

**Notas explicativas às demonstrações financeiras intermediárias condensadas do período
findo em 31 de março de 2025
(Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma)**

Sumário

NOTA 1.	CONTEXTO OPERACIONAL	3
NOTA 2.	DESTAQUES DO 1º TRIMESTRE DE 2025	4
NOTA 3.	AUTORIZAÇÕES PARA CONSTRUÇÃO E OPERAÇÃO DAS USINAS	5
NOTA 4.	BASE DE ELABORAÇÃO E APRESENTAÇÃO DAS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS INTERMEDIÁRIAS CONDENSADAS	5
NOTA 5.	CAIXA E EQUIVALENTES DE CAIXA	7
NOTA 6.	TÍTULOS E VALORES MOBILIÁRIOS	7
NOTA 7.	TÍTULOS E VALORES MOBILIÁRIOS – FUNDO PARA DESCOMISSIONAMENTO	8
NOTA 8.	CLIENTES	10
NOTA 9.	TRIBUTOS A COMPENSAR	11
NOTA 10.	IMPOSTO DE RENDA E CONTRIBUIÇÃO SOCIAL - ATIVO	11
NOTA 11.	ESTOQUE DE COMBUSTÍVEL NUCLEAR	13
NOTA 12.	ALMOXARIFADO	15
NOTA 13.	DEPÓSITOS VINCULADOS	15
NOTA 14.	OUTROS ATIVOS	15
NOTA 15.	IMOBILIZADO	16
NOTA 16.	INTANGÍVEL	19
NOTA 17.	VALOR RECUPERÁVEL DOS ATIVOS DE LONGO PRAZO	22
NOTA 18.	FORNECEDORES	24
NOTA 19.	EMPRÉSTIMOS E FINANCIAMENTOS	24
NOTA 20.	TRIBUTOS A RECOLHER	31
NOTA 21.	OBRIGAÇÕES ESTIMADAS	31
NOTA 22.	ENCARGOS SETORIAIS	32
NOTA 23.	PROVISÃO PARA LITÍGIOS E PASSIVOS CONTINGENTES	32

**Notas explicativas às demonstrações financeiras intermediárias condensadas do período
findo em 31 de março de 2025
(Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma)**

NOTA 24.	INCENTIVO DE DESLIGAMENTO DE PESSOAL	37
NOTA 25.	BENEFÍCIOS PÓS-EMPREGO	38
NOTA 26.	OBRIGAÇÃO PARA DESMOBILIZAÇÃO DE ATIVOS E RESSARCIMENTO EXCEDENTE S/ FUNDO DESCOMISSIONAMENTO	41
NOTA 27.	ARRENDAMENTOS	43
NOTA 28.	OUTROS PASSIVOS	44
NOTA 29.	PATRIMÔNIO LÍQUIDO	44
NOTA 30.	RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA	45
NOTA 31.	CUSTOS E DESPESAS OPERACIONAIS	46
NOTA 32.	RESULTADO FINANCEIRO	47
NOTA 33.	RESULTADO POR AÇÃO	48
NOTA 34.	INSTRUMENTOS FINANCEIROS E GESTÃO DE RISCOS	48
NOTA 35.	TRANSAÇÕES COM PARTES RELACIONADAS	61
NOTA 36.	SEGUROS	63
NOTA 37.	COMPROMISSOS OPERACIONAIS DE LONGO PRAZO	64
NOTA 38.	EVENTOS SUBSEQUENTES	67
NOTA 39.	CORRELAÇÃO ENTRE AS NOTAS EXPLICATIVAS DE 31 DE DEZEMBRO DE 2024 E 31 DE MARÇO DE 2025	68

**Notas explicativas às demonstrações financeiras intermediárias condensadas do período
findo em 31 de março de 2025
(Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma)**

NOTA 1. CONTEXTO OPERACIONAL

A ELETRONUCLEAR S.A., ("ELETRONUCLEAR" ou "Companhia") é uma companhia de capital fechado, com sua sede fixada na Rua da Candelária, nº 65 - 2º, 3º, 9º ao 17º andares e 19º ao 21º andares - Centro - Rio de Janeiro (RJ). A Companhia é uma sociedade de economia mista que passou a ser controlada pela Empresa Brasileira de Participações em Energia Nuclear e Binacional S.A. (ENBPar) e teve sua denominação social alterada de Eletrobras Termonuclear S.A. – ELETRONUCLEAR para ELETRONUCLEAR S.A. a partir do 2º trimestre de 2022.

A Companhia tem como atividade principal a construção e operação de usinas nucleares, a geração de energia elétrica delas decorrentes e a realização de serviços de engenharia e correlatos, sendo essas atividades regulamentadas e fiscalizadas pela Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel), vinculada ao Ministério de Minas e Energia (MME). Dentro do escopo desse objeto, a Companhia vem exercendo basicamente as atividades de exploração das Usinas Angra 1 e Angra 2, com potência nominal de 1.990 MW, bem como a construção da terceira unidade nucleoeletrônica, denominada Usina Angra 3, cujo estágio está descrito na nota 34.3.5, todas integrantes da Central Nuclear Almirante Álvaro Alberto (CNAEA).

1.1. Guerra Rússia x Ucrânia

Em fevereiro de 2022, a Rússia deu início à invasão da Ucrânia, iniciando o conflito entre os dois países. Além dos efeitos diretos originados pela luta bélica, a guerra naturalmente afetou a economia da região envolvida, atingindo, portanto, as operações das empresas que lá atuavam. A Companhia estava encontrando limitações de mercado para aquisição de um importante insumo ao seu processo de produção de energia nuclear, o produto hidróxido de lítio-7, que é usado para ajustar o pH, na faixa especificada, da água de refrigeração do circuito primário das usinas nucleares de Angra 1 e Angra 2, evitando a corrosão do sistema. No ano de 2023, por meio de processo de licitação internacional, a Companhia obteve uma única oferta de fornecimento deste material por meio da empresa "*Novosibirsk Chemical Concentrates Plant PJSC*", uma empresa localizada na Rússia e subsidiária da empresa "*Rosatom State Atomic Energy Corporation (Rosatom)*", companhia também estabelecida na Rússia. O processo de fornecimento deste insumo foi concluído em julho de 2023 com o recebimento do material, que garantiu o abastecimento deste insumo em quantidades suficientes para a operação das Usinas de Angra 1 e Angra 2 até o ano de 2027, uma vez que não ocorram muitas variações de potência ou desligamentos não planejados, pois serão necessárias adições do hidróxido de lítio-7 para ajuste do pH nessas ocasiões. Devido às dificuldades de aquisição e à necessidade de adição de hidróxido de lítio-7 na partida da Usina de Angra 1 após a 1P29, a quantidade mínima em estoque será atingida, tornando necessário um novo processo de ressuprimento. A Companhia continua atuando no processo de cotações no mercado internacional para dar início ao novo processo de compra de hidróxido de lítio-7.

Em setembro de 2021, a ELETRONUCLEAR e a estatal russa de energia atômica *Rosatom* celebraram um memorando de entendimento não vinculante para trocar informações sobre novos projetos de usinas nucleares de larga escala. O acordo também inclui intercâmbio de dados sobre pequenos reatores modulares terrestres e flutuantes, ciclo de combustível nuclear, suporte no ciclo de vida de novas usinas, além de extensão da vida útil e desenvolvimento tecnológico relacionado ao setor nuclear. O acordo não abrange nenhum dos projetos atualmente em curso pela ELETRONUCLEAR.

