsabilidade com regularidade, eficiência, economia e segurança.

Finalmente, registramos os agradecimentos aos acionistas, conselheiros, colaboradores, parceiros e a todos que, direta ou indiretamente, estão contribuindo para o êxito das atividades da Companhia.

1.2 A Companhia

1.2.1 Perfil

A IE GARANHUNS” tem sede na Rua João Cauás, nº 51, Sala 308, Poço da Panela, município de Recife, Estado de Pernambuco, CEP 52.061-390 e está inscrita no CNPJ nº 14.432.763/0001-16.

A IE GARANHUNS é uma Sociedade de Propósito Específico criada em 22 de setembro de 2011 e tem como objeto social a exploração de concessões de serviços públicos de transmissão, prestados mediante a implementação da infraestrutura, operação e manutenção das instalações de transmissão de energia elétrica, linhas, subestações, centros de controle e demais infraestrutura, incluindo os serviços de apoio e administrativos, provisão de equipamentos e materiais de reserva, programações, medições e demais serviços complementares necessários à transmissão de energia elétrica, segundo os padrões estabelecidos no Contrato de Concessão nº 022/2011 - ANEEL.

1.2.2 Objeto

A IE GARANHUNS assinou Contrato de Concessão ANEEL nº 022/2011 em 09 de dezembro de 2011, para Implantação e Exploração das Instalações de Transmissão constantes do “Lote L”, do Leilão ANEEL nº 004/2011 (“EMPREENHIMENTO”). Este leilão teve como objeto a concessão do Sistema de Transmissão composto por 2 (duas) Subestações e 8 (oito) Linhas de Transmissão, totalizando 2.100 MVA de capacidade de transformação, 680 MVar de compensação reativa e 808 quilômetros de linhas de transmissão, conforme a seguir descrito:

- Subestação Garanhuns 500/230KV - 600MVA de Transformação e 400 MVar de Compensação Reativa;
- Subestação Pau Ferro 500 KV – 2 x 750 MVA de Transformação e 180 MVar de Compensação Reativa;
- Ampliação das Subestações Luiz Gonzaga 500KV, Campina Grande III 500 KV e Angelim, mediante a

instalação de um vão de entrada de linha em cada uma dessas Subestações;

- LT 500 kV Luiz Gonzaga/Garanhuns C2 - circuito simples (218 km);
- LT 500 kV Garanhuns/Pau Ferro - circuito simples (209 km);
- LT 500 kV Garanhuns/Campina Grande III - circuito simples (194 km), com 100 MVar de Compensação Reativa no terminal em Campina Grande III;
- LT 230 kV Garanhuns/Angelim I - circuito simples (12 km);
- Seccionamento LT 230 kV Paulo Afonso III/Angelim - C2 e C3 - circuito duplo (2 x 0,7 km) (*);
- Seccionamento LT 230 kV Paulo Afonso III/Angelim - C4 - circuito simples (2 x 0,7 km) (*);
- Seccionamento LT 500kV Angelim II/Recife II – circuito simples (2 x 83 km) (*) e
- Seccionamento LT 500kV Luis Gonzaga/Angelim II - circuito simples (2 x 2,7 km) (*).

OBS: (*) Doados para a Eletrobrás Chesf, por determinação do Contrato de Concessão nº 022/2011.

Os ativos estão localizados em 51 municípios, distribuídos nos Estados de Pernambuco (89%), Alagoas (6%) e Paraíba (5%), conforme Figura 1 a seguir:

Figura 1. Localização do empreendimento.



Em 2021 a ANEEL emitiu a Resolução Autorizativa 10.923/2021 visando a implantação de 2 bancos de reatores na barra de 500 kV da SE Garanhuns II, cada banco de 150 MVar e de um banco de reatores na barra de 500 kV da SE Pau Ferro, de 180 MVar. A previsão de disponibilização para entrada em operação comercial, de acordo com a Resolução, foi de 36 meses. Todas as ações associadas ao cumprimento de tal resolução foram adotadas, redundando na entrada em operação comercial, na Subestação Garanhuns, II do 1º banco (código operacional 05E6/GRD) no dia 17/10/2023, e do 2º banco (código operacional 05E7/GRD) no dia 21/10/2023. O banco da SE Pau Ferro foi disponibilizado para entrada em operação comercial em 23/10/2023.

1.2.3. Justificativas do Empreendimento

O empreendimento tem como justificativas:

- a) Atender, de forma permanente, uma otimização dos fluxos energéticos para o Estado de Pernambuco e Região Nordeste, minimizando o custo global de conexão e os gastos com expansão da rede elétrica e

b) Escoamento da geração proveniente das Centrais de Geração Eólica futuras e em instalação no Estado do Rio Grande do Norte.

O prazo de concessão estabelecido pelo Poder Concedente é de 30 (trinta) anos a contar da assinatura do contrato de concessão (09 de dezembro de 2011). A Receita Anual Permitida (RAP) é de R\$ 68.900.000,00 (sessenta e oito milhões e novecentos mil reais), com data de referência de 02 de setembro de 2011.

1.2.4 Composição Acionária

Tabela 1. Composição Acionária da IE Garanhuns.

Acionista	Ações subscritas	%
ISA ENERGIA BRASIL	290.700.000,00	51,00
ELETROBRÁS CHESF	279.300.000,00	49,00
TOTAL	570.000.000,00	100,00

Os acionistas da Interligação Elétrica Garanhuns S/A são grandes companhias brasileiras do Setor de Energia Elétrica:

- ISA ENERGIA BRASIL**

A ISA ENERGIA BRASIL é líder em transmissão de energia no País, por meio da gestão de 34 concessões, distribuídas em 18 Estados, que impulsionam a transição energética em todo o Brasil. Com mais de 1.600 colaboradores, a companhia é responsável por cerca de 30% da energia elétrica transmitida no País e aproximadamente 95% no Estado de São Paulo, além de ser pioneira no desenvolvimento de tecnologias, como as primeiras subestações digital e 4.0, o primeiro sistema de armazenamento de energia em baterias em larga escala e o primeiro sistema com tecnologia FACTS do tipo SSSC no sistema de transmissão brasileiro.

A empresa tem a sua estratégia de geração de valor sustentável pautada em três pilares: gerar valor ao acionista, criar impactos sociais e ambientais positivos e garantir a longevidade corporativa. Seu sistema elétrico é composto por mais de 31 mil km de circuitos, incluindo ativos próprios e controlados em conjunto, e 132 subestações próprias com tensão de até 550 kV. Tem como acionista controlador a empresa colombiana ISA, que detém 35,8% do capital total.

Comprometida com a geração de valor à sociedade, a empresa possui um pipeline de investimentos no Brasil da ordem de R\$ 13 bilhões até 2029, sendo por volta de R\$ 6 bilhões para a modernização do parque instalado, com cerca de 220 projetos de reforços e melhorias já autorizados pela Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel), e em torno de R\$ 7 bilhões na construção de quatro projetos licitados (greenfield). Esses projetos licitados possuem RAP (Receita Anual Permitida) de aproximadamente R\$ 1 bilhão (ciclo

2025/2026) cujo recebimento será habilitado conforme eles sejam energizados.

“Energia, Vida e Transição” são três palavras que definem a essência de sua estratégia que busca impulsionar a transformação para um futuro sustentável, com o compromisso de priorizar a vida em todas as suas formas e garantir uma transição energética resiliente, segura, limpa e justa.

- Companhia Hidroelétrica do São Francisco – (AXIA Energia Nordeste)**

A Companhia Hidroelétrica do São Francisco – AXIA Energia Nordeste, concessionária de serviço público de energia elétrica, é uma sociedade anônima de capital aberto e subsidiária integral da Centrais Elétricas Brasileiras S.A. – AXIA Energia. Sua atividade principal compreende a geração e a transmissão de energia elétrica, com foco de atuação na Região Nordeste.

A AXIA Energia Nordeste opera 12 usinas hidrelétricas, distribuídas da seguinte forma: oito no Rio São Francisco, duas no Rio Contas (BA), uma no Rio Parnaíba (PI) e uma no Rio Piancó (PB). Complementam o portfólio operacional 14 parques eólicos e 6 plantas de micro e minigeração fotovoltaica.

O parque gerador da Companhia totaliza 10.460,43 MW de potência instalada. Além disso, a empresa dispõe de 81.131,1 MVA de capacidade instalada de transformação, 22.191,43 km de linhas de transmissão e 144 subestações, com níveis de tensão de até 550 kV.

A AXIA Energia Nordeste também participa, por meio de Sociedades de Propósito Específico (SPE), em três usinas hidrelétricas, quatro parques eólicos, três empreendimentos de transmissão (linhas e subestações) e uma holding para desenvolvimento de projetos solares.

1.2.5 Missão

A IE GARANHUNS tem como missão ser uma Companhia transmissora de energia elétrica eficiente, que preste serviço público com regularidade, continuidade, eficiência, segurança, atualidade, generalidade e cortesia na prestação de seus serviços.

1.2.6 Princípios e Valores

A IE GARANHUNS segue os princípios basilares da prestação de serviço público adequado e tem como valor o respeito a seus stakeholders.

1.2.7 Organização e Gestão

A IE GARANHUNS possui um quadro otimizado, com gestores de cada área de influência da Companhia (fundário, jurídico, financeiro, contábil, engenharia - linhas de transmissão, engenharia - subestações, planejamento e controle), responsável por gerir e fiscalizar os trabalhos necessários para a operação e manutenção do empreendimento.

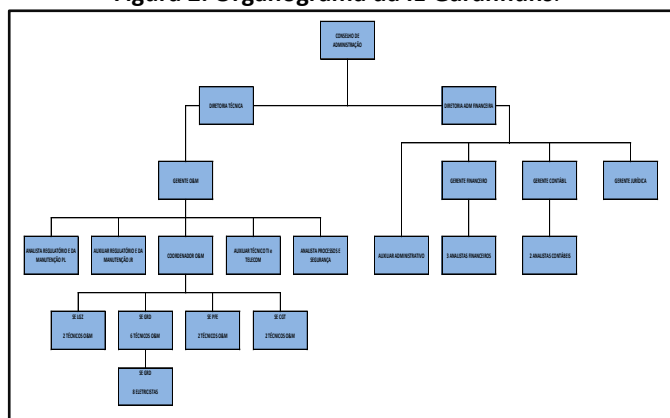
Por ter em seu quadro societário duas das maiores Companhias de transmissão de energia elétrica brasileiras, a IE GARANHUNS se beneficia da expertise de seus acionistas, de modo a cumprir com eficiência as obrigações assumidas com o Poder Concedente e prestar o serviço adequado para seus clientes.

1.2.8 Organograma

Os colaboradores respondem para uma Diretoria Colegiada, composta de um Diretor Técnico e um Diretor Administrativo Financeiro, conforme Figura 2:

Por ter um quadro enxuto, concentrado na sede da Companhia e na subestação Garanhuns II, o relacionamento entre funcionários é direto e desburocratizado, favorecendo o inter-relacionamento entre todas as áreas da Companhia.

Figura 2. Organograma da IE Garanhuns.



1.3 Responsabilidade com Partes Interessadas

Quadro 1. Responsabilidade da Companhia e respectivas partes interessadas

Parte interessada	Detalhamento	Canal de Comunicação
Acionistas e investidores	Acionistas – ISA ENERGIA BRASIL e AXIA ENERGIA NORDESTE	Relacionamento feito diretamente através da Diretoria da Companhia, membros do Conselho de Administração, e com os representantes dos acionistas, na área de governança/societário

Cientes	A Companhia, como uma transmissora tem como clientes diretos todos os Geradores, Distribuidores e Clientes Livres conectados na Rede Básica	ONS
Fornecedores		Cada fornecedor tem contato direto com o gestor do contrato, sendo que os contatos telefônicos e e-mail do porta-voz da Companhia e do fornecedor ficam especificados em cada contrato
Colaboradores		Contato pessoal direto, reuniões, e-mails e telefonemas
Órgãos públicos	MME, ANEEL, ONS, IBAMA, IPHAN, CPRH e outros	Através de correspondências e reuniões
Organizações ambientais e comunidade	Proprietários de imóveis onde estão instituídas as servidões administrativas	Distribuição de panfletos, canal telefônico gratuito (0800-602-3432), campanhas educativas e visitas de assistentes sociais

2. DIMENSÃO GOVERNANÇA CORPORATIVA

A governança corporativa da IE GARANHUNS materializa-se no ato de manter de forma organizada e registrada as atas de Conselho de Administração e Assembleia Geral, na forma disposta na legislação vigente e no Estatuto Social da Companhia, de modo que aquelas possam ser conferidas e auditadas por seus acionistas a qualquer tempo.

A IE GARANHUNS é administrada por um Conselho de Administração e por uma Diretoria Executiva.

Quadro 2. Composição do Conselho de Administração

CARGO	NOME	Mandato	
		INÍCIO	TÉRMINO
Presidente do Conselho	Dayron Esteban Urrego Moreno	Mai-25	Abril-27
Vice-Presidente do Conselho	Luciana Condé Martins Soares da Costa	Mai-25	Abril-27
Conselheira Efetiva	Lilian Ferreira Queiroz	Mai-25	Abril-27
Conselheiro Efetivo	Bruno Giacomini Isolani	Mai-25	Abril-27
Conselheira Suplente	Silvia Diniz Wada	Mai-25	Abril-27
Conselheiro Suplente	Henrique Moreira Campos	Mai-25	Abril-27

O Conselho de Administração da Companhia é composto por 04 membros titulares e 02 membros suplentes, sendo metade indicada pela acionista ISA ENERGIA BRASIL (51% do controle acionário) e a outra metade indicada pela acionista AXIA NORDESTE (49% do controle acionário).

As reuniões do Conselho de Administração são bimestrais e tem por objeto a apresentação de matérias para aprovação, quando forem de competência desta instância interna, na forma disposta no Estatuto Social da Companhia, bem como a apresentação de informações de rotina das áreas técnicas e administrativo/financeiras.

A Diretoria Executiva da Companhia é composta por dois membros, sendo um Diretor Administrativo Financeiro e um Diretor Técnico.

Quadro 3. Composição da Diretoria da IE Garanhuns

CARGO	NOME	Mandato	
		INÍCIO	TÉRMINO
Diretor Administrativo Financeiro	Roberto Sampaio Pires Ferreira	Abril-24	Abril-27
Diretor Técnico	Moacir Biazso Aversi	Abril-24	Abril-27

A Administração da Interligação Elétrica Garanhuns S.A., em atendimento às disposições legais e estatutárias, apresenta anualmente o Relatório da Administração e as Demonstrações Financeiras da Companhia, acompanhada do relatório dos auditores independentes. As Demonstrações estão sempre em conformidade com o padrão contábil estabelecido pelo International Accounting Standards Board - IASB e de acordo com Lei nº 11.638/07, incluindo os pronunciamentos emitidos pelo Comitê de Pronunciamentos Contábeis (CPC's).

Para o exercício de 2025, as Demonstrações Financeiras da IE GARANHUNS foram auditadas pela Deloitte Touche

Tohmatu Auditores Independentes Ltda. Os documentos da administração são publicados na forma prevista na lei das Sociedades Anônimas e no Estatuto Social da Companhia.

3. DIMENSÃO ECONÔMICO - FINANCEIRA

3.1 Receita Anual Permitida - RAP

A Receita Anual Permitida (RAP) foi definida como resultado do certame licitatório, Leilão 004/2011-ANEEL, e é anualmente atualizada nos meses de julho pela variação do IPCA, através de Resoluções Homologatórias. Também é previsto no Contrato de Concessão a aplicação de Revisão Tarifária Periódica, a cada 5 anos, tendo a primeira revisão sido realizada em julho de 2017, e a segunda em julho de 2023.

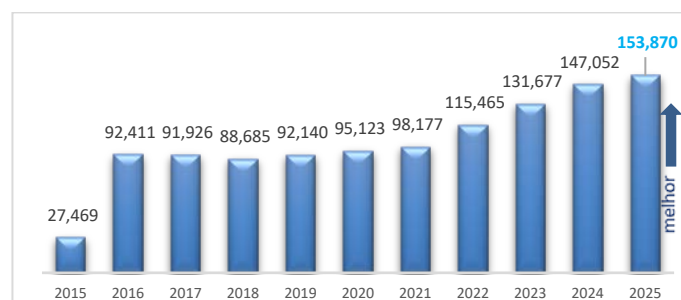
Quadro 4. Revisão Tarifária Periódica da RAP

Número	Prazo (anos)	Vigência até	RAP(*)	Índice de correção
022/2011	30	dez-41	68.900	IPCA

(*) A RAP informada está conforme contrato de concessão ANEEL 022/2011 e tem a referência de setembro de 2011 (valor original).