O memorando citado é um instrumento meramente de cooperação e troca de informações, não implicando em qualquer compromisso contratual ou financeiro para qualquer uma das partes.

**Notas explicativas às demonstrações financeiras intermediárias condensadas do período
findo em 31 de março de 2025
(Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma)**

NOTA 2. DESTAQUES DO 1º TRIMESTRE DE 2025

2.1. Resgate do Fundo de Descomissionamento referente ao ressarcimento parcial de encargos tributários

Em 5 de fevereiro de 2025 foi realizado o resgate parcial do Fundo de Descomissionamento (FDES) disponível na conta "BB Extramercado Exclusivo Descomissionamento Usinas Angra Fundo de Investimento Multimercado LP", no montante de R\$ 406,6 milhões.

O FDES é destinado a receber recursos exclusivamente da ELETRONUCLEAR, necessários ao custeio de futuras despesas com o processo de descomissionamento das usinas nucleares Angra 1 e Angra 2, após o encerramento de suas respectivas atividades operacionais. Ele decorre de uma obrigatoriedade imposta pela Comissão Nacional de Energia Nuclear (CNEN), e a gestão desses recursos tem como fundamento a Norma CNEN nº 9.02 (Resolução nº 204/16, alterada pela Resolução nº 218/17).

Durante a fase de acumulação de recursos do Fundo, foram imputados à ELETRONUCLEAR os ônus integrais de todos os tributos incidentes, quer sejam eles provenientes das parcelas recebidas e repassadas - receita fixa da parcela A - quer sejam sobre a rentabilidade do próprio fundo. Sobre a primeira incidem tributos de Imposto de Renda Pessoa Jurídica - IRPJ (25%) e de Contribuição Social sobre o Lucro Líquido - CSLL (9%) que totalizam uma alíquota de 34%, conforme sistemática de apuração pelo Lucro Real. Sobre a rentabilidade do FDES há incidência de IRPJ (25%), CSLL (9%), PIS (0,65%) e COFINS (4%), os quais totalizam uma alíquota de 38,65%.

O montante resgatado é referente ao ressarcimento parcial dos encargos tributários pagos com caixa não restrito da ELETRONUCLEAR. Tais encargos tributários são decorrentes dos rendimentos do fundo, que sobre os quais incidem a tributação de PIS, COFINS, IRPJ e CSLL, na sistemática de apuração do Lucro Real. Está em tratativa junto aos órgãos reguladores CNEN e Aneel, com intermediação do TCU, uma solução definitiva para sanar esta oneração sem cobertura tarifária imposta a ELETRONUCLEAR, tendo sido obtido Acórdão no 253/2024 – TCU – com indicação do mérito da questão para a Companhia conforme detalhado na nota 26.2.

2.2. Câmara de Mediação e de Conciliação da Administração Pública Federal (CCAF)

Em 26 de março de 2025, por meio de comunicado ao mercado, a Eletrobras informou ao mercado que conjuntamente a União (partes) assinaram o Termo de Conciliação decorrente dos trabalhos da Câmara de Mediação e de Conciliação da Administração Pública Federal (CCAF) constituída "para tentativa de conciliação e solução consensual e amigável entre as partes", nos termos da decisão proferida pelo Ministro Nunes Marques, relator da Ação Direta de Inconstitucionalidade (ADI) nº 7.385, em trâmite perante o Supremo Tribunal Federal.

Em 28 de março de 2025, também por meio de comunicado ao mercado, a Eletrobras informou ao mercado que conjuntamente a União (partes) assinaram o Termo de imediata suspensão e rescisão condicionada do acordo de investimentos celebrado, em 22 de abril de 2022, entre a Eletrobras e a ENBPar, conforme previsto no Termo de Conciliação.

**Notas explicativas às demonstrações financeiras intermediárias condensadas do período
findo em 31 de março de 2025
(Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma)**

NOTA 3. AUTORIZAÇÕES PARA CONSTRUÇÃO E OPERAÇÃO DAS USINAS

A seguir, detalhes sobre as autorizações para construção e operação das usinas componentes da Central Nuclear:

USINA	Potencial Nominal	Licença para Exploração		Data de Início de Operação	Validade da Licença
		Inicial	Atual		
ANGRA 1	640 MW	Portaria MME Nº 416 de 13/07/70	Portaria DNAEE Nº 315 de 31/07/97	Janeiro 1985	40 anos
			Resolução CNEN Nº 331 de 21/11/2024	Dezembro 2024	20 anos adicionais*
ANGRA 2	1.350MW	Exp. Mot. MME Nº 300 de 28/05/74	Portaria DNAEE Nº 315 de 31/07/97	Setembro 2000	40 anos
ANGRA 3	1.405 MW	Decreto Nº 75.870 de 13/06/75	Portaria DNAEE Nº 315 de 31/07/97	Em fase de construção	--

* Vide nota 16

A energia elétrica gerada pela Companhia é rateada entre todas as concessionárias, permissionárias ou autorizadas de serviço público de distribuição no Sistema Interligado Nacional (SIN), de acordo com a metodologia estabelecida na Resolução Normativa nº 1.009, editada em 22 de março de 2022 pela Aneel, para o cálculo das cotas-partes anuais referentes à energia das centrais de geração Angra 1 e Angra 2 e as condições para a comercialização dessa energia na forma do art.11, da Lei nº 12.111/2009.

Essas cotas-partes representam o percentual da energia proveniente das usinas, a ser alocado à cada distribuidora, calculado pela razão entre o seu mercado faturado dos consumidores e a soma dos mercados faturados dos consumidores cativos de todas as distribuidoras do Sistema Interligado Nacional (SIN).

A Aneel estabeleceu as cotas-partes anuais referentes à geração para os anos de 2025 a 2032, bem como os montantes de energia a serem alocados às distribuidoras do SIN em 2024, através das Resoluções Homologatórias:

- 2.499/2018 de 18 de dezembro de 2018 (cotas-partes de 2024 a 2026)
- 2.643/2019 de 26 de novembro de 2019 (cotas-partes de 2027)
- 2.805/2020 de 24 de novembro de 2020 (cotas-partes de 2028)
- 2.998/2021 de 14 de dezembro de 2021 (cotas-partes de 2029)
- 3.148/2022 de 06 de dezembro de 2022 (cotas-partes de 2030)
- 3.297/2023 de 18 de dezembro de 2023 (cotas-partes de 2031)
- 3.835/2024 de 18 de dezembro de 2024 (cotas-partes de 2032 e montantes de energia a serem alocados às distribuidoras do SIN em 2025)

NOTA 4. BASE DE ELABORAÇÃO E APRESENTAÇÃO DAS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS INTERMEDIÁRIAS CONDENSADAS

As demonstrações financeiras intermediárias condensadas foram elaboradas para atualizar os usuários sobre os eventos e transações relevantes ocorridas no período e devem ser analisadas em conjunto com as demonstrações financeiras do exercício findo em 31 de dezembro de 2024. As políticas contábeis, estimativas e julgamentos contábeis e métodos de mensuração são os mesmos que aqueles adotados na elaboração das demonstrações financeiras do exercício findo em 31 de dezembro de 2024.

**Notas explicativas às demonstrações financeiras intermediárias condensadas do período
findo em 31 de março de 2025
(Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma)**

4.1. Declaração de conformidade

As demonstrações financeiras da Companhia são preparadas de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil e com as Normas Internacionais de Relatório Financeiro (*International Financial Reporting Standards (IFRS)*), emitidas pelo *International Accounting Standards Board (IASB)*, atualmente denominadas "normas contábeis IFRS®"), incluindo as interpretações emitidas pelo *IFRS Interpretations Committee (IFRIC® Interpretations)* ou pelo seu órgão antecessor, *Standing Interpretations Committee (SIC® Interpretations)*. As práticas contábeis adotadas no Brasil compreendem os pronunciamentos, interpretações e orientações expedidos pelo Comitê de Pronunciamentos Contábeis (CPC), aprovados pelo Conselho Federal de Contabilidade (CFC) e pela Comissão de Valores Mobiliários (CVM), e as disposições contidas na legislação societária brasileira. Todas as informações relevantes próprias das demonstrações financeiras, e apenas essas informações, estão sendo evidenciadas e correspondem às utilizadas na gestão da Administração da Companhia.

A emissão das demonstrações financeiras intermediárias condensadas foi aprovada pela Diretoria Executiva da Companhia em 28 de maio de 2025.

4.2. Base de preparação e mensuração

A preparação das demonstrações financeiras requer o uso de certas estimativas contábeis críticas e, também, o exercício de julgamento por parte da Administração da Companhia no processo de aplicação das práticas contábeis.

As demonstrações financeiras foram elaboradas com base no custo histórico, exceto por determinados instrumentos financeiros mensurados pelos seus valores justos. O custo histórico geralmente é baseado no valor justo das contraprestações pagas na data das transações e o valor justo é o preço que seria recebido pela venda de um ativo ou pago pela transferência de um passivo em uma transação organizada entre participantes do mercado na data de mensuração, independentemente de o preço ser diretamente observável ou estimado usando outra técnica de avaliação.

4.3. Moeda funcional e de apresentação das demonstrações financeiras

Essas demonstrações financeiras são apresentadas em Real, moeda funcional da ELETRONUCLEAR. As demonstrações financeiras são apresentadas em milhares de reais arredondados para o número mais próximo, exceto quando indicado de outra forma.

4.4. Políticas contábeis materiais

As normas alteradas e interpretações efetivas para o exercício iniciado em 1º de janeiro de 2025 não impactaram essas demonstrações financeiras intermediárias condensadas. Uma série de outras revisões de normas e interpretações estão em andamento pelo IASB e a Companhia as avaliará oportunamente.

4.5. Demonstração do valor adicionado – DVA

Conforme art. 7 da lei 13.303, aplicam-se a todas as empresas públicas, as sociedades de economia mista de capital fechado e as suas subsidiárias as disposições da Lei nº 6.404, de 15 de dezembro de 1976, e as normas da Comissão de Valores Mobiliários sobre escrituração e elaboração de demonstrações financeiras, inclusive a obrigatoriedade de auditoria independente por auditor registrado nesse órgão.

**Notas explicativas às demonstrações financeiras intermediárias condensadas do período
findo em 31 de março de 2025
(Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma)**

A legislação societária brasileira exige para as companhias abertas a elaboração da Demonstração do Valor Adicionado – DVA e sua divulgação como parte integrante do conjunto das demonstrações financeiras. Essas demonstrações foram preparadas de acordo com o CPC 09 - Demonstração do Valor Adicionado, aprovado pela Deliberação CVM 557/08. O IFRS não exige a apresentação desta demonstração. Como consequência, pelas IFRS, essa demonstração está apresentada como informação suplementar, sem prejuízo do conjunto das demonstrações contábeis.

Esta demonstração tem como objetivo apresentar informações relativas à riqueza criada pela Companhia e a forma como tais riquezas foram distribuídas.

NOTA 5. CAIXA E EQUIVALENTES DE CAIXA

O caixa e equivalentes de caixa incluem numerários em espécie, depósitos bancários e aplicações financeiras com vencimentos originais de até 90 dias, de alta liquidez, que são prontamente conversíveis em montante conhecido de caixa e que estão sujeitas a um insignificante risco de mudança de valor. Os saldos atuais dessa rubrica, conforme registrado na demonstração dos fluxos de caixa, podem ser conciliados com os respectivos itens do balanço patrimonial, como demonstrado a seguir:

	31/03/2025	31/12/2024
Caixa e Bancos	17.342	23.112
Total	17.342	23.112

NOTA 6. TÍTULOS E VALORES MOBILIÁRIOS

O detalhamento dos títulos e valores mobiliários, nos fundos nos quais a Companhia aplica seus recursos, se dá como se segue:

	31/03/2025	31/12/2024
Circulante		
Investimento em renda fixa:		
BB Extramercado FAE 2 FI	622.755	559.548
FDES (a)	-	406.652
Total	622.755	966.200

Rentabilidade do BB Extramercado FAE 2 FI nos últimos 12 meses: 10,21% em 31/03/25 e 10,82% e 9,21% em 31/12/24.

(a) Fundo de Descomissionamento Transferido do Não circulante conforme nota 26.2

**Notas explicativas às demonstrações financeiras intermediárias condensadas do período
findo em 31 de março de 2025
(Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma)**

Saldo inicial em 31 de dezembro de 2024	966.200
Aplicações	1.013.160
Resgates	(966.211)
Resgates FDES (a)	(406.652)
Rendimento Bruto	19.395
Imposto de Renda	(3.102)
IOF	(35)
Saldo final em 31 de março de 2025	622.755
Saldo inicial em 31 de dezembro de 2023	710.309
Aplicações	380.000
Resgates	(624.602)
Rendimento Bruto	13.092
Imposto de Renda	(3.578)
IOF	(318)
Saldo final em 31 de março de 2024	474.903
Aplicações	2.465.224
Resgates	(2.415.624)
Rendimento Bruto	47.820
Imposto de Renda	(12.431)
IOF	(344)
Saldo Carteira	559.548
FDES (a)	406.652
Saldo final em 31 de dezembro de 2024	966.200

(a) Fundo de Descomissionamento Transferido do Não circulante conforme nota 26.2

NOTA 7. TÍTULOS E VALORES MOBILIÁRIOS – FUNDO PARA DESCOMISSIONAMENTO

O descomissionamento de usinas nucleares constitui-se de um conjunto de medidas tomadas para retirar de serviço, com segurança, uma instalação nuclear, reduzindo a radioatividade residual a níveis que permitam liberar o local para uso restrito ou irrestrito. Para permitir a inclusão dos custos a serem incorridos com o descomissionamento das Usinas Angra 1 e 2, foi constituído contabilmente uma obrigação para desmobilização de ativos, com base em estudos técnicos elaborados pela Companhia, conforme nota 26.