O valor da RAP projetada para o exercício de 2026 é de R\$ 161.464 mil.

Figura 3. Receita Anual Permitida – RAP (R\$ mil)



O aumento de 4,63% da RAP em 2025, comparado a 2024, foi decorrente do reajuste do IPCA, ocorrido em julho.

3.2 Desempenho Econômico-Financeiro

a) Remuneração dos ativos da concessão

A receita de remuneração dos ativos é reconhecida pela taxa implícita de 7,22% a.a. sobre o fluxo futuro de recebimento de caixa e que remunera o investimento da infraestrutura de transmissão. A taxa implícita busca precificar o componente financeiro do ativo contratual, estabelecida no início dos contratos e não sofre alterações posteriores. O valor do ativo contratual das concessionárias de transmissão de energia é formado por meio do valor presente dos seus fluxos de caixa futuros. O fluxo de caixa futuro é determinado no início da concessão, ou na sua prorrogação, e é reavaliado na Revisão Tarifária Periódica (RTP). Os fluxos de caixa são definidos a partir da Receita Anual Permitida (RAP), que é a contraprestação que as concessionárias recebem pela prestação do serviço público de transmissão aos usuários. Estes recebimentos amortizam os investimentos feitos nessa infraestrutura de transmissão. Eventuais investimentos não amortizados (bens reversíveis) geram o direito de indenização do Poder Concedente, que equivale ao complemento da remuneração de toda a infraestrutura de

transmissão ao final do contrato de concessão. Este fluxo de recebimentos é: (i) remunerado pela taxa implícita que representa o componente financeiro do negócio, estabelecida no início de cada projeto, e (ii) atualizado pelo IPCA.

b) Receita de operação e manutenção

As receitas dos serviços de operação e manutenção são reconhecidas no período no qual os serviços são prestados pela Companhia, bem como parcela de ajuste e parcela variável. A Resolução Normativa n.º 729, emitida pela ANEEL em 28 de junho de 2016, regulamenta a Parcela Variável (PV), que é uma penalidade pecuniária aplicada pelo Poder Concedente em função de indisponibilidades ou restrições operativas das instalações integrantes da Rede Básica. Os valores de PV são reconhecidos como redução de receita de operação e manutenção, no período em que ocorrem. A Resolução Normativa n.º 853, emitida pela ANEEL em 13 de agosto de 2019, atualizou a REN n.º 729/2016, associada à disponibilidade e à capacidade operativa das Funções de Transmissão Conversora, sendo que sua vigência se iniciou a partir de 1 de janeiro de 2020. A Resolução Normativa n.º 906, de 8 de dezembro de 2020, consolidou as Regras de Transmissão de Energia Elétrica e revogou as Resoluções Normativas no 191, no 669, no 729, no 782 e no 853, entrando em vigor a partir de 01 de janeiro de 2021. A Parcela de Ajuste (PA) é a parcela de receita decorrente da aplicação de mecanismo previsto no contrato de concessão, utilizado nos reajustes anuais periódicos, que é adicionada ou subtraída à RAP, de modo a compensar excesso ou déficit de arrecadação no período anterior ao reajuste. O reconhecimento contábil da compensação a ser realizada via PA ocorre quando do efetivo recebimento do superávit ou do desconto do déficit que consta no faturamento mensal da Companhia, de modo que, quando ocorre o reajuste anual da RAP, o valor a ser compensado está registrado como um valor a pagar ou a receber referente ao período anterior ao reajuste. O saldo ativo, a título da Parcela de Ajuste – PA, em 31 de dezembro de 2025, é de R\$ 3.103, (R\$ 3.353, em 31 de dezembro de 2024).

Tabela 2. Receita Operacional Líquida 2025 x 2024

	2025	2024
Remuneração dos ativos da concessão	178.040	169.490
Receita de infraestrutura		
Receita de operação e manutenção	26.326	21.147
Receita bruta	204.366	190.637
Deduções da receita operacional		
PIS	-3.372	-3.087
COFINS	-15.532	-14.217
ICMS	-14	-12

Taxas regulatórias (RGR, P&D, e TFSEE)	-6.634	-6.287
Total de Deduções da receita operacional	-25.552	-23.603
Receita operacional líquida	178.814	167.034

O Resultado Financeiro atingiu R\$ (2.392) mil em 2025, frente ao resultado de R\$ (3.957) mil em 2024.

Tabela 3. Resultado Financeiro 2025 x 2024.

	2025	2024
Receitas financeiras	5.677	3.762
Receita de aplicações financeiras	5.864	3.871
Tributos sobre a receita financeira	-277	-191
Outras receitas financeiras	90	82
Despesas financeiras	-8.069	-7.719
Encargos sobre empréstimos e financiamentos	-7.025	-7.471
Outros	-1.044	-248
Resultado financeiro	-2.392	-3.957

O Imposto de Renda e a Contribuição Social apresentou R\$24.467 mil em 2025 comparado a R\$ 14.762 mil em 2024.

Tabela 4. Imposto de Renda e Contribuição Social referente ao ano de 2025 x 2024.

	2025	2024
Lucro antes da contribuição social e do imposto de renda	161.514	148.384
Alíquota nominal vigente de IR e CSLL (34%)	34%	34%
Imposto de renda e contribuição social esperada	-54.915	-50.451
(Adições) exclusões líquidas	21.783	21.775
Adicional contribuição social - Pilar 2 (Lei nº 15.079/2024)	-8.544	0
Incentivo fiscal - SUDENE	17.209	13.914
Imposto de renda e contribuição social	--24.467	-14.762
Corrente	-14.748	-2.202
Diferido	-9.719	-12.560
Total	-24.467	-14.762
Alíquota efetiva	15%	10%

3.3 Distribuição de Proventos

Em 2018 a Companhia fez, pela primeira vez, desembolso a título de distribuição de dividendos, no valor de R\$ 15.2 mil. Em 2025 foi distribuído R\$ 99,057 mil na forma de dividendos, representando um aumento de 5,2% em relação a 2024, sendo 2025 o ano em que ocorreu a maior distribuição em nossa história.

Figura 4. Distribuição de Proventos 2018-2025



O estatuto da Companhia estabelece um dividendo mínimo obrigatório equivalente a 25% do lucro líquido do exercício, ajustado pela constituição de reserva legal, conforme demonstrado na tabela 5.

A Companhia obteve anuência do BNDES para a distribuição de dividendos superiores ao mínimo obrigatório, no montante de R\$ 70.800, registrados na Reserva de Retenções de Lucros relativos aos resultados totais dos exercícios 2015, 2018 e 2019. Assim, além do montante de R\$ 28.257, durante o exercício de 2025, a companhia também distribuiu R\$ 70.800, contra reserva de retenções de lucros, conforme anuência do BNDES.

As demonstrações financeiras de 31 de dezembro de 2025 contemplam o valor do dividendo mínimo obrigatório, no montante de R\$ 28.246, registrado no passivo circulante, em função de sua natureza de obrigação legal e estatutária.

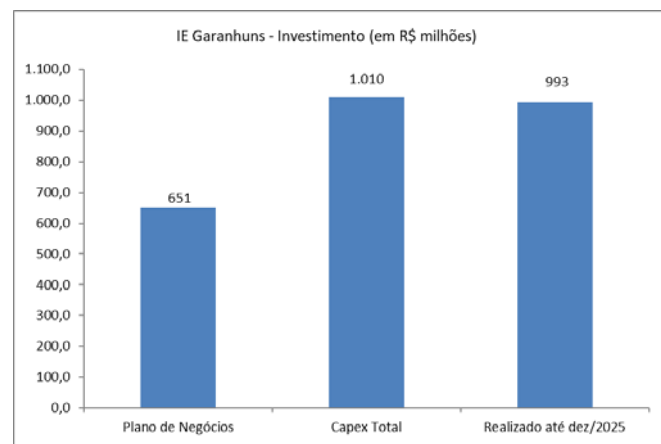
Tabela 5. Distribuição de proventos 2025.

	2025	2024
Lucro líquido do exercício	137.047	133.622
(-) Reserva legal	-6.852	-6.681
(-) Reserva de incentivo fiscal	-17.209	-13.914
Base de cálculo	112.986	113.027
Dividendos mínimos obrigatórios	28.246	28.257

3.4 Investimentos na Concessão

Durante a Concessão os investimentos são de ordem contínua, com o objetivo em prestar serviço de excelência ao Sistema Integrado Nacional - SIN.

Figura 5. Investimentos cumulativos realizados até o ano de 2025.



3.5. Inadimplência Setorial

A IE GARANHUNS operou comercialmente suas instalações em 2025 emitindo cobranças no montante de R\$ 158.206 mil, para um total de 1.732 Agentes. Em dezembro de 2025 registramos uma inadimplência de R\$ 3.216 mil (Norte Energia R\$ 1.700 mil; Demais Clientes R\$ 1.515 mil), valor equivalente a 2,03% (Norte Energia: 1,07%; Demais Clientes 0,96%) do faturamento total de 2025. Em 2024 a inadimplência foi de 1,60% do faturamento anual.

4. BENEFÍCIOS FISCAIS

4.1. SUDENE

Em 31 de dezembro de 2025, foram emitidos pela Superintendência do Desenvolvimento do Nordeste (SUDENE) o ofício nº 4800/2025/SIBF e o Laudo de Constituição nº 0447/2025, os quais aprovam o direito ao benefício fiscal de redução de 75% do Imposto de Renda e Adicionais não restituíveis em favor da companhia com o período de fruição de 2025 a 2034.

5. DIMENSÃO SOCIAL E SETORIAL

5.1 Relacionamentos Sociais-Externos

5.1.1 Clientes/Consumidores

A IE GARANHUNS encontra-se em plena atividade operacional. Os 10 (dez) principais clientes/consumidores são demonstrados na Tabela 6.

Tabela 6. Principais consumidores da IE Garanhuns

COD	CLIENTES	Valor (R\$ mil)
2019	CEMIG-D	8.170
2035	ELETROPAULO	7.170
2027	COPEL-D	6.984
3359	NORTE ENERGIA (BELO MONTE)	6.286
2011	CELESC	5.551
2030	CPFL-D	5.159
3022	CHESF-G	4.687
2040	LIGHT-D	4.599
4253	UHE TUCURUÍ	4.551
2001	RGE SUL (AES-SUL)	4.186

5.1.2 Fornecedores

A IE GARANHUNS sempre inclui em seus contratos cláusulas proibindo mão de obra infantil, trabalho irregular de adolescentes ou trabalho forçado/escravo, bem como exige a entrega de documentação que comprove o cumprimento das obrigações trabalhistas, fiscais e ambientais, sob pena de rescisão contratual.

6. DIMENSÃO AMBIENTAL

A IE GARANHUNS se encontra com atividades operacionais em pleno andamento e mantém suas ações no âmbito ambiental de modo a garantir que todos os programas ambientais e condicionantes expostos em suas licenças sejam cumpridos. Os principais tópicos são:

6.1 Programas Ambientais

O Programa de Gestão Socioambiental (PGSA) da IE Garanhuns constitui-se em um instrumento de gestão, que tem por objetivo garantir a correta gestão ambiental do empreendimento e o cumprimento ao atendimento à legislação ambiental. As ações que integram os diversos Programas Socioambientais constituem coordenação entre programas e o relacionamento entre as instituições direta ou indiretamente envolvidas com o empreendimento: esferas de governo, comunidades e agentes responsáveis pela operação e manutenção dele.

Estão sendo desenvolvidos 6 programas durante a operação do empreendimento, sendo eles:

- Comunicação Social;
- Educação Ambiental;
- Gerenciamento de Resíduos Sólidos;
- Conservação da Faixa de Servidão, Caminhos de Serviços e SE Garanhuns;
- Conservação e Monitoramento da Fauna; e
- Atendimento a Emergências Ambientais

6.1.1. Comunicação Social e Educação ambiental

O Programa de Comunicação Social foi desenvolvido com o objetivo de divulgar informações orientativas sobre o convívio seguro das comunidades vizinhas ao empreendimento. O Programa prevê ações tanto de comunicação direta, por meio da realização de oficinas, reuniões ou encontros com as lideranças e as

comunidades, como ações indiretas como a produção de material informativo e a divulgação do canal de comunicação 0800. São realizadas também visitas aos locais escolhidos para as oficinas de Educação Ambiental, a fim de agendar as possíveis datas para a execução das oficinas. A 10ª Campanha do Subprograma de Comunicação Social foi realizada entre os dias 02 e 06/04 de 2025, nos municípios que compõem o Grupo A, e entre os dias 22 e 24/09 de 2025, nos municípios que compõem o Grupo B onde todos os municípios foram atendidos satisfatoriamente, de modo que em todos os sítios, áreas urbanas, posto de saúde e escolas foram visitados e a população, mais uma vez, teve as informações de segurança de linhas e sobre queimadas, reforçadas

O Programa de Educação Ambiental tem objetivo de integrar as comunidades onde estão lotadas as linhas de transmissão com a natureza, promovendo conscientização, preservação e conservação ambiental.

O Programa prevê ações tanto nas escolas, quanto em Posto de Saúde da Família, Assentamentos e/ou Comunidades, que são materializadas por meio de oficinas, reuniões e/ou encontros com as lideranças.

A 9ª Campanha foi realizada entre os dias 02 e 06/04, nas comunidades do Grupo A, que abrange os municípios de Jatobá, São João, Angelim, Calçado e Lajedo. Enquanto para as comunidades situadas no grupo B, a campanha foi realizada entre os dias 22/09 e 04/10, contemplando os municípios de Agrestina, Brejo da Madre de Deus e Paudalho, por onde passam as Linhas de Transmissão. De maneira geral, a 9ª Campanha de Educação Ambiental apresentou as temáticas de Animais marinhos para as escolas, economia circular para o assentamento e comunidades de Lajedo e Calçado, e convivência segura com as Linhas Transmissão no Posto de Saúde da Família de Jatobá. Enquanto para as comunidades do Grupo B foram trabalhadas a temática do fundo do mar. Os trabalhadores lotados nas Subestações também são público-alvo do programa e receberam a temáticas serpentes peçonhentas.

O resultado satisfatório das campanhas, firmou-se a partir do acolhimento e diálogo das escolas, Posto de Saúde e comunidades e trabalhadores do empreendimento todos ficaram visivelmente entusiasmados com o projeto, fortalecendo assim o vínculo entre a IE Garanhuns e a comunidade.

6.1.2 Gerenciamento de resíduos e Conservação da faixa de servidão

Dentre as principais preocupações da IE GARANHUNS, uma trata-se da gestão de resíduos sólidos, pois não é admitida a permanência de qualquer tipo de resíduo na faixa de servidão e nas dependências das Subestações. O controle de resíduos sólidos tem por objetivo diminuir os riscos de contaminação do solo e dos corpos d'água pelo

manuseio, tratamento e disposição inadequados dos resíduos sólidos gerados durante a operação.

De maneira geral, a gestão ambiental dos resíduos sólidos é pautada pelos seguintes aspectos:

- Conhecimento prévio dos resíduos que serão potencialmente gerados;
- Caracterização prévia dos resíduos segundo a norma NBR 10.004, a qual classifica os resíduos sólidos em Classe I (Perigoso), Classe II A (Não-inerte) e Classe II B (Inerte). A classificação será feita mediante análise laboratorial sempre que necessário e considerará os riscos potenciais ao meio ambiente e à saúde pública;
- Definição dos procedimentos de coleta, armazenamento provisório e destinação final;
- Levantamento de possibilidades para destinação alternativa (reuso e reciclagem) de resíduos selecionados.

Foram realizadas duas visitas técnicas para observação e acompanhamento das atividades diárias realizadas nas duas Subestações, por meio da identificação dos resíduos que são gerados em cada etapa do processo e levantamento da gestão atual que está sendo aplicada. Como forma de melhorar o gerenciamento dos resíduos na SE Garanhuns II e SE Pau Ferro, alguns pontos de melhorias foram identificados e, por essa razão, dois treinamentos foram realizados nas respectivas subestações, visando a aplicação de ações corretivas que resultem na implementação do Programa de Gerenciamento de Resíduos Sólidos - PGRS, conforme enquadramento da legislação vigente.