De acordo com a determinação do Conselho Nacional de Política Energética (CNPE), por meio da Resolução CNPE nº 08 de 17 de setembro de 2002, a responsabilidade pelas atividades de instituir e viabilizar o fundo, para fazer face ao efetivo descomissionamento das Usinas Nucleares Angra 1 e 2, ao final da vida útil econômica das referidas usinas, foi atribuída à Eletrobras. Desta forma, a titularidade deste fundo ficou a cargo da Eletrobras, com uso restrito para futuro custeio das atividades de descomissionamento.

Em 15 de janeiro de 2008, a Eletrobras fixou as diretrizes para implementação do fundo financeiro, informando a conta corrente para os depósitos, as datas de recolhimentos, bem como os valores das quotas mensais a serem recolhidas no exercício de 2008.

**Notas explicativas às demonstrações financeiras intermediárias condensadas do período
findo em 31 de março de 2025
(Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma)**

Assim sendo, a ELETRONUCLEAR, em 20 de fevereiro de 2008, iniciou o processo de pagamento à Eletrobras para o devido recolhimento ao fundo financeiro para o descomissionamento.

Em 19 de outubro de 2021, foi publicada pelo Conselho do Programa de Parceiras de Investimentos (CPPI) a Resolução nº 203 por meio da qual, no âmbito das condições para a desestatização da Eletrobras, foi determinada, em seu inciso XVI do artigo 11, a transferência de titularidade das cotas do fundo de descomissionamento para a ELETRONUCLEAR.

Com base na Resolução CPPI nº 203 e nas Normas da Comissão Nacional de Energia Nuclear (CNEN) nºs 9.01 e 9.02 que tratam da desmobilização de usinas nucleares e da gestão dos recursos financeiros destinados ao descomissionamento, respectivamente, a Assessoria Especial de Gestão Estratégica (AEGE) da Secretaria Executiva (SE) do Ministério de Minas e Energia (MME) se manifestou no sentido de que já existe arcabouço legal e normativo suficiente para justificar a transferência de titularidade, sem a necessidade de promulgação de novos atos ou alteração de atos já existentes.

Desta forma, em junho de 2022 foi operacionalizada a transferência de titularidade do fundo de descomissionamento da Eletrobras para a ELETRONUCLEAR, assumindo esta última todas as atribuições necessárias para o acompanhamento deste fundo, não havendo mais a participação da Eletrobras no processo como ocorrido até a efetiva transferência. A aplicação no fundo de descomissionamento da cota referente ao mês de junho de 2022 já foi realizado totalmente no âmbito operacional interno da ELETRONUCLEAR.

Anualmente, o montante a ser recolhido ao fundo financeiro para o descomissionamento das Usinas Angra 1 e Angra 2, é definido com base no cálculo realizado pela Aneel, referente à rubrica "Fundo de Descomissionamento" na Parcela A, incluída na receita fixa anual, calculada e publicada por meio de Resolução Homologatória para as mencionadas usinas.

O mencionado fundo é mantido com o Banco do Brasil, através de um fundo de investimento extramercado de longo prazo, exclusivo para acumular os recursos destinados a custear as atividades de descomissionamento das Usinas Angra 1 e 2, classificado como títulos e valores mobiliários no ativo não circulante.

A seguir, demonstramos o detalhamento da carteira do fundo:

	31/03/2025	31/12/2024
Títulos públicos	2.722.641	2.947.418
Op. Compromissadas	175.408	275.737
Dólar comercial futuro	(5.090)	(2.106)
Outros	45	61
Saldo Carteira	2.893.004	3.221.110
Circulante	-	406.652
Não Circulante	2.893.004	2.814.458
Total	2.893.004	3.221.110

**Notas explicativas às demonstrações financeiras intermediárias condensadas do período
findo em 31 de março de 2025
(Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma)**

Saldo inicial em 31 de dezembro de 2024	3.221.110
Aplicações	10.305
Resgates	(406.652)
Rendimento Bruto	68.241
Imposto de Renda	-
IOF	-
Saldo final em 31 de março de 2025	2.893.004
Saldo inicial em 31 de dezembro de 2023	3.274.612
Aplicações	39.189
Resgates	(374.000)
Rendimento Bruto	71.057
Imposto de Renda	(3.383)
IOF	-
Saldo final em 31 de março de 2024	3.007.475
Aplicações	117.779
Resgates	-
Rendimento Bruto	134.758
Imposto de Renda	(38.902)
IOF	-
Saldo final em 31 de dezembro de 2024	3.221.110

Em 5 de fevereiro de 2025, foi realizado o resgate parcial do Fundo de Descomissionamento (FDES) disponível na conta "BB Extramercado Exclusivo Descomissionamento Usinas Angra Fundo de Investimento Multimercado LP", no montante de R\$ 406.652. O valor resgatado do Fundo de Descomissionamento (FDES) refere-se ao ressarcimento parcial dos encargos tributários pagos no período de 2010 a 2023, com caixa não restrito da ELETRONUCLEAR. Tais encargos tributários são decorrentes dos rendimentos do fundo, que sobre os quais incidem a tributação de PIS, COFINS, IRPJ e CSLL, na sistemática do Lucro Real.

Para a determinação do valor resgatado, a Companhia adotou duas premissas: a) sacar os valores relativos aos encargos tributários pagos com caixa não restrito, referentes ao rendimento do FDES e que compuseram a apuração de PIS, COFINS, IRPJ e CSLL, descontados os créditos existentes de imposto de renda retido na fonte do fundo – IRRF (come-cotas); b) ter como limite máximo de saque um valor que mantivesse o equilíbrio do montante acumulado no FDES (ativo) com o passivo constituído para descomissionamento (passivo), tendo como base os respectivos saldos no Balanço Patrimonial da ELETRONUCLEAR, em 31 de dezembro de 2024.

NOTA 8. CLIENTES

O faturamento da Companhia é realizado, mensalmente, com base na Resolução Normativa nº 1.009, editada em 22 de março de 2022, pela Aneel, para todas as concessionárias, permissionárias ou autorizadas de serviço público de distribuição no Sistema Interligado Nacional (SIN). Em 31 de março de 2025 não há saldo de inadimplência das distribuidoras.

**Notas explicativas às demonstrações financeiras intermediárias condensadas do período
findo em 31 de março de 2025
(Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma)**

	31/03/2025			31/12/2024
	A vencer	Vencidos até 90 dias	Vencidos + de 90 dias	Total
Circulante				
Suprimento/Fornecimento de Energia:				
Energia contratada	512.780	-	-	512.780
Indisponibilidade 2021 associada à Covid-19	-	-	-	-
Não Circulante				
Energia contratada	-	-	-	3.155
Total Clientes	512.780	-	-	420.913

NOTA 9. TRIBUTOS A COMPENSAR

Os saldos atuais dessa rubrica podem ser conciliados com os respectivos itens do balanço patrimonial, como demonstrado a seguir:

	31/03/2025	31/12/2024
Ativo circulante		
Imposto de Renda Retido na Fonte	-	28.954
PASEP e Cofins Compensáveis Recolhidos a maior (a)	26.495	37.447
Imposto de Renda a Compensar	85	-
ICMS a compensar - Patrocínio incentivado	718	716
ICMS	7	7
Total	27.305	67.124

a) Crédito decorrente de valores recolhidos de PIS/COFINS a maior incidente sobre a receita de fornecimento de energia, visto que a apuração final da quantidade de energia disponibilizada no SIN foi inferior ao determinado via resolução homologatória Aneel.

9.1. Reforma tributária

Em dezembro de 2023, foi aprovado o texto final da Proposta de Emenda à Constituição nº 45/19, que da Lei Complementar nº 214/25, que trouxe as bases da regulamentação da Reforma Tributária, foi sancionada pela Presidência da República em 16 de janeiro de 2025, de forma que ainda não é possível mensurar os impactos definitivos dos novos tributos criados (IBS, CBS e IS) para a Companhia. As principais discussões giram em torno dos efeitos da nova sistemática de não-cumulatividade do IBS e da CBS, da redução gradual de incentivos fiscais, da adaptação sistêmica aos novos tributos e suas respectivas obrigações acessórias, do impacto do método de split payment, dos impactos em preços de contratos de energia (equilíbrio econômico-financeiro dos instrumentos) e dos impactos na cadeia de fornecimento.

NOTA 10. IMPOSTO DE RENDA E CONTRIBUIÇÃO SOCIAL - ATIVO

Os saldos atuais dessa rubrica podem ser conciliados com os respectivos itens do balanço patrimonial, como demonstrado a seguir:

**Notas explicativas às demonstrações financeiras intermediárias condensadas do período
findo em 31 de março de 2025
(Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma)**

10.1. Imposto de renda e contribuição social corrente

	31/03/2025	31/12/2024
Ativo circulante		
Antecipações IRPJ e CSLL (a)	-	297.931
Exercícios Anteriores IRPJ e CSLL (b)	516.399	19.239
CSLL a Compensar	18	-
Efeitos da reapresentação IRPJ e CSLL (c)	-	313.146
Total	516.417	630.316

a) Saldo de antecipações de IRPJ/CSLL;

b) Antecipações de IRPJ/CSLL de exercícios anteriores que foram compensadas, em parte, com PASEP/COFINS.

10.2. Composição do imposto de renda e contribuição social diferidos

	31/03/2025				31/12/2024			
	Base	Imposto de Renda	Contribuição Social	Total	Base	Imposto de Renda	Contribuição Social	Total
Impostos diferidos ativos								
Provisão PLR dos empregados	(95.664)	(23.916)	(8.610)	(32.526)	(95.664)	(23.916)	(8.610)	(32.526)
Imobilizado da desmobilização-Custo	(456.405)	(114.101)	(41.076)	(155.177)	(456.405)	(114.101)	(41.076)	(155.177)
Outros ajustes CPC	(1.212.968)	(303.242)	(109.167)	(412.409)	(1.211.225)	(302.806)	(109.010)	(411.816)
Arrend. Merc. e AVP Alug Imov Candel 65/Out. Transp. Cont. IFRS 16	(9.876)	(2.469)	(889)	(3.358)	(9.961)	(2.490)	(897)	(3.387)
AVP - obrigação p/ desmobilização	(33.379)	(8.345)	(3.004)	(11.349)				
Baixa despesas administrativas	(193.604)	(48.401)	(17.425)	(65.826)	(193.604)	(48.401)	(17.424)	(65.825)
Provisão Impairment Angra 3	(4.377.564)	(1.094.391)	(393.981)	(1.488.372)	(4.377.564)	(1.094.391)	(393.981)	(1.488.372)
Ajuste CPC - Baixa de Angra 3	(689.197)	(172.299)	(62.028)	(234.327)	(689.197)	(172.299)	(62.028)	(234.327)
Transfer.de estoque para o Imobilizado	(346.855)	(86.714)	(31.217)	(117.931)	(343.745)	(85.936)	(30.937)	(116.873)
Receita financeira capitalizada no Imobilizado	(102.394)	(25.599)	(9.215)	(34.814)	(102.394)	(25.599)	(9.215)	(34.814)
Provisão benefício pós-emprego	(285.427)	(71.357)	(25.688)	(97.045)	(278.142)	(69.536)	(25.033)	(94.569)
Provisão p/ créditos de liquidação duvidosa	(155.531)	(38.883)	(13.998)	(52.881)	(114.922)	(28.731)	(10.343)	(39.074)
Provisão para risco	(173.314)	(43.328)	(15.598)	(58.926)	(207.136)	(51.784)	(18.642)	(70.426)
Provisão para desvalorização de títulos	(1.532)	(383)	(138)	(521)	(1.532)	(383)	(138)	(521)
Provisão plano incentivo - PSPE/PAE	(34.870)	(8.717)	(3.138)	(11.855)	(62.965)	(15.741)	(5.667)	(21.408)
Provisão p/perdas Estoque	(3.756)	(939)	(338)	(1.277)	(3.756)	(939)	(338)	(1.277)
Provisão ressarc. exced. Sobre Fundo descomissionamento	(73.888)	(18.472)	(6.650)	(25.122)	(12.079)	(3.020)	(1.087)	(4.107)
Total Ativo	(8.246.224)	(2.061.556)	(742.160)	(2.803.716)	(8.160.291)	(2.040.073)	(734.426)	(2.774.499)
Impostos diferidos passivos								
AVP - obrigação p/ desmobilização	(997.639)	(249.410)	(89.788)	(339.197)	(997.639)	(249.410)	(89.788)	(339.197)
Corr.monetária imobilizado 1995 a 1997	65.536	16.384	5.898	22.282	71.000	17.750	6.390	24.140
D. Fin - Encargos de Dívidas Transf p/invest	1.654.195	413.549	148.878	562.427	1.654.195	413.549	148.878	562.427
D. Fin - Var. Monet. Dívidas Transf p/invest	115.370	28.843	10.384	39.227	115.370	28.843	10.383	39.226
Total Passivo	837.462	209.366	75.372	284.739	842.926	210.732	75.863	286.596
Impostos diferidos ativos, líquidos sobre diferenças temporárias	(7.408.762)	(1.852.190)	(666.788)	(2.518.977)	(7.317.365)	(1.829.341)	(658.563)	(2.487.903)
(-) Provisão para valor realizável	7.408.762	1.852.190	666.788	2.518.977	7.317.365	1.829.341	658.563	2.487.903
Outros resultados abrangentes	391.203	97.801	35.208	133.009	391.203	97.801	35.208	133.009
(-) Provisão para valor realizável	(391.203)	(97.801)	(35.208)	(133.009)	(391.203)	(97.801)	(35.208)	(133.009)
Total	-	-	-	-	-	-	-	-

A ELETRONUCLEAR não apresenta perspectiva consistente de lucro tributável futuro e, desta forma, os débitos e créditos tributários diferidos de diferenças temporárias não são registrados nas demonstrações financeiras, os quais somam o valor de R\$ 2.651.986 em 31 de março de 2025 (R\$ 2.620.912 em 31 de dezembro de 2024).

O Prejuízo Fiscal IRPJ e a Base Negativa CSLL somam, respectivamente, os valores de R\$ 68.328 e 252.024 em 31 de março de 2025 (R\$ 146.309 e 329.951 em 31 de dezembro de 2024).

Os cálculos da taxa efetiva de imposto de renda e contribuição social encontram-se detalhados na nota 10.3 a seguir.