6.1.3 Conservação e Monitoramento da Fauna

O Subprograma de Conservação e Monitoramento da Fauna é considerado imprescindível para o registro e quantificação dos possíveis impactos ambientais gerados pela operação do empreendimento. O monitoramento da fauna permitirá um melhor conhecimento da estrutura das comunidades alvo na área de estudo e, possivelmente, a forma como elas respondem à implantação e operação do empreendimento. As atividades relacionadas à fauna são divididas em três programas: Programa de Monitoramento de Fauna; Programa de Monitoramento de Colisão de Avifauna e Programa de Afugentamento de Fauna.

Após a realização de seis campanhas de monitoramento de fauna foram registradas 34 espécies de mamíferos, pertencentes a 17 famílias e sete ordens, sendo 377 espécimes de 20 espécies de pequeno porte e outros 374 indivíduos de 14 espécies de mamíferos de médio e grande porte. Essa diversidade registrada pode ser considerada bastante relevante e acima da média observada em levantamentos semelhantes.

No decorrer dos três anos de monitoramento realizados ao longo das quatro linhas de transmissão aqui estudadas, foi

possível observar uma avifauna típica de ambientes abertos com vegetação arbustiva em meio a uma matriz antrópica. Com base no principal objetivo do Programa de Monitoramento de Colisão de Aves com Linhas de Transmissão, destaca-se a ocorrência de espécies de aves associadas a corpos aquáticos temporários, como lagoas e riachos, geralmente circundadas por área de pastagem ou cultivo.

Um total de 54 espécies com potencial de colisão foram registradas durante os três anos de monitoramento da avifauna.

6.1.4 Atendimento a Emergências Ambientais

O Plano de Atendimento à Emergências Ambientais – PAE, tem como objetivo primordial o desencadeamento de ações para obter a resposta imediata a eventos adversos que possam ocorrer nas áreas sob a influência das Linhas de Transmissão e Subestações Garanhuns II e Pau Ferro, administrada pela IE Garanhuns, no sentido de eliminar ou minimizar os efeitos de adversidades decorrentes das atividades operacionais e de manutenção dos empreendimentos.

O PAE apresenta os procedimentos e estratégias a serem utilizadas em situações emergenciais envolvendo linhas de transmissão, prevendo recursos materiais e humanos necessários, assim como, a adoção de linhas de resposta, conjunta e organizada, quando da iminente e real ocorrência das tipologias acidentais possíveis.

Para a execução do Plano, são previstas a identificação dos riscos constantes, baseada no histórico de acidentes típicos, ocorrências anormais e nas hipóteses acidentais. As equipes que compõem o plano recebem treinamento, considerando os cenários de emergências ambientais descritas no PAE, com o objetivo de repassar aos técnicos as ações que devem ser tomadas na possibilidade de algumas dessas situações vir a ocorrer. O documento trata, prioritariamente de 8 (oito) situações de emergência:

- Queimadas na faixa de servidão e áreas adjacentes;
- Incêndio nos transformadores das Subestações;
- Situações de vazamento de óleo dos transformadores das Subestações;
- Quedas de estruturas ou rompimento de cabos das Linhas de Transmissão de 500kV e 230 kV.
- Derramamento de soluções ácidas nas áreas do sistema de baterias da SE;
- Acidente de queda de altura;
- Choque elétrico;
- Acidente com animais peçonhentos.

Cada uma dessas situações foi abordada na apresentação, utilizando-se recursos visuais (apresentação de slides em datashow). Durante a apresentação, foram realizadas várias trocas de saberes e informações necessárias descritas em

campo pelas equipes das SE's. Os participantes também puderam tirar dúvidas e interagir com o assunto que estava sendo abordado, promovendo bom desenrolar de conteúdo.

As atividades foram desenvolvidas no mês de julho nas SE Garanhuns II e Pau Ferro, tendo sido realizada uma explanação teórica sobre o manejo em acidentes com animais peçonhentos em áreas abrangidas pelas LT's e SE's, seguida de atividade prática, utilizando o kit de primeiros socorros disponível na SE Garanhuns. Foram destacados métodos essenciais para minimizar riscos de infecção e garantir o cuidado adequado ao acidentado.

Na ocasião foi apresentado o PAE e seus procedimentos, enfatizando a importância de todos terem conhecimento sobre a existência dele. A interação e participação dos técnicos foi bastante necessária, tendo em vista a vivência em campo de todos. O interesse pelo conteúdo do Plano foi muito apreciado por todos, que demonstraram uma necessidade de aprendizado sobre o tema repassado. Os procedimentos descritos no PAE foram evidenciados de forma detalhada, para que ficassem claras as ações previstas em cada uma das emergências.

7. SITUAÇÃO FUNDIÁRIA / JURÍDICA

Gestão Fundiária e Passivo Judicial – IE Garanhuns

O empreendimento da IE Garanhuns abrangeu um total de **2.581 propriedades**. Desse montante, a estratégia de negociação direta demonstrou alta eficácia, alcançando 81% de liberações amigáveis. **As propriedades remanescentes (19%, totalizando 492 áreas)** foram objeto de 245 ações judiciais de Instituição de Servidão para definição do quantum indenizatório.

Pautada por uma política contínua de composição amigável, a Companhia trabalha incansavelmente na mitigação do passivo fundiário. O objetivo central é assegurar o justo pagamento pelo direito de passagem, equilibrando o respeito aos proprietários com a saúde financeira do ativo.

Performance e Resultados Recentes

A estratégia de acordos tem gerado resultados expressivos, permitindo o controle rigoroso do CAPEX ao evitar o incremento de juros e atualizações monetárias sobre os valores contingenciados.

- **Encerramentos:** No último ciclo (2025), foram encerradas **6 ações judiciais**.
- **Caso Emblemático:** Destaca-se o êxito em duas ações vinculadas a um único proprietário, que representava o maior volume de contingência do empreendimento. Após sentenças favoráveis e vitórias em instâncias superiores, os processos encontram-se agora em fase de liquidação.

- **Cenário Atual:** Atualmente, a IE Garanhuns possui apenas **19 ações ativas**, distribuídas em 11 comarcas, o que representa uma redução drástica e positiva do contencioso original.

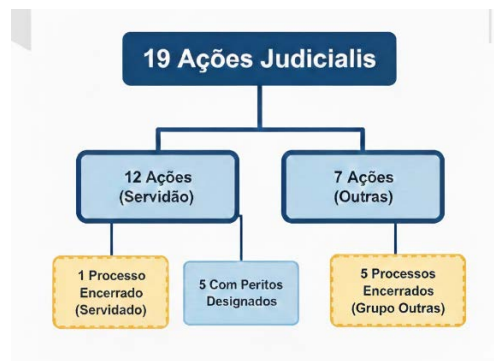


Figura 6 – Quantitativo das ações judiciais em andamento para estabelecimento da faixa de servidão.

Ressalta-se que todos os processos de servidão estão com valores contingenciados, com base em perícia realizada por Assistente Técnico contratado pela Companhia, de forma a manter valores provisionados, auxiliando uma rápida tomada de decisão para realização de acordo.

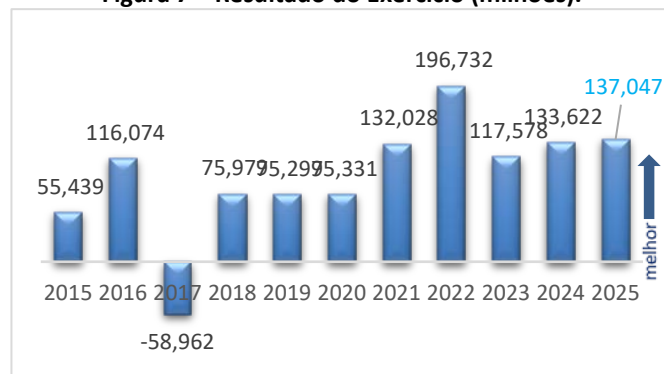
8. INDICADORES DE DESEMPENHO

8.1. Indicadores de desempenho econômico-financeiro

8.1.1. Resultado do exercício

A IE Garanhuns registrou no exercício de 2025 um aumento de 2,6% em relação a 2024. Esse acréscimo menor que o previsto decorre do cumprimento da Lei nº 15.079/2024 (Pilar2).

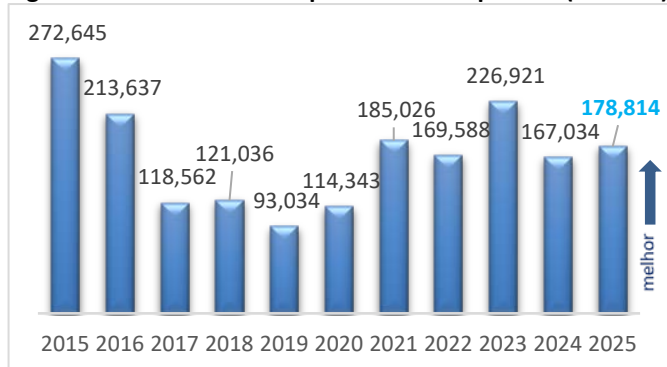
Figura 7 – Resultado do Exercício (milhões).



8.1.2. Receita Operacional Líquida - ROL

A receita operacional líquida (ROL), que considera as deduções de impostos e encargos setoriais, apresentou um crescimento de 7,1% em relação ao exercício anterior. Esse acréscimo foi decorrente do reajuste da RAP e da elevação da receita de operação e manutenção, em relação a 2024.

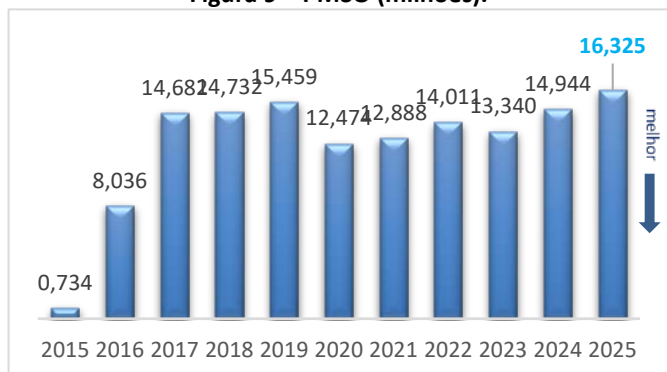
Figura 8 – Receita Operacional Líquida (milhões)



8.1.3. PMSO

Os custos e despesas operacionais aumentaram 9,2% em relação ao exercício anterior. Esse acréscimo ocorreu devido ao aumento das despesas com plano de saúde, com manutenção de veículos da frota própria e com as despesas decorrentes da implantação de projetos de acessantes em nossas subestações.

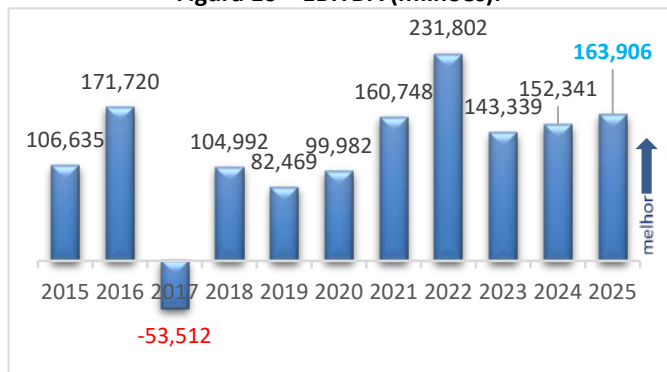
Figura 9 – PMSO (milhões).



8.1.4. EBITDA IFRS

A geração operacional de caixa, expressa pelo EBITDA, aumentou 7,6% em relação a 2024. Esse fato foi decorrente do aumento da receita de aplicações financeiras e dos reflexos do reajuste da RAP.

Figura 10 – EBITDA (milhões).



8.2. Indicadores de desempenho operacional

8.2.1. Parcela variável - PV

Indica o desconto da Receita Anual Permitida – RAP das funções de transmissão, devido a indisponibilidade dos equipamentos da Rede Básica das concessões da IE Garanhuns, conforme legislação ANEEL.

Figura 11 – Descontos de PV (milhões).

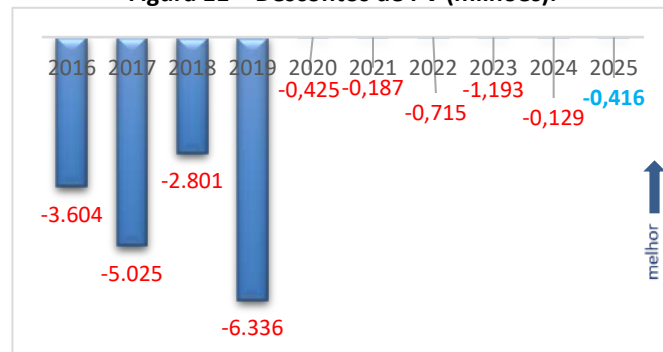
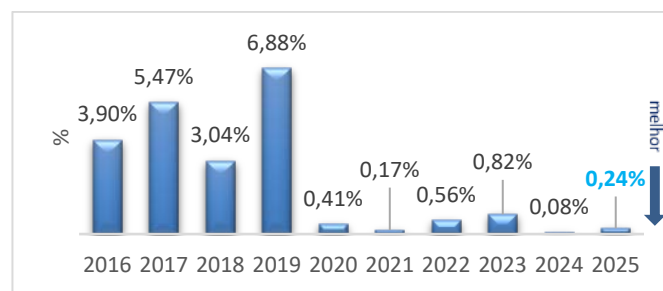


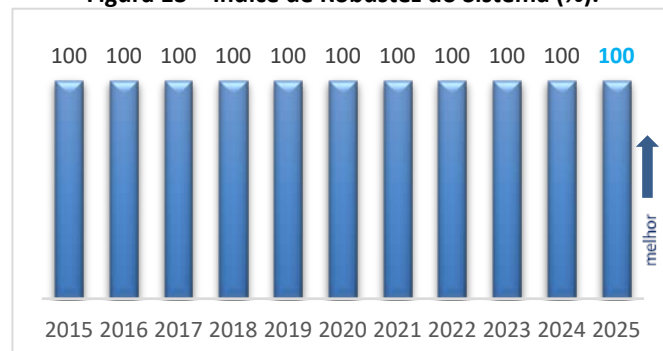
Figura 12 – Percentual de descontos sobre a RAP



8.2.2. Indicador de robustez do sistema - IRS

Avalia a capacidade dos ativos de concessão da IE Garanhuns pertencentes à Rede Básica suportarem contingências sem interrupção de fornecimento de energia elétrica (perda de carga). Desde 2015 este indicador está em seu valor máximo.

Figura 13 – Índice de Robustez do Sistema (%).



8.2.3. Indicador de disponibilidade de transformadores - IDT

Indica a disponibilidade dos transformadores pertencentes à Rede Básica dos ativos de concessão da IE Garanhuns em intervalos anuais. Desde 2016 este indicador está em seu valor máximo.

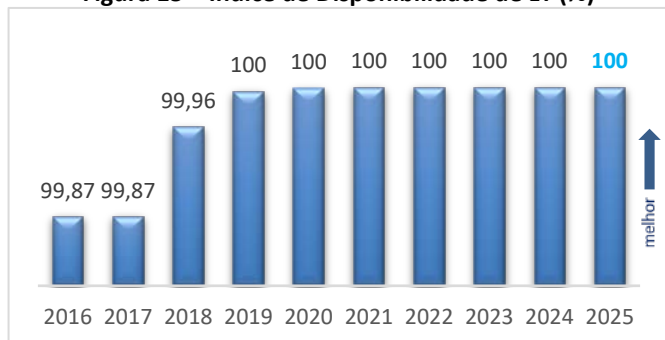
Figura 14 – Índice de Disponibilidade de Transformadores



8.2.4. Indicador de disponibilidade de linhas de transmissão – IDLT

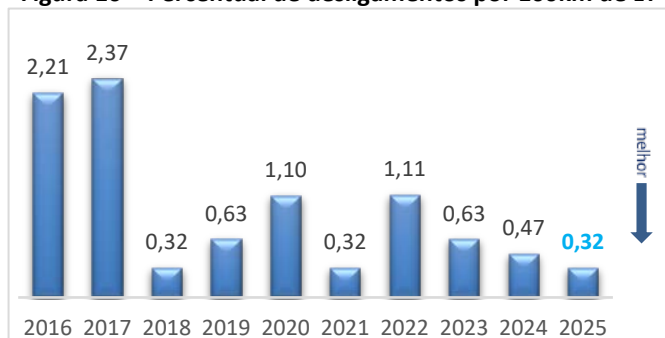
Indica a disponibilidade das Linhas de Transmissão dos ativos de concessão da IE Garanhuns em intervalos anuais. Desde 2019 este indicador está em seu valor máximo.

Figura 15 – Índice de Disponibilidade de LT (%)



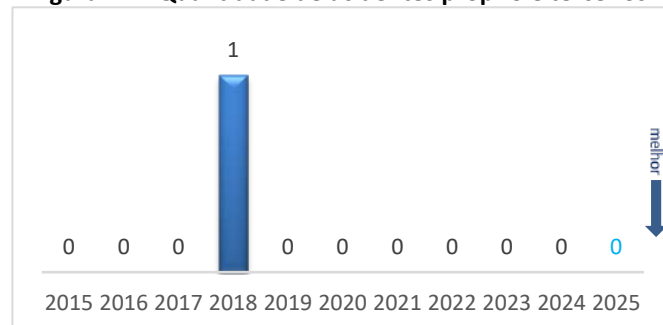
8.2.5. Desligamentos por 100 km de LT

Figura 16 – Percentual de desligamentos por 100km de LT



8.2.6. Frequência de acidentes

Figura 17 – Quantidade de acidentes próprio e terceiros.



9. AUDITORES INDEPENDENTES

Em atendimento à instrução CVM nº 381, de 14 de janeiro de 2003, a IE GARANHUNS informa que não possui outros contratos com seus auditores, Deloitte Touche Tohmatsu Auditores Independentes Ltda., que não estejam relacionados com a auditoria das Demonstrações Contábeis.

10. ENCERRAMENTO E AGRADECIMENTOS

A Administração da IE GARANHUNS, ciente do papel da Companhia, de ser a responsável pela Operação e Manutenção do empreendimento, um projeto de grande relevância no setor de energia elétrica brasileira, garantindo reforço na capacidade de transmissão e aumento da segurança e confiabilidade do sistema de transmissão da Região Nordeste e de todo Sistema Interligado Nacional, beneficiando milhares de brasileiros e alcançando o objetivo de participar ativamente dessa extensa e confiável malha energética, agradece a confiança de seus acionistas e conselheiros, a participação efetiva de fornecedores, financiadores e órgãos governamentais na implantação do Empreendimento e a colaboração de seus empregados e corpo técnico das Companhias dos acionistas pelos resultados alcançados durante o exercício de 2025, conforme relatado neste documento.

Roberto Sampaio Pires Ferreira

Diretor Administrativo Financeiro

Moacir Biazzo Aversi

Diretor Técnico

RELATÓRIO DO AUDITOR INDEPENDENTE SOBRE AS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS

Aos Administradores da
Interligação Elétrica Garanhuns S.A.

Opinião

Examinamos as demonstrações financeiras da Interligação Elétrica Garanhuns S.A. (“Companhia”), que compreendem o balanço patrimonial em 31 de dezembro de 2025 e as respectivas demonstrações do resultado, do resultado abrangente, das mutações do patrimônio líquido e dos fluxos de caixa para o exercício findo nessa data, bem como as correspondentes notas explicativas, incluindo as políticas contábeis materiais.

Em nossa opinião, as demonstrações financeiras acima referidas apresentam adequadamente, em todos os aspectos relevantes, a posição patrimonial e financeira da Interligação Elétrica Garanhuns S.A. em 31 de dezembro de 2025, o desempenho de suas operações e os seus fluxos de caixa para o exercício findo nessa data, de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil.

Base para opinião

Nossa auditoria foi conduzida de acordo com as normas brasileiras e internacionais de auditoria. Nossas responsabilidades, em conformidade com tais normas, estão descritas na seção a seguir intitulada “Responsabilidades do auditor pela auditoria das demonstrações financeiras”. Somos independentes em relação à Companhia, de acordo com os princípios éticos relevantes previstos no Código de Ética Profissional do Contador e nas normas profissionais emitidas pelo Conselho Federal de Contabilidade - CFC, aplicáveis a auditorias de demonstrações financeiras no Brasil, e cumprimos com as demais responsabilidades éticas de acordo com essas normas. Acreditamos que a evidência de auditoria obtida é suficiente e apropriada para fundamentar nossa opinião.

Outras informações que acompanham as demonstrações financeiras e o relatório do auditor

A Administração da Companhia é responsável por essas outras informações que compreendem o Relatório da Administração.

Nossa opinião sobre as demonstrações financeiras não abrange o Relatório da Administração, e não expressamos qualquer forma de conclusão de auditoria sobre esse relatório.

Em conexão com a auditoria das demonstrações financeiras, nossa responsabilidade é a de ler o Relatório da Administração e, ao fazê-lo, considerar se esse relatório está, de forma relevante, inconsistente com as demonstrações financeiras ou com nosso conhecimento obtido na auditoria ou, de outra forma, aparenta estar distorcido de forma relevante. Se, com base no trabalho realizado, concluirmos que há distorção relevante no Relatório da Administração, somos requeridos a comunicar esse fato. Não temos nada a relatar a esse respeito.

Responsabilidades da Administração pelas demonstrações financeiras

A Administração da Companhia é responsável pela elaboração e adequada apresentação das demonstrações financeiras de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil, e pelos controles internos que ela determinou como necessários para permitir a elaboração de demonstrações financeiras livres de distorção relevante, independentemente se causada por fraude ou erro.

A Deloitte refere-se a uma ou mais empresas da Deloitte Touche Tohmatsu Limited (“DTTL”), sua rede global de firmas-membro e suas entidades relacionadas (coletivamente, a “organização Deloitte”). A DTTL (também chamada de “Deloitte Global”) e cada uma de suas firmas-membro e entidades relacionadas são legalmente separadas e independentes, que não podem se obrigar ou se vincular mutuamente em relação a terceiros. A DTTL, cada firma-membro da DTTL e cada entidade relacionada são responsáveis apenas por seus próprios atos e omissões, e não entre si. A DTTL não fornece serviços para clientes. Por favor, consulte www.deloitte.com/about para saber mais.

A Deloitte oferece serviços profissionais de ponta para quase 90% das empresas listadas na Fortune Global 500® e milhares de outras organizações. Nossas pessoas entregam resultados mensuráveis e duradouros que ajudam a reforçar a confiança pública nos mercados de capitais e permitir que os clientes se transformem e prosperem. Com seus 180 anos de história, a Deloitte está hoje em mais de 150 países e territórios. Saiba como os cerca de 470 mil profissionais da Deloitte em todo o mundo geram um impacto que importa em www.deloitte.com.

Na elaboração das demonstrações financeiras, a Administração é responsável pela avaliação da capacidade de a Companhia continuar operando e divulgando, quando aplicável, os assuntos relacionados com a sua continuidade operacional e o uso dessa base contábil na elaboração das demonstrações financeiras, a não ser que a Administração pretenda liquidar a Companhia ou cessar suas operações, ou não tenha nenhuma alternativa realista para evitar o encerramento das operações.

Responsabilidades do auditor pela auditoria das demonstrações financeiras

Nossos objetivos são obter segurança razoável de que as demonstrações financeiras, tomadas em conjunto, estão livres de distorção relevante, independentemente se causada por fraude ou erro, e emitir relatório de auditoria contendo nossa opinião. Segurança razoável é um alto nível de segurança, mas não uma garantia de que a auditoria realizada de acordo com as normas brasileiras e internacionais de auditoria sempre detecta as eventuais distorções relevantes existentes. As distorções podem ser decorrentes de fraude ou erro e são consideradas relevantes quando, individualmente ou em conjunto, possam influenciar, dentro de uma perspectiva razoável, as decisões econômicas dos usuários tomadas com base nas referidas demonstrações financeiras.

Como parte de uma auditoria realizada de acordo com as normas brasileiras e internacionais de auditoria, exercemos julgamento profissional e mantemos ceticismo profissional ao longo da auditoria. Além disso:

- Identificamos e avaliamos os riscos de distorção relevante nas demonstrações financeiras, independentemente se causada por fraude ou erro, planejamos e executamos procedimentos de auditoria em resposta a tais riscos, bem como obtemos evidência de auditoria apropriada e suficiente para fundamentar nossa opinião. O risco de não detecção de distorção relevante resultante de fraude é maior do que o proveniente de erro, já que a fraude pode envolver o ato de burlar os controles internos, conluio, falsificação, omissão ou representações falsas intencionais.
- Obtemos entendimento dos controles internos relevantes para a auditoria para planejarmos procedimentos de auditoria apropriados às circunstâncias, mas não com o objetivo de expressarmos opinião sobre a eficácia dos controles internos da Companhia.
- Avaliamos a adequação das políticas contábeis utilizadas e a razoabilidade das estimativas contábeis e respectivas divulgações feitas pela Administração.
- Concluimos sobre a adequação do uso, pela Administração, da base contábil de continuidade operacional e, com base nas evidências de auditoria obtidas, se existe incerteza relevante em relação a eventos ou condições que possam levantar dúvida significativa em relação à capacidade de continuidade operacional da Companhia. Se concluirmos que existe incerteza relevante, devemos chamar a atenção em nosso relatório de auditoria para as respectivas divulgações nas demonstrações financeiras ou incluir modificação em nossa opinião, se as divulgações forem inadequadas. Nossas conclusões estão fundamentadas nas evidências de auditoria obtidas até a data de nosso relatório. Todavia, eventos ou condições futuras podem levar a Companhia a não mais se manter em continuidade operacional.
- Avaliamos a apresentação geral, a estrutura e o conteúdo das demonstrações financeiras, inclusive as divulgações e se as demonstrações financeiras representam as correspondentes transações e os eventos de maneira compatível com o objetivo de apresentação adequada.

Comunicamo-nos com os responsáveis pela Administração a respeito, entre outros aspectos, do alcance e da época dos trabalhos de auditoria planejados e das constatações significativas de auditoria, inclusive as deficiências significativas nos controles internos que eventualmente tenham sido identificadas durante nossos trabalhos.

São Paulo, 10 de março de 2026


DELOITTE TOUCHE TOHMATSU
Auditores Independentes Ltda.
CRC nº 2 SP 011609/O-8


Fernando de Souza Leite
Contador
CRC nº 1 PR 050422/O-3

INTERLIGAÇÃO ELÉTRICA GARANHUNS S/A
BALANÇO PATRIMONIAL EM 31 DE DEZEMBRO DE 2025 E DE 2024

(Valores expressos em milhares de reais - R\$, exceto quando indicado de outra forma)

<u>ATIVOS</u>	<u>Nota explicativa</u>	<u>31/12/2025</u>	<u>31/12/2024</u>	<u>PASSIVOS E PATRIMÔNIO LÍQUIDO</u>	<u>Nota explicativa</u>	<u>31/12/2025</u>	<u>31/12/2024</u>
CIRCULANTES				CIRCULANTES			
Caixa e equivalentes de caixa	3	1.874	1.945	Fornecedores	8	12.266	12.602
Aplicações Financeiras	4	14.254	14.033	Empréstimos e financiamentos	9	19.690	19.251
Concessionárias e permissionárias		14.301	9.633	Tributos a recolher	6	12.035	3.700
Tributos a recuperar	6	11.154	5.151	Dividendos a pagar	14	28.246	28.257
Estoques		2.848	2.858	Outras contas a pagar	10	6.604	4.883
Ativo da concessão	7	134.564	127.103	Total dos passivos circulantes		78.841	68.693
Outros créditos		688	932				
Total dos ativos circulantes		179.683	161.655	NÃO CIRCULANTES			
NÃO CIRCULANTES				Empréstimos e financiamentos	9	38.999	57.025
Caixa Restrito	5	6.020	6.198	Provisão para demandas judiciais	13	6.932	7.306
Ativo da concessão	7	1.398.783	1.373.960	Pis e Cofins Diferidos	11	141.290	138.249
Imobilizado		6.919	7.083	IR e CSLL Diferidos	12	141.829	132.110
Total dos ativos não circulantes		1.411.722	1.387.241	Total dos passivos não circulantes		329.050	334.690
				PATRIMÔNIO LÍQUIDO			
				Capital social	14	570.000	570.000
				Reserva de lucros		613.514	575.513
				Total Patrimônio líquido		1.183.514	1.145.513
TOTAL DO ATIVO		<u>1.591.405</u>	<u>1.548.896</u>	TOTAL DO PASSIVO E PATRIMÔNIO LÍQUIDO		<u>1.591.405</u>	<u>1.548.896</u>

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras.

DEMONSTRAÇÕES DO RESULTADO

PARA OS EXERCÍCIOS FINDOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2025 E 2024

(Valores expressos em milhares de reais - R\$, exceto quando indicado de outra forma)

	Nota explicativa	2025	2024
RECEITA LÍQUIDA	15	178.814	167.034
Custos dos serviços de implementação da infraestrutura e de operação e manutenção	16	(10.501)	(9.486)
LUCRO BRUTO		<u>168.313</u>	<u>157.548</u>
Despesas Gerais e Administrativas	17	(5.824)	(5.290)
Outras receitas operacionais líquidas	18	<u>1.417</u>	<u>83</u>
Total		(4.407)	(5.207)
LUCRO ANTES DO RESULTADO FINANCEIRO E IMPOSTOS SOBRE O LUCRO		<u>163.906</u>	<u>152.341</u>
RESULTADO FINANCEIRO			
Receita Financeira	19	5.677	3.762
Despesa financeira	19	<u>(8.069)</u>	<u>(7.719)</u>
		(2.392)	(3.957)
LUCRO ANTES DOS IMPOSTOS SOBRE O LUCRO		<u>161.514</u>	<u>148.384</u>
IMPOSTO DE RENDA E CONTRIBUIÇÃO SOCIAL			
Corrente	12	(14.748)	(2.202)
Diferido	12	<u>(9.719)</u>	<u>(12.560)</u>
		(24.467)	(14.762)
LUCRO LÍQUIDO DO PERÍODO		<u>137.047</u>	<u>133.622</u>
Lucro por ação		0,24	0,23

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras

DEMONSTRAÇÕES DO RESULTADO ABRANGENTE
PARA OS EXERCÍCIOS FINDOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2025 E 2024
(Valores expressos em milhares de reais - R\$, exceto quando indicado de outra forma)

	2025	2024
LUCRO LÍQUIDO DO PERÍODO	137.047	133.622
Outros resultados abrangentes	-	-
RESULTADO ABRANGENTE TOTAL DO PERÍODO	<u>137.047</u>	<u>133.622</u>

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras.

DEMONSTRAÇÕES DAS MUTAÇÕES DO PATRIMÔNIO LÍQUIDO
PERÍODO DE DOZE MESES FINDOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2025
(Valores expressos em milhares de reais - R\$, exceto quando indicado de outra forma)

	Capital social	Reserva de Lucros			Reserva especial de dividendos	Lucros acumulados	Total
		Reserva Legal	Incentivos Fiscais	Retenção de Lucros			
SALDOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2023	570.000	44.412	42.157	429.578	22.572	-	1.108.719
Distribuição de dividendos de exercícios anteriores não distribuídos	-	-	-	(46.000)	(22.571)	-	(68.571)
Ajuste dividendos de exercícios anteriores	-	-	-	-	(1)	1	-
Ajuste de reserva de incentivos fiscais	-	-	50	-	-	(50)	-
Lucro líquido do período	-	-	-	-	-	133.622	133.622
Destinação do lucro							
Constituição de reserva legal	-	6.681	-	-	-	(6.681)	-
Constituição de reserva de incentivos fiscais	-	-	13.914	-	-	(13.914)	-
Dividendos mínimos obrigatórios	-	-	-	-	-	(28.257)	(28.257)
Constituição de reserva de retenção de lucros	-	-	-	84.721	-	(84.721)	-
SALDOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2024	570.000	51.093	56.122	468.298	-	-	1.145.513
Distribuição de dividendos de exercícios anteriores	-	-	-	(70.800)	-	-	(70.800)
Ajuste de reserva de incentivos fiscais	-	-	6.762	-	-	(6.762)	-
Lucro líquido do período	-	-	-	-	-	137.047	137.047
Destinação do lucro							
Constituição de reserva legal	-	6.852	-	-	-	(6.852)	-
Constituição de reserva de incentivos fiscais	-	-	17.209	-	-	(17.209)	-
Dividendos mínimos obrigatórios	-	-	-	-	-	(28.246)	(28.246)
Constituição de reserva de retenção de lucros	-	-	-	77.978	-	(77.978)	-
SALDOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2025	570.000	57.945	80.093	475.476	-	-	1.183.514

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras.