**Notas explicativas às demonstrações financeiras intermediárias condensadas do período
findo em 31 de março de 2025
(Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma)**

10.3. Despesa com imposto de renda e contribuição social

	Imposto de Renda		Contribuição Social	
	31/03/2025	31/03/2024	31/03/2025	31/03/2024
Resultado operacional antes dos tributos	154.318	252.899	154.318	252.899
Total do IRPJ e CSLL calculado às alíquotas de 25% e 9%, respectivamente	(38.574)	(63.219)	(13.889)	(22.761)
Efeitos de adições e exclusões:				
Ajuste a valor presente - obrigação p/desmobilização	(4.184)	(15.756)	(1.506)	(5.672)
Despesa com juros - IFRS 16	(188)	(278)	(68)	(100)
Ajustes nas depreciações pelos CPCs	(2.966)	(6.106)	(1.068)	(2.198)
Dotação à Fundação de Assist.Médica - permanente	(2.023)	(2.528)	(728)	(910)
Provisão atuarial benefício pós-emprego	(1.397)	(3.452)	(503)	(1.242)
Provisões diversas	-	(69)	-	(8)
Provisão para Devedores Duvidosos	(10.275)	(91)	(3.699)	(33)
Reversão provisão plano incentivo - PSPE/PAE/PDC	3.701	-	1.332	-
Provisão para risco	5.380	(1.185)	1.937	(426)
Provisão para PLR dos empregados	-	-	-	-
Multas Indedutíveis	(3)	-	(1)	-
Gastos com Associações	(922)	(656)	(332)	(236)
Contribuições - Lei Rouanet	-	-	-	-
Provisão ressarc exced s/ Fundo Descom.	(15.453)	-	(5.563)	-
Outras	(72)	-	(9)	-
Reversão de provisão para devedores duvidosos	123	12	44	4
Reversão PLR	-	-	-	-
Pgto Arr. Mercantil Aluguel e Transp. Contratados	1.875	1.759	675	633
D. Fin. Enc. Dividas	-	431	-	155
Provisão para perdas Est.	-	-	-	-
Reversão Impairment	-	(18.910)	-	(6.808)
Ganho de Participação Societária	-	1	-	-
Outras Receitas Financeiras - Repetição de Indébito	-	-	-	-
Compensação de prejuízo fiscal	19.495	31.981	7.013	11.508
Compensação Lei rouanet	-	-	-	-
Compensação PAT	1.092	-	-	-
Compensação Excesso de Licença Paternidade e Maternidade	83	-	-	-
Total da despesa de IRPJ e CSLL	(44.308)	(74.617)	(16.365)	(26.852)
Alíquota efetiva	28,71%	29,50%	10,60%	10,62%

Pela legislação tributária em vigor, o prejuízo fiscal e a base negativa da contribuição social sobre o lucro líquido - CSLL são compensáveis com lucros tributáveis futuros, até o limite de 30% do resultado tributável do exercício, sem prazo de prescrição.

NOTA 11. ESTOQUE DE COMBUSTÍVEL NUCLEAR

O combustível nuclear utilizado nas Usinas Nucleares Angra 1 e Angra 2 é constituído de elementos fabricados com componentes metálicos e pastilhas de urânio em seu interior.

Na sua etapa inicial de formação, são adquiridos o minério de urânio e os serviços necessários à sua fabricação, classificados contabilmente no ativo não circulante, nas contas de estoque de concentrado de urânio e serviço em curso - combustível nuclear, respectivamente. Depois de concluído o processo de fabricação, tem-se o elemento de combustível nuclear pronto, cujo valor é classificado em dois grupos contábeis: no ativo circulante, é registrada a parcela relativa à previsão do consumo para os próximos 12 meses e, no não circulante, a parcela restante.

A amortização do combustível nuclear ocorre pela perda do potencial de energia térmica dos elementos, que proporciona a geração de energia elétrica. A amortização não é linear, não havendo geração de energia, não há amortização.

**Notas explicativas às demonstrações financeiras intermediárias condensadas do período
findo em 31 de março de 2025
(Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma)**

A quantidade de Elementos Combustíveis (ECs) e o grau de enriquecimento de cada lote inseridos no núcleo do reator são especificados durante a elaboração do projeto neutrônico para a encomenda. Cada lote de ECs adquirido tem associado a si uma expectativa de queima média ao longo de sua vida útil ou "Queima de Descarga". Este valor, definido na etapa de projeto do núcleo, pode ser reavaliado a cada ciclo operacional e está relacionado à quantidade de energia térmica disponível para ser gerada pelos ECs daquele lote durante o processo de irradiação dentro do reator. Também associado ao lote existe o chamado "Valor Amortizável" que consiste no somatório de todos os custos relacionados à aquisição do combustível nuclear, incluídos aí os gastos diretos, tributos e possíveis créditos fiscais envolvidos. Todos os custos associados ao processo de fabricação são apropriados ao lote através de coletores de custos (ordem interna) e sua ativação ocorre na ocasião da 1ª criticalidade do ciclo para o qual ele foi encomendado, configurando o seu "Saldo a Amortizar". A razão entre o saldo a amortizar e a energia disponível a ser gerada pelo elemento é a chamada "Taxa de Amortização". O produto entre esta taxa e a energia gerada ao longo de um mês resulta na "Cota de Amortização Mensal", que deve ser abatida do saldo a amortizar do elemento combustível. Desta forma, à medida que o EC vai gerando energia, o seu "Saldo a Amortizar" vai sendo reduzido, de maneira que, ao término de sua vida útil, seu saldo seja nulo.

O quadro abaixo apresenta a movimentação do estoque de combustível nuclear destinado à operação da Usina Angra 1 e Usina Angra 2:

Angra 1	31/12/2024	Consumo	Adição	Transferência	Crédito Fiscal	31/03/2025
Ativo circulante						
Elementos Prontos	439.466	(69.830)	-	69.830	-	439.466
	439.466	(69.830)	-	69.830	-	439.466
Ativo não circulante						
Elementos Prontos Bruto	1.984.352	-	-	-	-	1.984.352
Consumo Acumulado	(1.873.292)	-	-	(69.830)	-	(1.943.122)
Provisão para perda	-	-	-	-	-	-
Elementos Prontos Bruto	111.060	-	-	(69.830)	-	41.230
Concentrado de urânio	370.202	-	-	-	(13.935)	356.267
Serviços em curso	308.206	-	45.368	-	(42.049)	311.525
	789.468	-	45.368	(69.830)	(55.984)	709.022
Total	1.228.934	(69.830)	45.368	-	(55.984)	1.148.488

Angra 2	31/12/2024	Consumo	Adição	Transferência	Crédito Fiscal	31/03/2025
Ativo circulante						
Elementos Prontos	682.791	(149.648)	-	71.430	-	604.573
	682.791	(149.648)	-	71.430	-	604.573
Ativo não circulante						
Elementos Prontos Bruto	4.571.230	-	-	78.218	-	4.649.448
Consumo Acumulado	(3.814.407)	-	-	(149.648)	-	(3.964.055)
Provisão para perda	(3.756)	-	-	-	-	(3.756)
Elementos Prontos	753.067	-	-	(71.430)	-	681.637
Concentrado de urânio	287.205	-	-	-	-	287.205
Serviços em curso	60.054	-	50.669	-	-	110.723
Elemento remanescente	48.533	-	-	-	-	48.533
	1.148.859	-	50.669	(71.430)	-	1.128.098
Total	1.831.650	(149.648)	50.669	-	-	1.732.671

**Notas explicativas às demonstrações financeiras intermediárias condensadas do período
findo em 31 de março de 2025
(Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma)**

NOTA 12. ALMOXARIFADO

Em 31 de março de 2025, o saldo do almoxarifado é composto por materiais utilizados para consumo das Usinas, no montante de R\$ 328.989 (R\$ 316.713 em 31 de dezembro de 2024) no circulante, assim como, os adiantamentos efetuados a fornecedores para a aquisição dos correspondentes materiais, no montante de R\$ 28.581 (R\$ 28.581 em 31 de dezembro de 2024), totalizando R\$ 345.294 (R\$ 345.294 em 31 de dezembro de 2024).