DEMONSTRAÇÕES DO FLUXO DE CAIXA

PARA OS EXERCÍCIOS FINDOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2025 E 2024

(Valores expressos e milhares de reais - R\$, exceto quando indicado de outra forma)

	Nota explicativa	2025	2024
FLUXO DE CAIXA DAS ATIVIDADES OPERACIONAIS			
Lucro líquido do exercício		137.047	133.622
Ajustes para reconciliar o lucro ao caixa			
Depreciação	17	649	621
Juros sobre empréstimos e financiamentos	9	7.025	7.471
Rendimento de aplicações financeiras	19	5.864	3.871
Ativos da concessão (receita de infraestr., remuneração ativos da concessão e ganho de eficiência)	15	(178.040)	(169.490)
Imposto de renda e contribuição social diferidos		9.719	12.560
PIS e Cofins diferidos		3.041	2.288
Constituição (reversão) de provisão para contingências		(316)	(118)
		(15.011)	(9.175)
Aumento (redução) nos ativos operacionais:			
Concessionárias e permissionárias		(4.668)	470
Tributos a recuperar		(6.003)	(934)
Estoques		10	90
Ativo de concessão		145.756	138.446
Outros créditos		244	(744)
Aumento (redução) nos passivos operacionais:			
Fornecedores		(336)	(1.178)
Tributos a recolher		14.539	2.325
Demandas judiciais (fundário)		(58)	(111)
Outras contas a pagar		1.721	(287)
Caixa gerado pelas atividades operacionais		136.194	128.902
Imposto de renda e contribuição social pagos		(6.204)	(2.202)
Caixa líquido gerado pelas atividades operacionais		129.990	126.700
FLUXO DE CAIXA DAS ATIVIDADES DE INVESTIMENTO			
Aplicações financeiras		(6.085)	(6.857)
Caixa restrito		178	356
Aquisição de imobilizado		(485)	(436)
Caixa líquido (aplicado nas) gerado pelas atividades de investimento		(6.392)	(6.937)
FLUXO DE CAIXA DAS ATIVIDADES DE FINANCIAMENTO			
Amortização de principal e juros de financiamentos	9	(24.612)	(25.751)
Dividendos pagos	14	(99.057)	(94.133)
Caixa líquido aplicado nas atividades de financiamento		(123.669)	(119.884)
(REDUÇÃO) DO SALDO DE CAIXA E EQUIVALENTES DE CAIXA		(71)	(121)
Caixa e equivalentes de caixa no início do período		1.945	2.066
Caixa e equivalentes de caixa no fim do período		1.874	1.945
(REDUÇÃO) DO SALDO DE CAIXA E EQUIVALENTES DE CAIXA		(71)	(121)

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras.

INTERLIGAÇÃO ELÉTRICA GARANHUNS S.A.

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS

(Valores expressos em milhares de reais - R\$, exceto quando indicado de outra forma)

1. CONTEXTO OPERACIONAL

Objeto social

Interligação Elétrica Garanhuns S.A. ("Companhia") foi constituída como sociedade anônima de capital fechado, com sede na cidade do Recife, Estado de Pernambuco, em 22 de setembro de 2011, com o propósito específico de exploração de ativos de transmissão de energia elétrica, tendo como objeto social a exploração de concessões de serviços públicos de transmissão, prestados mediante a implantação, operação e manutenção das instalações de transmissão de energia elétrica, linhas, subestações, centros de controle e respectiva infraestrutura, incluindo os serviços de apoio e administrativos, provisão de equipamentos e materiais de reserva, programações, medições e demais serviços complementares necessários à transmissão de energia elétrica. Por se tratar de uma concessionária de serviço público de transmissão de energia elétrica, suas atividades são regulamentadas e fiscalizadas pela Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL.

Concessões

A Companhia assinou Contrato de Concessão ANEEL nº 22/2011, em 9 de dezembro de 2011, para Implantação e Exploração das Instalações de Transmissão constantes do "Lote L", do Leilão ANEEL nº 004/2011.

O leilão teve como objeto a concessão do Sistema de Transmissão, composto por 8 (oito) Linhas de Transmissão e 2 (duas) Subestações conforme descrito a seguir:

- Subestação Pau Ferro 500/230 kV - 1.500 MVA, ampliação das Subestações Luiz Gonzaga 500 kV e Campina Grande III 500 kV, além de um vão de entrada de linha 230 kV na Subestação Angelim I.
- Subestação Garanhuns 500/230 kV - 600 MVA.
- Linha de Transmissão 500 kV Luiz Gonzaga - Garanhuns C2, circuito simples (218 km).
- Linha de Transmissão 500 kV Garanhuns - Pau Ferro, circuito simples (209 km).
- Linha de Transmissão 500 kV Garanhuns - Campina Grande III, circuito simples (194 km).
- Linha de Transmissão 230 kV Garanhuns - Angelim I, circuito simples (12 km).
- Quatro linhas de transmissão na extensão de 170,2 km foram implantadas pela Companhia e transferidas para a Companhia Hidro Elétrica do São Francisco - CHESF, por obrigação do contrato de concessão.
- Seccionamento da LT 230 kV Paulo Afonso III - Angelim C2 e C3 - circuito duplo, no Estado de Pernambuco, com extensão de 2 km (2 x 1 km).
- SE Garanhuns 500/230 kV - 600 MVA, no Estado de Pernambuco.
- SE Pau Ferro 500/230 kV - 1500 MVA, localizada no Estado de Pernambuco.

O empreendimento está localizado em 51 municípios, distribuídos nos Estados de Pernambuco (89%), Alagoas (6%) e Paraíba (5%).

Municípios atendidos:

- a) Pernambuco: Petrolândia, São João, Escada, Jatobá, Angelim, Cabo de Santo Agostinho, Tacaratu, Jupi, Vitória de Santo Antão, Calçado, Chã de Alegria, Lajedo, Glória do Goitá, Bezerros, Gravatá, Camocim de São Félix, Itaíba, Cachoeirinha, Canhotinho, Paudalho, Tupanatinga, Tacaimbó, Ibirajuba, Tracunhaém, Passira, Buíque, Lagoa de Itaenga, Carpina, Belo Jardim, Jurema, Araçoiaba, Águas Belas, Brejo da Madre de Deus, Panelas, Igarassu, Pedra, Caruaru, Altinho, Paranatama, Taquaritinga do Norte, Agrestina, Caetés, São Joaquim do Monte e Garanhuns.
- b) Paraíba: Riacho de Santo Antônio, Alcantil, Queimadas, Barra de Santana e Campina Grande.
- c) Alagoas: Mata Grande e Canapi.

A Receita Anual Permitida (RAP) da concessionária foi definida pelo poder concedente, a ANEEL, e fixada anualmente, para períodos definidos como ciclos que compreendem os meses de julho a junho do ano posterior, através de Resoluções Homologatórias.

Contrato de concessão

Número	Prazo (anos)	Vigência até	RAP (*)	Índice de correção
022/2011	30	09/12/2041	R\$ 68.900	IPCA

(*) A RAP informada está conforme contrato de concessão ANEEL 022/2011 e tem a referência de setembro de 2011 (valor original).

A Receita Anual Permitida (RAP) para o ciclo tarifário atual (julho/25 a junho/26), conforme a Resolução Homologatória nº 3.481/2025 e estabelecido em cláusula no Contrato de Concessão ANEEL nº 22/2011 foi de R\$157.857 (R\$149.883 no período de julho/24 a junho/25). Durante o período de concessão, a ANEEL procederá com a Revisão Tarifária Periódica dos contratos, em intervalos periódicos de 5 anos, recalculando o custo de capital de terceiros. A próxima revisão está prevista para o ano de 2027.

O Contrato de Concessão estabelece que a extinção das concessões determinará a reversão ao poder concedente dos bens vinculados ao serviço, procedendo-se aos levantamentos e avaliações, bem como à determinação do montante da indenização devida às transmissoras, observados os valores e as datas de sua incorporação ao sistema elétrico. Diante disso, a Administração da Companhia entende que ao final do prazo de concessão os valores residuais dos bens vinculados ao serviço serão indenizados pelo poder concedente.

2. APRESENTAÇÃO DAS DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS E SUMÁRIO DAS PRÁTICAS CONTÁBEIS

2.1. Declaração de Conformidade

As demonstrações contábeis foram elaboradas e estão sendo apresentadas em conformidade com as práticas contábeis adotadas no Brasil, as quais abrangem as disposições contidas na Lei das Sociedades por Ações, pronunciamentos, interpretações e orientações emitidas pelo Comitê de Pronunciamentos Contábeis ("CPC"), aprovadas pelo Conselho Federal de Contabilidade ("CFC").

A administração avaliou a capacidade da Companhia em continuar operando normalmente e está convencida de que ela possui recursos para dar continuidade aos seus negócios no futuro. Adicionalmente, a administração não tem conhecimento de nenhuma incerteza material que possa gerar dúvidas significativas sobre a sua capacidade de continuar operando. Assim, estas demonstrações contábeis foram preparadas com base no pressuposto de continuidade.

Adicionalmente, a Companhia considerou as orientações emanadas da Orientação Técnica OCPC 07, emitida pelo CPC em novembro de 2014, na preparação das suas demonstrações contábeis. Dessa forma, todas as informações relevantes próprias das demonstrações contábeis, e somente elas, estão sendo evidenciadas, e correspondem àquelas utilizadas pela administração na sua gestão.

2.2. Base de mensuração

As demonstrações contábeis foram elaboradas considerando o custo histórico como base de valor exceto por determinados ativos e passivos financeiros mensurados ao valor justo, conforme demonstrado na nota 20.

2.3. Moeda funcional e apresentação

Os itens incluídos nas demonstrações contábeis são mensurados usando o Real, moeda do principal ambiente econômico no qual a Companhia atua (“moeda funcional”). As demonstrações contábeis estão apresentadas em milhares de reais.

2.4. Julgamentos, estimativas e premissas contábeis significativas

A preparação das demonstrações contábeis requer que a administração faça julgamentos, utilizando estimativas e premissas baseadas em fatores objetivos e subjetivos, para determinação dos valores adequados para registro de determinadas transações que afetam ativos, passivos, receitas e despesas. Os resultados reais dessas transações podem divergir dessas estimativas.

Esses julgamentos, estimativas e premissas são revistos ao menos anualmente e eventuais ajustes são reconhecidos no período em que as estimativas são revisadas.

Julgamentos, estimativas e premissas considerados críticos estão relacionados aos seguintes aspectos: contabilização dos contratos de concessão, momento de reconhecimento do ativo contratual, determinação das receitas de infraestrutura e de operação e manutenção, definição da taxa de juros de desconto do ativo de concessão, constituição e análises quanto à realização ou liquidação de ativo ou passivo fiscal diferido, análise do risco de crédito e de outros riscos para a determinação da necessidade de provisões, inclusive a provisão para riscos fiscais, cíveis, trabalhistas e fundiários.

Contabilização de contratos de concessão

Na contabilização dos contratos de concessão, a Companhia efetua análises que envolvem o julgamento da administração, substancialmente, no que diz respeito a aplicabilidade da interpretação de contratos de concessão, determinação, classificação de receitas por obrigação de performance, entre receitas de implementação de infraestrutura, remuneração dos ativos de contrato e receita de operação e manutenção.

Momento de reconhecimento do ativo contratual

A administração da Companhia avalia o momento de reconhecimento dos ativos das concessões com base nas características econômicas de cada contrato de concessão. O ativo contratual se origina na medida em que a concessionária satisfaz a obrigação de construir e implementar a infraestrutura de transmissão, sendo a receita reconhecida ao longo do tempo do projeto. O ativo contratual é registrado em contrapartida a receita de infraestrutura, que é reconhecida conforme os gastos incorridos. A parcela do ativo contratual indenizável é identificada quando a implementação da infraestrutura é finalizada.

Determinação da taxa de desconto do ativo contratual

A taxa aplicada ao ativo contratual reflete a taxa implícita do fluxo financeiro de cada empreendimento/projeto e considera a estimativa da Companhia para precificar o componente financeiro estabelecido no início de cada contrato de concessão, em função das características macroeconômicas alinhadas a metodologia do Poder Concedente e a estrutura de custo de capital individual dos projetos. Quando o Poder Concedente revisa ou atualiza a receita que a Companhia tem direito a receber, a quantia escriturada do ativo contratual é ajustada para refletir os fluxos revisados, sendo o ajuste reconhecido como receita ou despesa imediatamente no resultado do exercício.

2.5 Políticas contábeis materiais

a) Apuração do resultado

O resultado das operações é apurado em conformidade com o regime contábil de competência.

b) Reconhecimento da receita

Os concessionários devem registrar e mensurar a receita dos serviços que prestam obedecendo aos pronunciamentos técnicos CPC 47 – Receita de Contrato com Cliente e CPC 48 – Instrumentos Financeiros e ICPC 01 (R1) – Contratos de Concessão, mesmo quando prestados sob um único contrato de concessão. Caso o concessionário realize mais de um serviço regidos por um único contrato, a remuneração recebida ou a receber deve ser alocada a cada obrigação de performance com base nos valores relativos aos serviços prestados caso os valores sejam identificáveis separadamente. As receitas são reconhecidas quando ou conforme a entidade satisfaz as obrigações de performance assumidas no contrato com o cliente, e somente quando houver um contrato aprovado; for possível identificar os direitos; houver substância comercial e for provável que a entidade receberá a contraprestação à qual terá direito.

As receitas são mensuradas conforme as obrigações de desempenho identificadas no contrato com o cliente, sendo os principais critérios de reconhecimento e mensuração apresentados a seguir:

- Receita de implementação da infraestrutura

A receita de implementação da infraestrutura é reconhecida como uma obrigação de desempenho que é atendida pela construção da linha de transmissão e seus ativos associados. O reconhecimento da receita de implementação da infraestrutura está diretamente associado às adições ao ativo contratual conforme os gastos incorridos (método de insumo). A formação da receita de implementação da infraestrutura resulta da alocação das horas trabalhadas pelas equipes técnicas, dos materiais utilizados, da medição da prestação de serviços terceirizados e outros custos diretamente alocados. O registro contábil dessa receita é efetuado em contrapartida aos Ativo da concessão, acrescido de margem na construção e de PIS e COFINS.

- Receita de remuneração dos ativos de concessão

O contrato de concessão possui um componente de financiamento significativo, uma vez que o prazo de recebimento pela construção da infraestrutura é de longo prazo (30 anos). Dessa forma, conforme requerido pelo CPC 47 (já considerando as orientações do Ofício-Circular/CVM/SNC/SEP/nº 04/2020), a remuneração dos ativos da concessão é calculada com base na taxa implícita de financiamento do projeto no momento da formalização do contrato de concessão com o Poder Concedente sobre o saldo dos Ativos da concessão (custo médio ponderado do capital da Companhia (WACC)).

- Receita de operação e manutenção

A receita de O&M é reconhecida mensalmente como uma obrigação de desempenho que é atendida pela operação e manutenção da linha de transmissão. Esta receita é calculada com base nos montantes de custos previstos no contrato de concessão, acrescidos de margem.

c) Imposto de renda e contribuição social – correntes

A tributação sobre o lucro compreende o imposto de renda e a contribuição social. A despesa de imposto de renda e contribuição social corrente é calculada de acordo com legislação tributária vigente. O imposto de renda é computado sobre o lucro tributável pela alíquota de 15%, acrescido do adicional de 10% para a parcela do lucro que exceder R\$ 240 no período base para apuração do imposto, enquanto a contribuição social é computada pela alíquota de 9% sobre o lucro tributável. As antecipações ou valores passíveis de compensação são demonstrados no ativo circulante ou não circulante, de acordo com a previsão de sua realização.

Em 29 de dezembro de 2016, foi emitido o Laudo de Constituição nº 0220/2016 emitido pela Superintendência do Desenvolvimento do Nordeste (SUDENE) onde aprova o direito ao benefício fiscal de redução de 75% do Imposto de Renda e Adicionais não restituíveis em favor da Companhia com o período de fruição de 2016 a 2025. A fundamentação legal para o reconhecimento do direito é o Art. 1º da Medida Provisória nº 2.199/2014, de 24 de agosto de 2011, em conformidade com o estabelecido no Decreto nº 4.213, de 26 de abril de 2002, e com o Regulamento dos Incentivos Fiscais.

Em 31 de dezembro de 2025, foi emitido pela Superintendência do Desenvolvimento do Nordeste (SUDENE) o Laudo de Constituição nº 0447/2025 onde aprova o direito ao benefício fiscal de redução de 75% do Imposto de Renda e Adicionais, calculado com base no lucro da exploração, em favor da Companhia com período de fruição de 2025 a 2034. A fundamentação legal para o reconhecimento do direito é o art. 1º da Medida Provisória nº 2.199/14, de agosto de 2001, conforme os critérios estabelecidos no Decreto nº 6.539, de 18 de agosto de 2008, e ainda, em conformidade com o Regulamento dos Incentivos Fiscais, tendo em vista o atendimento das condições e requisitos legais exigidos, observados os elementos de fato e de direito relacionados no Anexo I deste instrumento.

d) Imposto de renda e contribuição social – diferidos

O imposto de renda e a contribuição social diferidos são apurados observando-se as disposições da legislação aplicável, com base no lucro líquido, ajustado pela inclusão de despesas não dedutíveis, exclusão de receitas não tributáveis e inclusão e/ou exclusão de diferenças temporárias.

Impostos diferidos ativos são reconhecidos para todas as diferenças temporárias dedutíveis, créditos e perdas tributários não utilizados, somente na extensão em que seja provável que o lucro tributável esteja disponível para que as diferenças temporárias dedutíveis possam ser realizadas, e créditos e perdas tributários não utilizados possam ser utilizados.

Os impostos diferidos passivos são mensurados pelas alíquotas aplicáveis no período no qual se espera que o passivo seja liquidado ou o ativo seja realizado, com base nas alíquotas previstas na legislação tributária vigente no final de cada exercício, ou quando uma nova legislação tiver sido substancialmente aprovada.

e) PIS e Cofins – diferidos

O PIS e a Cofins diferidos incidem sobre a receita de implementação de infraestrutura e remuneração dos ativos da concessão que remunera o ativo contratual. O recolhimento de tais tributos ocorrerá no período do efetivo faturamento da RAP e amortização do ativo contratual.

f) Taxas regulamentares sobre a receita

Os encargos setoriais abaixo descritos fazem parte das políticas de governo para o setor elétrico e são todos definidos em Lei. Seus valores são estabelecidos por Resoluções ou Despachos da ANEEL, para efeito de recolhimento pelas concessionárias dos montantes cobrados dos consumidores por meio das tarifas de fornecimento de energia elétrica e estão classificados sob a rubrica “Taxas regulamentares” no balanço patrimonial e como deduções da receita na demonstração do resultado.

Reserva Global de Reversão (RGR)

Encargo criado pelo Decreto nº 41.019, de 26 de fevereiro de 1957. Refere-se a um valor anual estabelecido pela ANEEL, pago mensalmente em duodécimos pelas concessionárias, com a finalidade de prover recursos para reversão e/ou encampação dos serviços públicos de energia elétrica, como também para financiar a expansão e melhoria desses serviços.

Pesquisa e Desenvolvimento (P&D)

As concessionárias de serviços públicos de distribuição, transmissão ou geração de energia elétrica, as permissionárias de serviços públicos de distribuição de energia elétrica e as autorizadas à produção independente de energia elétrica, excluindo-se, por isenção, aquelas que geram energia exclusivamente a partir de instalações eólica, solar, biomassa, cogeração qualificada e pequenas centrais hidrelétricas, devem aplicar, anualmente, um percentual de sua receita operacional líquida em projetos de Pesquisa e Desenvolvimento Tecnológico do Setor de Energia Elétrica – P&D, segundo regulamentos estabelecidos pela ANEEL.

Taxa de Fiscalização do Serviço Público de Energia Elétrica (TFSEE)

Criada pela Lei 9.427/1996 incide sobre a produção, transmissão, distribuição e comercialização de energia elétrica e conforme artigo 29 da Lei nº 12.783/2013, a TFSEE passou a ser equivalente a 0,4% do valor do benefício econômico anual.

g) Subvenções

Subvenções governamentais são reconhecidas quando houver razoável certeza de que o benefício será recebido e que todas as correspondentes condições serão satisfeitas. Quando o benefício se refere a um item de despesa, é reconhecido como receita ao longo do período do benefício, de forma sistemática em relação aos custos cujo benefício objetiva compensar. Quando o benefício se referir a um ativo, é reconhecido como receita diferida e lançado no resultado.

h) Instrumentos financeiros

Ativos financeiros

Classificação e mensuração

De acordo com o CPC 48 os instrumentos financeiros são classificados em três categorias: mensurados ao custo amortizado; ao valor justo por meio de outros resultados abrangentes (“VJORA”) e ao valor justo por meio do resultado (“VJR”).

A classificação dos ativos financeiros no reconhecimento inicial depende das características dos fluxos de caixa contratuais e do modelo de negócio para a gestão destes ativos financeiros.

Ativos financeiros ao valor justo por meio de resultado

Os ativos financeiros ao valor justo por meio do resultado compreendem ativos financeiros mantidos para negociação, ativos financeiros designados no reconhecimento inicial ao valor justo por meio do resultado ou ativos financeiros a ser obrigatoriamente mensurados ao valor justo.

Ativos financeiros com fluxos de caixa que não sejam exclusivamente pagamentos do principal e juros são classificados e mensurados ao valor justo por meio do resultado. As variações líquidas do valor justo são reconhecidas no resultado.

Custo amortizado

Um ativo financeiro é classificado e mensurado pelo custo amortizado, quando tem finalidade de recebimento de fluxos de caixa contratuais e gerar fluxos de caixa que sejam “exclusivamente pagamentos de principal e de juros” sobre o valor do principal em aberto. Esta avaliação é executada em nível de instrumento.

Os ativos mensurados pelo valor de custo amortizado utilizam método de juros efetivos, deduzidos de qualquer perda por redução de valor recuperável. A receita de juros é reconhecida através da aplicação de taxa de juros efetiva, exceto para créditos de curto prazo quando o reconhecimento de juros seria imaterial.

(i) Redução ao valor recuperável de ativos financeiros

De acordo com o CPC 48, a Companhia aplica o modelo de perdas esperadas aos ativos financeiros mensurados ao custo amortizado ou ao valor justo por meio de outros resultados abrangentes, com exceção de investimentos em instrumentos patrimoniais.

(ii) Baixa de ativos financeiros

A baixa de um ativo financeiro ocorre quando os direitos contratuais aos fluxos de caixa do ativo expiram, ou quando são transferidos a um terceiro os direitos ao recebimento dos fluxos de caixa contratuais sobre um ativo financeiro em uma transação na qual, substancialmente, todos os riscos e benefícios da titularidade do ativo financeiro são transferidos. Qualquer participação que seja criada ou retida pela Companhia em tais ativos financeiros transferidos é reconhecida como um ativo ou passivo separado.

Passivos financeiros

Os passivos financeiros são classificados como ao valor justo por meio do resultado quando são mantidos para negociação ou designados ao valor justo por meio do resultado. Os outros passivos financeiros (incluindo empréstimos) são mensurados pelo valor de custo amortizado utilizando o método de juros efetivos.

i) Caixa e equivalentes de caixa e investimentos de curto prazo

Incluem caixa, contas bancárias e investimentos de curto prazo com liquidez imediata e com risco insignificante de variação no seu valor de mercado. Os investimentos de curto prazo estão demonstrados pelo custo acrescido dos rendimentos auferidos, por não apresentarem diferença significativa com seu valor de mercado.

Os investimentos de curto prazo são mensurados pelo seu valor justo por meio do resultado. Os juros, correção monetária e variação cambial, quando aplicável, contratados nas aplicações financeiras são reconhecidos no resultado quando incorridos.

j) Ativo da concessão

Conforme previsto no contrato de concessão, o concessionário atua como prestador de serviço. O concessionário implementa, amplia, reforça ou melhora a infraestrutura (serviços de implementação da infraestrutura) usada para prestar um serviço público além de operar e manter essa infraestrutura (serviços de operação e manutenção) durante determinado prazo. A transmissora de energia é remunerada pela disponibilidade da infraestrutura durante o prazo da concessão.

O contrato de concessão não transfere ao concessionário o direito de controle do uso da infraestrutura de serviços públicos. É prevista apenas a cessão de posse desses bens para realização dos serviços públicos, sendo os bens revertidos ao Poder Concedente após o encerramento do respectivo contrato. O concessionário tem direito de operar a infraestrutura para a prestação dos serviços públicos em nome do Poder Concedente, nas condições previstas no contrato de concessão.

O concessionário deve registrar e mensurar a receita dos serviços que presta de acordo com os Pronunciamentos Técnicos CPC 47 – Receita de Contrato com Clientes, CPC 48 – Instrumentos Financeiros e ICPC 01 (R1) – Contratos de Concessão e ainda orientações contidas no Ofício Circular/CVM/SNC/SEP/nº 04/2020. Caso o concessionário realize mais de um serviço regidos por um único contrato, a remuneração recebida ou a receber deve ser alocada a cada obrigação de performance com base nos valores relativos aos serviços prestados caso os valores sejam identificáveis separadamente.

O ativo da concessão registra valores a receber referentes a implementação da infraestrutura, a receita de remuneração dos ativos da concessão, a serviços de operação e manutenção.

A concessão da Companhia foi classificada dentro do modelo de ativo contratual, conforme o CPC 47 - Receita de Contrato com Clientes. O ativo contratual se origina na medida em que a concessionária satisfaz a obrigação de construir e implementar a infraestrutura de transmissão, sendo a receita reconhecida ao longo do tempo do projeto, porém o recebimento do fluxo de caixa está condicionado à satisfação da obrigação de desempenho de operação e manutenção. Mensalmente, à medida que a Companhia opera e mantém a infraestrutura, a parcela do ativo contratual equivalente à contraprestação daquele mês pela satisfação da obrigação de desempenho de construir torna-se um ativo financeiro, pois nada mais além da passagem do tempo será requerida para que o referido montante seja recebido. Os benefícios deste ativo são os fluxos de caixa futuros.

O valor do ativo contratual das concessionárias de transmissão de energia é formado por meio do valor presente dos seus fluxos de caixa futuros. O fluxo de caixa futuro é estimado no início da concessão, ou na sua prorrogação, e as premissas de sua mensuração são revisadas na Revisão Tarifária Periódica (RTP).

Os fluxos de caixa são definidos a partir da Receita Anual Permitida (RAP), que é a contraprestação que as concessionárias recebem pela prestação do serviço público de transmissão aos usuários. Estes recebimentos amortizam os investimentos nessa infraestrutura de transmissão e eventuais investimentos não amortizados (bens reversíveis) geram o direito de indenização do Poder Concedente ao final do contrato de concessão. Este fluxo de recebimentos é (i) remunerado pela taxa que representa o componente financeiro do negócio, estabelecida no início do projeto; e (ii) atualizado pelo IPCA/IGPM.

A Companhia pode ser capaz de determinar uma taxa que reflita as características de crédito da parte que recebesse financiamento no contrato, bem como qualquer garantia prestada pela Companhia ao poder concedente, incluindo ativos transferidos no contrato. A Companhia utiliza taxa implícita de financiamento para desconto do fluxo do ativo de concessão e registra as receitas de financiamento desse fluxo em seu resultado operacional.

A implementação da infraestrutura, atividade executada durante fase de obra, tem o direito a contraprestação vinculado a performance de finalização da obra e das obrigações de desempenho de operar e manter, e não somente a passagem do tempo, sendo o reconhecimento da receita e custos das obras relacionadas à formação deste ativo através dos gastos incorridos.

Assim, a contrapartida pelos serviços de implementação da infraestrutura efetuados nos ativos da concessão é registrada na rubrica "Implementação da Infraestrutura", como um ativo contratual, por ter o direito a contraprestação ainda condicionado a satisfação de outra obrigação de desempenho.

As receitas com implementação da infraestrutura e receita de remuneração dos ativos de concessão estão sujeitas ao diferimento de Programa de Integração Social - PIS e da Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social - Cofins cumulativos, registrados na conta "impostos diferidos" no passivo não circulante.

k) Imobilizado

Representado, basicamente, pelos ativos administrativos. A depreciação é calculada pelo método linear considerando vida útil estimada e o método de depreciação seguem os critérios previstos na Resolução ANEEL nº. 367, de 2 de junho de 2009.

l) Demais ativos circulantes e não circulantes

São apresentados pelo seu valor líquido de realização.

Perdas esperadas para a redução do valor contábil ao valor recuperável são constituídas por valores considerados de improvável realização dos ativos, na data dos balanços patrimoniais.

m) Passivos circulantes e não circulantes

São demonstrados pelos valores conhecidos ou calculáveis, acrescidos, quando aplicável, dos correspondentes encargos, variações monetárias e/ou cambiais incorridas até a data do balanço.

n) Provisões

As provisões são reconhecidas para obrigações presentes (legal ou construtiva) resultante de eventos passados, em que seja possível estimar os valores de forma confiável e cuja liquidação seja provável.

O valor reconhecido como provisão é a melhor estimativa das considerações requeridas para liquidar a obrigação no final de cada exercício, considerando-se os riscos e as incertezas relativos à obrigação. Quando a provisão é mensurada com base nos fluxos de caixa estimados para liquidar a obrigação, seu valor contábil corresponde ao valor presente desses fluxos de caixa.

Quando alguns ou todos os benefícios econômicos requeridos para a liquidação de uma provisão são esperados que sejam recuperados de um terceiro, um ativo é reconhecido se, e somente se, o reembolso for virtualmente certo e o valor puder ser mensurado de forma confiável.

Quando aplicáveis, as provisões são quantificadas ao valor presente do desembolso esperado para liquidar a obrigação. São atualizadas até as datas dos balanços pelo montante estimado das perdas prováveis, observadas suas naturezas e apoiadas na opinião dos advogados da Companhia.

A Companhia possui provisão para demandas judiciais conforme a nota explicativa nº 13 cuja avaliação das expectativas de perdas de seus assessores jurídicos seja “provável”.

o) Redução ao valor recuperável

A administração da Companhia revisa o valor contábil líquido de seus ativos com objetivo de avaliar eventos ou mudanças nas circunstâncias econômicas, operacionais ou tecnológicas para determinar se há alguma indicação de que tais ativos sofreram alguma perda por redução ao valor recuperável. Se houver tal indicação, o montante recuperável do ativo é estimado com a finalidade de mensurar o montante dessa perda, sendo a mesma reconhecida em contrapartida do resultado. Uma perda do valor recuperável anteriormente reconhecida é revertida caso tiver ocorrido uma mudança nos pressupostos utilizados para determinar o valor recuperável do ativo, sendo a mesma também reconhecida no resultado.

p) Ativos financeiros e contratuais

São avaliados no reconhecimento inicial com base em estudo de perdas esperadas e quando há evidências de perdas não recuperáveis. São considerados ativos não recuperáveis quando há evidências de que um ou mais eventos tenham ocorrido após o reconhecimento inicial do ativo financeiro e que, eventualmente, tenha resultado em efeitos negativos no fluxo estimado de caixa futuro do investimento.

q) Ativos não financeiros

A revisão dos valores de ativos não financeiros da Companhia é efetuada pelo menos anualmente, ou com maior periodicidade se a administração da Companhia identificar que houve indicações de perdas não recuperáveis no valor contábil líquido dos ativos não financeiros, ou que ocorreram eventos ou alterações nas circunstâncias que indicassem que o valor contábil pode não ser recuperável.

O valor recuperável é determinado com base no valor em uso dos ativos, sendo calculado com recurso das metodologias de avaliação, suportado em técnicas de fluxos de caixa descontados, considerando as condições de mercado, o valor temporal e os riscos de negócio.