NOTA 13. DEPÓSITOS VINCULADOS

Os saldos atuais dessa rubrica podem ser conciliados com os respectivos itens do balanço patrimonial, como demonstrado a seguir:

a) Composição

	31/03/2025	31/12/2024
Depósitos judiciais		
Contingências trabalhistas	64.160	62.292
Contingências cíveis	29	47
Contingências tributárias	849	849
Total	65.038	63.188

b) Movimentação

	31/12/2024	31/03/2025		
		Baixa	Inclusão	Saldo
Depósitos judiciais	31.538	(1.933)	3.631	33.236
Atualização monetária s/depósitos judiciais	31.650		152	31.802
Total	63.188	(1.933)	3.783	65.038

NOTA 14. OUTROS ATIVOS

Os saldos atuais dessa rubrica podem ser conciliados com os respectivos itens do balanço patrimonial, como demonstrado a seguir:

**Notas explicativas às demonstrações financeiras intermediárias condensadas do período
findo em 31 de março de 2025
(Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma)**

	31/03/2025	31/12/2024
Ciculante		
Prêmios de seguros	18.778	23.969
Tx de ocupação e Encargos - Eletrobras (Furnas) (a)	1.617	1.617
Adiantamentos a fornecedores	188	172
INEPAR - multa contratual	4.141	4.141
Desativações em curso	(5.464)	(5.560)
Acordo INB (a) (b)	25.408	165.089
Devedores diversos	95.555	81.832
Perdas Estimadas Créd Liq Duv	(66.272)	(25.663)
	<u>73.951</u>	<u>245.597</u>
Não Circulante		
Tx de ocupação/IPTU - Eletrobras (Furnas) (a)	1.289	1.289
EBSE - multa contratual	231	241
	<u>1.520</u>	<u>1.530</u>
Total	<u><u>75.471</u></u>	<u><u>247.127</u></u>

a) Os saldos relativos às empresas Eletrobras, Furnas e INB referem-se a transações com partes relacionadas (nota 35.2).

b) Créditos decorrentes de aditivos contratuais, motivados principalmente pela redução da carga tributária nos contratos de fornecimento de combustível nuclear (redução de ICMS), os quais serão compensados com futuros eventos de cobrança da INB.

NOTA 15. IMOBILIZADO

A Companhia detém e opera duas usinas nucleares, Angra 1 e Angra 2, e está construindo uma terceira, Angra 3. Os itens do ativo imobilizado se referem a bens e instalações utilizados na produção e são vinculados ao serviço público de energia elétrica, não podendo ser retirados, alienados, cedidos ou dados em garantia hipotecária, sem a prévia e expressa autorização do Órgão Regulador Aneel, segundo a legislação federal vigente.

Atualmente, exceto pelo disposto no Inciso I, do artigo 10º, da Lei nº 14.120/2021, de 01 março de 2021, a qual atribui competência ao Conselho Nacional de Política Energética (CNPE) para aprovar a outorga de autorização para a exploração da Usina Termelétrica Nuclear Angra 3, normativo este que faz parte do conjunto de medidas em curso para a viabilização do empreendimento Angra 3, para as usinas nucleares em operação, Angra 1 e 2, não há ato/normativo do poder concedente em instrumento de outorga.

Para as Usinas Nucleares Angra 1 e 2, há autorização para operação comercial concedida pelo MME à ELETRONUCLEAR, a qual explora em nome da União, atividades nucleares para fins de geração de energia elétrica. Além disso, a Comissão Nacional de Energia Nuclear (CNEN), órgão regulador das atividades nucleares do país, emite as autorizações para operação das usinas por um período de 40 anos, contados a partir do início da operação comercial e, com base na Reavaliação Periódica de Segurança (RPS), renovável por períodos de dez anos, as autorizações necessárias, podendo compreender períodos maiores. Anos antes do vencimento, cada usina pode solicitar uma prorrogação de sua autorização à CNEN. Para obter a prorrogação, a CNEN pode

**Notas explicativas às demonstrações financeiras intermediárias condensadas do período
findo em 31 de março de 2025
(Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma)**

solicitar uma avaliação das condições operacionais da usina e, eventualmente a substituição de certos equipamentos.

O planejamento de extensão da vida de operação de Angra 1, tanto para a renovação das licenças de operação quanto da avaliação dos ativos atuais e os projetos de extensão, seguem rigorosos protocolos nacionais e internacionais de segurança. Dentro da regulamentação nacional, o Programa "Long Term Operation (LTO) ANGRA 1" segue em linha à regulamentação e as normas técnicas estabelecidas pela CNEN. Dentro dos parâmetros e protocolos internacionais, a ELETRONUCLEAR desenvolveu o licenciamento do LTO principalmente com base no documento 10 CFR 54 *Requirements for Renewal of Operating Licences for Nuclear Power Plants*, emitido pela *Nuclear Regulatory Commission* ("US NRC"), agência regulatória dos Estados Unidos da América.

Em continuidade ao processo de licenciamento, estão em andamento programas e processos associados ao gerenciamento do envelhecimento dos sistemas, estruturas e componentes de Angra 1.

Em outubro de 2019, a ELETRONUCLEAR formalizou junto a CNEN a solicitação de renovação da licença de Angra 1 (SRL) por mais 20 anos e, em dezembro de 2019, o órgão emitiu a Resolução nº 258 fornecendo nova Autorização para Operação Permanente (AOP) pelo prazo de 5 anos até 23 dezembro de 2024.

Após a avaliação pela CNEN do Projeto de Extensão de Vida de Angra 1 e da 3ª Reavaliação Periódica de Segurança de Angra 1, a CNEN emitiu em 21 de novembro de 2024, a Resolução nº 331 com a Autorização para Operação a Longo Prazo (AOLP), por mais 20 anos, que foi publicada no DOU em 25 de novembro de 2024. Nesta Resolução 331, a CNEN emitiu 15 Condicionantes que devem ser atendidas pela ELETRONUCLEAR. Está em andamento um Plano de Implementação Integrado de Melhorias de Segurança para atender as melhorias de segurança e as Condicionantes da CNEN.

Também estão sendo desenvolvidos os projetos de modernização e atualização da infraestrutura atual necessários à extensão do prazo de vida de operação. Para o atendimento destes projetos associados à renovação da licença e para a realização e implantação dos projetos, foram contratados fornecedores com conhecimento e experiência no setor, referente aos investimentos a serem realizados.