Nos exercícios findos em 31 de dezembro de 2025 e 2024, após proceder com esta avaliação dos ativos não financeiros, a administração concluiu que não há indicativos de perda de valor e que, portanto, não há necessidade de conduzir os testes de redução ao valor recuperável.

r) Normas e interpretações novas e revisadas

Revisadas e vigentes:			
Norma	Alteração	Correlação IFRS / IAS	Vigência
CPC 02 (R2) – Efeito na Mudanças das Taxas de Câmbio e Conversão de Demonstrações Contábeis	Avaliar se uma moeda é conversível e como determinar a taxa de câmbio quando não convertido.	IAS 21	01.01.2025
OCPC 10 – Créditos de Carbono (Tco2E), Permissões de emissão (allowances) e Crédito de Descarbonização (CBIO)	Garantir a consistência das demonstrações financeiras e permitir sua conexão com o relatório financeiro de sustentabilidade.	Não há	01.01.2025

A Administração da Companhia avaliou os pronunciamentos acima e não identificou impactos relevantes nas demonstrações financeiras.

Revisadas e não vigentes:

Norma	Alteração	Correlação IFRS / IAS	Vigência a partir de
CPC 36 (R3) – Demonstrações consolidadas	Venda ou contribuição de ativos entre um investidor e sua coligada ou joint venture	IFRS 10 IAS 28	Não definida
CPC 18 (R2) - Investimento em Coligada, em Controlada e em Empreendimento Controlado em Conjunto			
CBPS 01 - Divulgação de Informações Financeiras Relacionadas à Sustentabilidade	Nova norma - estrutura de divulgação de riscos e oportunidades de sustentabilidade	IFRS S1	01.01.2026
CBPS 02 - Divulgação Relacionadas ao Clima	Nova norma - requisitos de divulgação de riscos e oportunidades climáticas	IFRS S2	01.01.2026
CPC 51 - Apresentação e Divulgação em Demonstrações Financeiras	Nova norma - estrutura do resultado, novas divulgações e princípios de agregação e desagregação	IFRS 18	01.01.2027
CPC 48 e CPC 40 - Classificação e Mensuração de Instrumentos Financeiros	Clarificações sobre reconhecimento, desreconhecimento e novas divulgações para instrumentos financeiros	IFRS 9 / IFRS 7	01.01.2026
IFRS 19 – Subsidiárias sem Responsabilidade Pública: Divulgações	Nova norma – permite que uma subsidiária elegível forneça divulgações reduzidas ao aplicar as normas contábeis IFRS	IFRS 19	01.01.2027

A Administração da Companhia pretende adotar essas normas e interpretações novas e alteradas, se cabível, quando entrarem em vigor.

3. CAIXA E EQUIVALENTES DE CAIXA

	31/12/2025	31/12/2024
Caixa	2	2
Bancos	1.872	1.943
	<u>1.874</u>	<u>1.945</u>

4. APLICAÇÕES FINANCEIRAS

	31/12/2025	31/12/2024
Fundos de investimentos DI Xavantes	14.254	14.033
	<u>14.254</u>	<u>14.033</u>

O Fundo de Investimento Xavantes Renda Fixa Referenciado DI é um fundo exclusivo da acionista ISA Energia, com liquidez imediata, controlado pelo Banco Itaú, constituído para investimento da ISA Energia, suas controladas e controladas em conjunto. O fundo registrou um rendimento acumulado de 14,60% (11,55% em 31 de dezembro de 2024), com 102,01% do CDI para o exercício findo em 31 de dezembro de 2025 (106,19% em 31 de dezembro de 2024).

5. CAIXA RESTRITO

O saldo de caixa restrito refere-se a contas de reserva vinculadas ao financiamento da Companhia junto ao BNDES, que conforme parágrafo sexto da cláusula nona Cessão Fiduciária, refere-se à conta reserva, equivalente a 2 (duas) prestações mensais do contrato de financiamento para a cessão fiduciária, em favor do Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES) (nota explicativa nº 9), até o final da liquidação de todas as obrigações assumidas no contrato de financiamento, previstas para ocorrer em 15 de dezembro de 2028.

Em 31 de dezembro de 2025, o saldo do caixa restrito é R\$ 6.020 (R\$ 6.198 em 31 de dezembro de 2024).

6. TRIBUTOS A RECUPERAR E A RECOLHER

	31/12/2025	31/12/2024
<u>Ativo:</u>		
IRRF sobre aplicações financeiras	4.700	3.446
IRPJ retido na fonte	1.180	1.091
Contribuição Social - Antecipações	5.022	-
Outros	252	613
	<u>11.154</u>	<u>5.151</u>
<u>Passivo:</u>		
PIS a recolher	302	270
COFINS a recolher	2.418	2.271
Adicional da CSLL – Regras GloBE (Pilar 2)	8.544	-
Outros tributos a recolher	771	1.159
	<u>12.035</u>	<u>3.700</u>

7. ATIVO DE CONCESSÃO

	31/12/2025	31/12/2024
Ativo contratual		
Implementação da infraestrutura (a)	1.533.347	1.501.063
Circulante	134.564	127.103
Não circulante	1.398.783	1.373.960

A movimentação dos saldos está demonstrada a seguir:

	31/12/2025	31/12/2024
Saldo inicial	1.501.063	1.470.019
Remuneração dos ativos da concessão (Nota 15)	178.040	169.490
Realização da RAP	(145.756)	(138.446)
Saldo final	<u>1.533.347</u>	<u>1.501.063</u>

Os serviços públicos de transmissão de energia elétrica prestados pela Companhia são regulamentados pelo Contrato de Concessão de Serviços Públicos de Energia Elétrica celebrado entre a União - Poder Concedente e a Companhia. Estes contratos de concessão estabelecem os serviços que o operador deve prestar e para quem os serviços devem ser prestados assim como estabelecem também, que os ativos vinculados à infraestrutura devem ser revertidos ao poder concedente no final da concessão, mediante pagamento de uma indenização.

Sendo assim, o concessionário deve registrar e mensurar a receita dos serviços que presta de acordo com os Pronunciamentos Técnicos CPC 47 - Receita de Contrato com Cliente, CPC 48 - Instrumentos Financeiros e ICPC 01 (R1) - Contratos de Concessão. Caso o concessionário realize mais de um serviço regidos por um único contrato, a remuneração recebida ou a receber deve ser alocada a cada obrigação de performance com base nos valores relativos aos serviços prestados caso os valores sejam identificáveis separadamente.

A infraestrutura construída da atividade de transmissão será recuperada através de dois fluxos de caixa, a saber:

- (a) Parte através da Receita Anual Permitida - RAP recebida durante o prazo definido pelo contrato de concessão; e

RAP homologada para o ciclo 2025/2026 foi de R\$ 157.857, enquanto, para o ciclo 2024/2025, foi de R\$ 149.883.

8. FORNECEDORES

O saldo de fornecedores refere-se, basicamente, às compras de materiais e serviços para implementação, operação e manutenção da infraestrutura de transmissão, além de valores de parcela variável a pagar ao Operador Nacional do Sistema, e está assim representado:

	31/12/2025	31/12/2024
Fornecedores de materiais e serviços	5.704	6.039
Parcela variável a pagar	6.563	6.563
	<u>12.266</u>	<u>12.602</u>

9. EMPRÉSTIMOS E FINANCIAMENTOS

	31/12/2025	31/12/2024
Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social - BNDES (1)		
Principal	58.615	76.200
Encargos	178	227
	<u>58.793</u>	<u>76.427</u>
(-) Custos de transação	(104)	(151)
Total	<u>58.689</u>	<u>76.276</u>
Circulante	19.690	19.251
Não circulante	38.999	57.025

- (1) Os saldos devidos são provenientes de contrato de financiamento no valor original de R\$357.440, obtido junto ao Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES), a ser pago em prestações mensais, com vencimentos até dezembro de 2028. Com exceção do subcrédito B que teve seu vencimento findo em agosto 2022, conforme contrato. Os encargos financeiros incidentes sobre a dívida são:

Parcela	Valor original	Indexador	Spread (% a.a.)
Subcrédito A	234.978	Taxa de Juros de Longo Prazo - TJLP	2,05
Subcrédito B	120.686	Pré-fixado	3,50
Subcrédito C	1.776	Taxa de Juros de Longo Prazo - TJLP	-

O financiamento teve como finalidade a implantação das instalações, objeto do Contrato de Concessão nº 022/2011-ANEEL, celebrado entre a Companhia e a União, e tem como garantia o penhor de ações da Companhia, o penhor dos direitos emergentes da concessão, fiança corporativa, fundo de liquidez e outros.

Em atendimento ao Pronunciamento Técnico CPC 08, a Companhia contabilizou os custos de transação incorridos na captação de recursos como redutora da conta de empréstimos e são amortizados conforme prazo de vencimento dos empréstimos. Os vencimentos dos empréstimos e financiamentos estão representados a seguir:

Vencimento por exercício:	31/12/2025	31/12/2024
2024	-	-
2025	-	18.255
2026	19.717	18.808
2027	19.538	19.337
2028	19.538	19.876
	<u>58.793</u>	<u>76.276</u>

A movimentação dos empréstimos e financiamentos para o exercício findo em 31 de dezembro de 2025 e 2024, está assim representada:

	31/12/2025	31/12/2024
Saldo inicial	76.276	94.556
Juros incorridos	7.025	7.471
Amortização de principal e juros	<u>(24.612)</u>	<u>(25.751)</u>
Saldo final	<u>58.689</u>	<u>76.276</u>

Conforme o Contrato de Financiamento mediante Abertura de Crédito nº 13.2.1172.1, firmado entre o BNDES e a Companhia, a cláusula décima sexta (Fiança), parágrafo terceiro, item “d”, estabelece que a Companhia deve manter o ICSD (Índice de Cobertura do Serviço da Dívida) em, no mínimo, 1,3, considerando os últimos 12 meses.

Na data-base destas demonstrações contábeis, a Companhia encontrava-se em conformidade com o referido índice.

10. OUTRAS CONTAS A PAGAR

	31/12/2025	31/12/2024
Taxas regulamentares (RGR, P&D e TFSEE)	5.579	5.003
Outras contas a pagar	1.025	(120)
	<u>6.604</u>	<u>4.883</u>

11. PIS E COFINS DIFERIDOS

	31/12/2025	31/12/2024
Pis e Cofins diferidos	141.290	138.249
	<u>141.290</u>	<u>138.249</u>

As contribuições de PIS e COFINS incidem sobre a receita de implementação e remuneração dos ativos da concessão, que remunera o ativo contratual. O total destes tributos é R\$ 141.290 em 31 de dezembro de 2025 (R\$ 138.249 em 31 de dezembro de 2024). O recolhimento ocorrerá no período do efetivo faturamento da RAP e liquidação do ativo contratual, conforme previsto na Lei nº 12.973/14

A movimentação do período é conforme segue:

	31/12/2025	31/12/2024
Saldo inicial	138.249	135.961
PIS/COFINS diferido sobre:		
Remuneração dos ativos da concessão	16.469	15.663
Realização da RAP	(13.428)	(13.375)
Saldo final	141.290	138.249

12. IMPOSTO DE RENDA E CONTRIBUIÇÃO SOCIAL - CORRENTES E DIFERIDOS

(a) Reconciliação alíquota efetiva:

	2025	2024
Lucro antes da contribuição social e do imposto de renda	161.514	148.384
Alíquota nominal vigente de IR e CSLL (34%)	34%	34%
Imposto de renda e contribuição social esperada	(54.915)	(50.451)
(Adições) exclusões, líquidas (i)	21.783	21.775
Adicional contribuição social - Pilar 2 (b)	(8.544)	-
Incentivo fiscal – SUDENE	17.209	13.914
Imposto de renda e contribuição social	(24.467)	(14.762)
Corrente	(14.748)	(2.202)
Diferido	(9.719)	(12.560)
Total	(24.467)	(14.762)
Alíquota efetiva	15%	10%

(i) Incluem-se as diferenças permanentes e temporárias resultantes do efeito líquido da reconciliação entre as alíquotas nominal e efetiva, devido ao benefício da SUDENE.

(b) Adicional da Contribuição Social sobre o Lucro Líquido (CSLL) – Lei nº 15.079/2024 (Pilar 2):

Em 30 de dezembro de 2024, foi publicada a Lei nº 15.079/2024, a qual estabeleceu no ordenamento jurídico brasileiro o adicional da Contribuição Social sobre o Lucro Líquido (CSLL), em conformidade com as regras internacionais do Pilar 2 da Organização para a Cooperação e Desenvolvimento Econômico (OCDE).

A referida lei integra o conjunto de medidas voltadas a assegurar que grupos multinacionais com receitas consolidadas iguais ou superiores a EUR 750 milhões, apuradas em pelo menos dois dos quatro exercícios anteriores, estejam sujeitos a uma alíquota mínima efetiva de tributação de 15% sobre seus lucros globais, prevenindo a erosão das bases tributárias e a realocação artificial de resultados.

O adicional da CSLL criado pela Lei nº 15.079/2024 aplica-se às entidades constituintes localizadas no Brasil pertencentes a grupos multinacionais abrangidos, devendo ser calculado com base na diferença entre a alíquota efetiva de tributação e o percentual mínimo previsto nas regras GloBE – Global Anti-Base Erosion Rules.

A implementação do regime passa a produzir efeitos em 2025, com os primeiros recolhimentos previstos para ocorrer a partir de 2026, conforme regulamentação já estabelecida pela Instrução Normativa RFB nº 2.228/2024, publicada previamente para disciplinar obrigações acessórias e critérios de apuração relacionados ao novo adicional.

A Companhia avaliou os impactos da Lei nº 15.079/2024 sobre suas operações e concluiu a análise durante o exercício de 2025, acompanhando a regulamentação complementar e verificando o enquadramento nos critérios de obrigatoriedade, resultando no reconhecimento de R\$8.544 nas demonstrações financeiras.

(c) Imposto de renda e contribuição social diferidos:

O saldo do imposto de renda e contribuição social diferido passivo é decorrente dos resultados da operação de construção e receita financeira (ICPC 01) reconhecidos por competência, que serão oferecidos a tributação a medida do efetivo recebimento, conforme previsto no artigo nº 168 da Instrução Normativa nº 1.700 e Lei nº 12.973/14. Em 31 de dezembro de 2025, o saldo registrado de imposto de renda e contribuição social diferidos passivos é de R\$ 141.829 (R\$ 132.110 em 31 de dezembro de 2024).

O imposto de renda e a contribuição social diferidos passivos são calculados levando em consideração a taxa efetiva de 15,25% até o exercício de 2034, quando termina o incentivo fiscal da Companhia. Após isto, a taxa efetiva passa para 34%.

A composição dos impostos de renda e contribuição social diferidos é a seguinte:

	31/12/2025	31/12/2024
Efeitos do ICPC 01 e CPC 47 (i)	114.549	108.790
Provisão para demandas judiciais	(1.648)	(1.600)
Prejuízo fiscal e base negativa	29.541	25.231
Outros	(613)	(311)
Passivo fiscal diferido, líquido	<u>141.829</u>	<u>132.110</u>

(i) Referem-se aos valores de imposto de renda e contribuição social sobre os resultados da operação de implementação da infraestrutura para a prestação do serviço de transmissão de energia elétrica e remuneração do ativo de concessão, reconhecidos por competência, que são oferecidos à tributação, à medida do efetivo recebimento, conforme previsto nos artigos nº 168 da Instrução Normativa nº 1.700/17 e nº 36 da Lei nº 12.973/14.

13. PROVISÃO PARA DEMANDAS JUDICIAIS

A Administração da Companhia, com base na posição de seus assessores jurídicos, classificou os processos judiciais de acordo com o grau de risco de perda, conforme segue:

	Provável	
	31/12/2025	31/12/2024
Fundiário	6.932	7.306
	<u>6.932</u>	<u>7.306</u>

Durante o período de 2025, a Companhia realizou pagamentos das ações indenizatórias movidas contra a Companhia pela instituição de servidão administrativa em terrenos de terceiros para construção de linhas de transmissão de energia, os quais estavam provisionados nas demonstrações financeiras.

A Companhia possui, em 31 de dezembro de 2025, processos administrativos tributários, fundiário e regulatórios em andamento, que totalizam aproximadamente R\$ 9.031 (R\$ 7.950 em 31 de dezembro de 2024), os quais foram avaliadas pelos assessores jurídicos com probabilidade de perda possível, não existindo assim, provisão para perda registrada nas demonstrações financeiras para esses processos.

A movimentação do exercício para os processos com probabilidade de perda provável é conforme segue:

	31/12/2025	31/12/2024
Saldo inicial	7.306	7.535
Reversões de provisões	(316)	-
Pagamentos	(58)	(229)
Saldo final	6.932	7.306

14. PATRIMÔNIO LÍQUIDO

a) Capital social

O capital social integralizado até 31 de dezembro de 2025 e de 2024 é de R\$570.000, representado por 570.000.000 ações ordinárias, sem valor nominal.

A Companhia está autorizada a aumentar o capital social, mediante deliberação do Conselho de Administração, independentemente de reforma estatutária, até o limite do capital social autorizado de R\$600.000.

A composição acionária da Companhia em 31 de dezembro de 2025 e de 2024 é a seguinte:

	Quantidade de ações	%
<u>Acionista</u>		
ISA ENERGIA	290.700	51%
CHESF	279.300	49%
	<u>570.000</u>	<u>100%</u>

b) Reservas de lucros

- (i) Reserva legal: Será constituída à razão de 5% do lucro líquido apurado em cada exercício social nos termos do artigo 193 da Lei nº 6.404/76, até o limite de 20% do capital social.
- (ii) Reserva especial de dividendos: De acordo com o estatuto da Companhia, é assegurado aos acionistas dividendo mínimo obrigatório de 25% sobre o lucro líquido do exercício, ajustado na forma da Lei.
- (iii) Reserva de retenção de lucros: A parcela remanescente do lucro líquido do exercício, após as distribuições e demais destinações estatutárias, permanecerá à disposição dos acionistas para futuras destinações.
- (iv) Reserva de incentivo fiscal: O valor resultante do benefício fiscal (valor do imposto que deixar de ser pago), deve constituir reserva de capital da empresa e só poderá ser utilizado para absorção de prejuízo ou aumento de capital social, não podendo ser distribuído aos sócios ou acionistas, sob pena de perda do benefício fiscal e da obrigação de recolher, com relação à importância distribuída, o imposto que a pessoa jurídica tiver deixado de pagar, sem prejuízo da incidência do imposto sobre o lucro distribuído como rendimento e demais penalidades cabíveis (art.19, §§ 3º e 5º, do Decreto Lei nº 1.298/77).

c) Dividendos

O estatuto da Companhia estabelece um dividendo mínimo obrigatório equivalente a 25% do lucro líquido do exercício, ajustado pela constituição de reserva legal, conforme demonstrado a seguir:

	31/12/2025	31/12/2024
Lucro líquido do exercício	137.047	133.622
(-) Reserva legal	(6.852)	(6.681)
(-) Reserva de incentivo fiscal	(17.209)	(13.914)
Base de cálculo	112.986	113.027
Dividendos mínimos obrigatórios	28.246	28.257

A movimentação dos dividendos propostos e a pagar estão representadas a seguir:

	2025	2024
Dividendos aprovados anos anteriores	28.257	25.561
Dividendos mínimos obrigatórios pagos no exercício corrente (c)	(28.257)	(25.561)
Reversão da reserva especial de dividendos (c)	-	22.571
Reversão de reserva de retenções de lucros (a)	70.800	46.000
Dividendos pagos de exercícios anteriores (c)	(70.800)	(68.571)
Dividendos mínimos obrigatórios do período corrente (b)	28.246	28.257
Saldo final	28.246	28.257

(a) A Companhia obteve anuência do BNDES para a distribuição de dividendos superiores ao mínimo obrigatório, no montante de R\$ 70.800, registrados na Reserva de Retenções de Lucros relativos aos resultados totais dos exercícios 2015, 2018 e 2019.

(b) As demonstrações financeiras de 31 de dezembro de 2025 contemplam o valor do dividendo mínimo obrigatório, no montante de R\$ 30.276, registrado no passivo circulante, em função de sua natureza de obrigação legal e estatutária.

(c) Além do montante de R\$ 28.257, durante o exercício de 2025, a companhia também distribuiu R\$ 70.800, contra reserva de retenções de lucros, conforme anuência do BNDES.

15. RECEITA LÍQUIDA

	2025	2024
Receita bruta		
Remuneração dos ativos da concessão (a) (Nota 7)	178.040	169.490
Receita de operação e manutenção (c)	26.326	21.147
	204.366	190.637
Deduções da receita operacional		
PIS	(3.372)	(3.087)
Cofins	(15.532)	(14.217)
ICMS	(14)	(12)
Taxas regulatórias (RGR, P&D E TFSEE)	(6.634)	(6.287)
	(25.552)	(23.603)
Receita operacional líquida	178.814	167.034

a. Remuneração dos ativos da concessão

A receita de remuneração dos ativos é reconhecida pela taxa implícita de 7,22% a.a. sobre o fluxo futuro de recebimento de caixa e que remunera o investimento da infraestrutura de transmissão.

A taxa implícita busca precificar o componente financeiro do ativo contratual, estabelecida no início dos contratos e não sofre alterações posteriores.

O valor do ativo contratual das concessionárias de transmissão de energia é formado por meio do valor presente dos seus fluxos de caixa futuros. O fluxo de caixa futuro é determinado no início da concessão, ou na sua prorrogação, e é reavaliado na Revisão Tarifária Periódica (RTP). Os fluxos de caixa são definidos a partir da Receita Anual Permitida (RAP), que é a contraprestação que as concessionárias recebem pela prestação do serviço público de transmissão aos usuários. Estes recebimentos amortizam os investimentos feitos nessa infraestrutura de transmissão. Eventuais investimentos não amortizados (bens reversíveis) geram o direito de indenização do Poder Concedente, que equivale ao complemento da remuneração de toda a infraestrutura de transmissão ao final do contrato de concessão. Este fluxo de recebimentos é: (i) remunerado pela taxa implícita que representa o componente financeiro do negócio, estabelecida no início de cada projeto e (ii) atualizado pelo IPCA.

b. Receita de operação e manutenção

As receitas dos serviços de operação e manutenção são reconhecidas no período no qual os serviços são prestados pela Companhia, bem como parcela de ajuste e parcela variável.

A Resolução Normativa n.º 729, emitida pela ANEEL em 28 de junho de 2016, regulamenta a Parcela Variável (PV), que é uma penalidade pecuniária aplicada pelo Poder Concedente em função de indisponibilidades ou restrições operativas das instalações integrantes da Rede Básica. Os valores de PV são reconhecidos como redução de receita de operação e manutenção, no período em que ocorrem. A Resolução Normativa nº 853, emitida pela ANEEL em 13 de agosto de 2019, atualizou a REN nº 729/2016, associada à disponibilidade e à capacidade operativa das Funções de Transmissão Conversora, sendo que sua vigência se iniciou a partir de 1 de janeiro de 2020. A Resolução Normativa nº 906, de 8 de dezembro de 2020, consolidou as Regras de Transmissão de Energia Elétrica e revogou as Resoluções Normativas no 191, no 669, no 729, no 782 e no 853, entrando em vigor a partir de 01 de janeiro de 2021.

A Parcela de Ajuste (PA) é a parcela de receita decorrente da aplicação de mecanismo previsto no contrato de concessão, utilizado nos reajustes anuais periódicos, que é adicionada ou subtraída à RAP, de modo a compensar excesso ou déficit de arrecadação no período anterior ao reajuste. O reconhecimento contábil da compensação a ser realizada via PA ocorre quando do efetivo recebimento do superávit ou do desconto do déficit que consta no faturamento mensal da Companhia, de modo que, quando ocorre o reajuste anual da RAP, o valor a ser compensado está registrado como um valor a pagar ou a receber referente ao período anterior ao reajuste. O saldo ativo, a título da Parcela de Ajuste – PA, em 31 de dezembro de 2025, é de R\$ 3.103, (R\$ 3.353, em 31 de dezembro de 2024).

16. CUSTOS DOS SERVIÇOS DE IMPLEMENTAÇÃO DA INFRAESTRUTURA E DE OPERAÇÃO E MANUTENÇÃO

	2025	2024
Pessoal (a)	(7.228)	(6.347)
Materiais (b)	(444)	(594)
Serviços de terceiros (c)	(2.904)	(2.427)
Depreciação (d)	(649)	(621)
Custos de infraestrutura (e)	813	567
Gastos diversos (f)	(89)	(64)
	<u>(10.501)</u>	<u>(9.486)</u>

(a) Pagamentos com: salários, bônus e rescisões trabalhistas.

(b) Gastos com conservação e manutenção do empreendimento.

(c) Gastos com operação de manutenção.

(d) De bens próprios.

(e) A Companhia registrou custos classificados como investimentos em projetos de reforços e com a resolução autorizativa nº 9.978/2021.

(f) Demais gastos com operação de manutenção.

17. DESPESAS GERAIS E ADMINISTRATIVAS

	2025	2024
Pessoal (a)	(2.995)	(2.735)
Honorários da Administração (b)	(1.421)	(1.235)
Materiais (c)	(45)	(62)
Serviços de terceiros (d)	(743)	(606)
Demandas judiciais (e)	316	118
Outras despesas	(936)	(770)
	<u>(5.824)</u>	<u>(5.290)</u>

(a) Pagamentos com: salários, bônus e rescisões trabalhistas.

(b) Pagamentos com: salários e bônus (diretoria da companhia).

(c) Gastos com conservação e manutenção geral.

(d) Gastos com serviços contratados.

(e) Reversões/Provisões das demandas judiciais (nota 13)

18. OUTRAS RECEITAS OPERACIONAIS, LÍQUIDAS

	2025	2024
Receita de compartilhamento de instalações	1.417	-
Outros resultados operacionais (a)	-	83
	<u>1.417</u>	<u>83</u>

(a) Em 2024, o valor de outros resultados operacionais refere-se principalmente a ressarcimento de estudos constantes no Edital do Leilão nº 1/2024 – ANEEL (Leilão de Transmissão) - Processo nº 48500.001560/2023-71.

19. RECEITAS E DESPESAS FINANCEIRAS

	2025	2024
Receitas financeiras		
Receita de aplicações financeiras	5.864	3.871
Tributos sobre a receita financeira	(277)	(191)
Outras receitas financeiras	90	82
Despesas financeiras		
Encargos sobre empréstimos e financiamentos	(7.025)	(7.471)
Outros	(1.044)	(248)
Resultado financeiro	(2.392)	(3.957)

20. INSTRUMENTOS FINANCEIROS, OBJETIVOS E POLÍTICAS PARA GESTÃO DE RISCO FINANCEIRO

a) Os instrumentos financeiros da Companhia foram classificados conforme as seguintes categorias:

	31/12/2025	31/12/2024
<u>Ativos financeiros</u>		
Mensurados pelo valor justo por meio do resultado:		
Caixa e equivalentes de caixa	1.874	1.945
Aplicação financeira	14.254	14.033
Caixa restrito	6.020	6.198
Mensurados ao custo amortizável:		
Concessionárias e permissionárias	14.301	5.716
<u>Passivos financeiros</u>		
Mensurados ao custo amortizável:		
Fornecedores	12.266	12.603
Empréstimos e financiamentos	58.689	76.276
Outras contas a pagar	6.604	4.885

Os valores contábeis dos instrumentos financeiros, ativos e passivos, quando comparados com os valores que poderiam ser obtidos na sua negociação em um mercado ativo ou, na ausência deste, com o valor presente líquido ajustado com base na taxa vigente de juros no mercado, aproximam-se substancialmente de seus correspondentes valores de mercado. A Estimativa do Valor Justo pode ser obtida utilizando-se os seguintes níveis de avaliação:

- Nível 1 – preços cotados (não ajustados) em mercados ativos para ativos, líquidos e visíveis para ativos ou passivos idênticos que estão acessíveis na data de mensuração;
- Nível 2 – preços cotados (podendo ser ajustados ou não) para ativos ou passivos similares em mercados ativos, ou entradas não observáveis no nível 1, direta ou indiretamente, nos termos do ativo ou passivo; e
- Nível 3 – ativos e passivos cujos preços não existem ou que esses preços ou técnicas de avaliação são amparados por um mercado pequeno ou inexistente, não observável ou líquido. Nesse nível a estimativa do valor justo torna-se altamente subjetiva.

Em 31 de dezembro de 2025 e 31 de dezembro de 2024, não há instrumentos financeiros negociados em mercado ativo. A Companhia não utilizou informação de nível 3 para mensurar o valor justo de qualquer ativo ou passivo.

b) Gerenciamento de riscos

Os principais fatores de risco inerentes às operações da Companhia podem ser assim identificados:

- Risco de crédito - a Companhia mantém contratos com o Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), regulando a prestação de serviços vinculados à rede básica, com cláusula de garantia bancária.
- Risco de preço - as receitas da Companhia são, nos termos dos contratos de concessão, reajustadas anualmente em 01 de julho pela ANEEL, pela variação do IPCA, tendo como data de referência inicial setembro de 2011.
- Risco de taxas de juros - A atualização dos contratos de financiamentos está vinculada à variação da TJLP.
- Risco de liquidez - As principais fontes de caixa da Companhia são representadas pela Receita Anual Permitida (RAP) vinculada às instalações de rede básica, conforme definido nos termos da legislação vigente, pela ANEEL, nos contratos de concessão. A Companhia gerencia o risco de liquidez, mantendo o monitoramento contínuo dos fluxos de caixa previstos e reais, e pela combinação dos perfis de vencimento dos ativos e passivos financeiros.
- Risco operacional - A Companhia mantém monitoramento dos riscos operacionais envolvendo a implantação do seu contrato de concessão, bem como, quando aplicável, outros aspectos regulatórios que estão sendo discutidos com a Agência Reguladora em processos administrativos envolvendo sua concessão.

c) Sensibilidade a taxas de juros

Em atendimento ao disposto no item 40 do pronunciamento técnico CPC 40 (R1) – Instrumentos Financeiros: Evidenciação, divulgamos quadro demonstrativo de análise de sensibilidade para cada tipo de risco de mercado considerado relevantes pela Administração, originado por instrumentos financeiros, compostos por debêntures, empréstimos e financiamentos e caixa e equivalentes de caixa, ao qual a Companhia está exposta na data de encerramento do período.

No quadro abaixo, são considerados três cenários, sendo (i) cenário atual (provável) que é aquele adotado pela Companhia e (ii) cenário com deterioração de 25% da variável do risco considerado e (iii) cenário com deterioração de 50% da variável do risco considerado. Esses cenários foram definidos com base em hipóteses de alterações das variáveis chaves nas datas de vencimento dos respectivos contratos sujeitos a estes riscos. Vale lembrar que os cenários apresentados estão sujeitos a ajustes relevantes em função de variações de performance operacional da companhia, que podem influenciar o seu nível de endividamento e liquidez.

		Risco de juros – Efeitos no Resultado Financeiro		
Operação	Risco	Saldo em 31.12.2025	Cenário I	Cenário II
<u>Ativos financeiros</u>				
Aplicações financeiras	Queda do CDI	5.864	4.398	2.932
<u>Passivos financeiros</u>				
Empréstimos e financiamentos	Aumento TJLP + 5,55% a.a.	(7.025)	(8.781)	(10.538)

21. COBERTURA DE SEGUROS

A cobertura dos contratos de seguro está evidenciada a seguir:

Finalidade do seguro	Vigência	Importância segurada
Incêndio, queda de raio e explosão de bens do Imobilizado (Instalações)	31/05/2027	182.062
Cobertura sobre casco, acidentes pessoais e danos corporais (Veículos)	14/12/2026	3.176

22. TRANSAÇÕES COM PARTES RELACIONADAS

Os saldos ativos e passivos em 31 de dezembro de 2025 e 2024 relativas às operações com partes relacionadas, estão detalhados a seguir:

Natureza da operação	Partes relacionadas	31/12/2025		31/12/2024		31/12/2025	31/12/2024
		Ativo	Passivo	Ativo	Passivo	Receita/ (Despesa)	Receita/ (Despesa)
Remuneração dos administradores (nota 17)		-	-	-	-	(1.421)	(1.235)
Fornecedores	ISA ENERGIA	-	56	13	53	(675)	(643)
Concessionárias e Permissionárias	CHESF	364	3	420	12	4.664	4.842
		364	59	433	65	2.568	2.964

23. AUTORIZAÇÃO PARA CONCLUSÃO DAS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS

A Administração da Companhia aprovou e autorizou a emissão dessas demonstrações financeiras em 10 de março de 2026, nas quais consideram os eventos subsequentes ocorridos até a data.