Em 26 de dezembro de 2024 a ELETRONUCLEAR recebeu do Ibama a Licença de operação nº 1217/2014 - 1ª Renovação, com validade de 10 ANOS, a partir de 20 de dezembro de 2024, para Angra 1 e toda a CNAAA. Para a usina Angra 2, a atual autorização para Operação Permanente de Angra 2, emitida pela CNEN, expira em junho de 2041.

Adiantamentos Fornecedores em Angra 3:

A Companhia realizou adiantamentos aos principais fornecedores (nacionais e exterior) do projeto Angra 3 com base nos contratos vigentes desde 2010, onde possui saldo de adiantamentos a compensar no valor de R\$ 652,2 milhões. Dentre os fornecedores, o de maior relevância com saldos de adiantamento a compensar é a Framatome com valor de R\$ 322,5 milhões (custo histórico).

**Notas explicativas às demonstrações financeiras intermediárias condensadas do período
findo em 31 de março de 2025
(Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma)**

A seguir demonstramos a movimentação do imobilizado:

	Saldo em 31/12/2024	Adição / Constituição	Baixas / Reversões	Depreciação	Transferências	Saldo em 31/03/2025
Imobilizado em serviço - Angra 1 e Angra 2						
Terrenos	34.380	-	-	-	-	34.380
Barragens, reservatórios e adutoras	408	-	-	(12)	-	396
Edificações, obras civis e benfeitorias	430.099	-	-	(9.442)	-	420.657
Edificações, obras civis e benfeitorias - Direito de Uso	10.591	-	-	(1.281)	-	9.310
Máquinas e equipamentos	1.265.243	-	(178)	(56.004)	4.690	1.213.751
Veículos	15.208	-	-	(890)	-	14.318
Veículos - Direito de Uso	15.066	4.812	-	(5.423)	-	14.455
Móveis e Utensílios	5.307	-	-	(218)	34	5.123
	1.776.302	4.812	(178)	(73.270)	4.724	1.712.390
Imobilizado em curso - Angra 1 e Angra 2						
Barragens, reservatórios e adutoras	24.828	129	-	-	-	24.957
Edificações, obras civis e benfeitorias	83.064	1.795	-	-	-	84.859
Máquinas e equipamentos	1.278.499	142.036	-	-	(4.690)	1.415.845
Veículos	944	-	-	-	-	944
Móveis e Utensílios	2.151	7	-	-	(34)	2.124
A Ratear	202.855	10.006	-	-	-	212.861
Transf./Fab e Rep/Mat em Processo	7.325	-	-	-	-	7.325
Adiantamento a Fornecedores	320.548	-	(15.507)	-	-	305.041
	1.920.214	153.973	(15.507)	-	(4.724)	2.053.956
Imobilizado em curso - Angra 3						
Terrenos	56.433	-	-	-	-	56.433
Barragens, reservatórios e adutoras	649.881	2.923	-	-	-	652.804
Edificações, obras civis e benfeitorias	2.160.330	6.923	-	-	-	2.167.253
Máquinas e equipamentos	5.225.627	6.571	(31)	-	-	5.232.167
Veículos	9.490	-	(515)	-	-	8.975
Móveis e Utensílios	464	-	(3)	-	-	461
A Ratear	7.179.622	20.410	-	-	-	7.200.032
Transf./Fab e Rep/Mat em Processo	2.861	-	-	-	-	2.861
Adiantamento a Fornecedores	672.372	-	(20.134)	-	-	652.238
Provisão para valor recuperável dos ativos (Impairment)	(4.377.563)	-	-	-	-	(4.377.563)
	11.579.517	36.827	(20.683)	-	-	11.595.661
Total	15.276.033	195.612	(36.368)	(73.270)	-	15.362.007

	Saldo em 31/12/2023	Reclassificação	Adição / Constituição	Baixas / Reversões	Depreciação	Transferências	Saldo em 31/12/2024
Imobilizado em serviço - Angra 1 e Angra 2							
Terrenos	34.380	-	-	-	-	-	34.380
Barragens, reservatórios e adutoras	999	-	-	-	(591)	-	408
Edificações, obras civis e benfeitorias	499.403	-	-	(11.203)	(58.101)	-	430.099
Edificações, obras civis e benfeitorias - Direito de Uso	15.717	-	-	-	(5.126)	-	10.591
Máquinas e equipamentos (a)	1.629.128	-	-	(253.365)	(136.832)	26.312	1.265.243
Veículos	21.729	-	-	(3.734)	(4.054)	1.267	15.208
Veículos - Direito de Uso	35.154	-	-	-	(20.088)	-	15.066
Móveis e Utensílios	5.494	-	-	(37)	(879)	729	5.307
	2.242.004	-	-	(268.339)	(225.671)	28.308	1.776.302
Imobilizado em curso - Angra 1 e Angra 2							
Terrenos	-	-	-	-	-	-	-
Barragens, reservatórios e adutoras	28.264	-	(3.436)	-	-	-	24.828
Edificações, obras civis e benfeitorias	56.311	-	26.753	-	-	-	83.064
Máquinas e equipamentos	525.759	-	779.398	-	-	(26.658)	1.278.499
Veículos	439	-	1.616	-	-	(1.111)	944
Móveis e Utensílios	2.277	-	413	-	-	(539)	2.151
A Ratear (b)	567.477	(399.023)	34.401	-	-	-	202.855
Transf./Fab e Rep/Mat em Processo	5.221	-	2.104	-	-	-	7.325
Adiantamento a Fornecedores	179.718	-	140.830	-	-	-	320.548
	1.365.466	(399.023)	982.079	-	-	(28.308)	1.920.214
Imobilizado em curso - Angra 3							
Terrenos	56.433	-	-	-	-	-	56.433
Barragens, reservatórios e adutoras	620.661	-	29.220	-	-	-	649.881
Edificações, obras civis e benfeitorias	2.105.464	-	54.866	-	-	-	2.160.330
Máquinas e equipamentos	4.973.933	-	253.959	(113)	-	(2.152)	5.225.627
Veículos	2.676	-	6.172	(1.490)	-	2.132	9.490
Móveis e Utensílios	480	-	-	(35)	(1)	20	464
A Ratear	7.196.165	-	117.769	(134.312)	-	-	7.179.622
Transf./Fab e Rep/Mat em Processo	2.860	-	1	-	-	-	2.861
Adiantamento a Fornecedores	665.807	-	6.565	-	-	-	672.372
Provisão para valor recuperável dos ativos (Impairment)	(4.508.764)	-	131.201	-	-	-	(4.377.563)
	11.115.715	-	599.753	(135.950)	(1)	-	11.579.517
Total	14.723.185	(399.023)	1.581.832	(404.289)	(225.672)	-	15.276.033

- a) A baixa de máquinas e equipamentos no montante de R\$ 253.365 teve como principal movimentação o ajuste do descomissionamento no valor de R\$ 224.325.
- b) Foram reclassificados para o intangível o montante no valor de R\$ 399.023.

**Notas explicativas às demonstrações financeiras intermediárias condensadas do período
findo em 31 de março de 2025
(Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma)**

Taxa média de depreciação e custo histórico:

	31/03/2025				31/12/2024			
	Taxa média de depreciação a.a.	Custo Histórico	Depreciação Acumulada	Valor Líquido	Taxa média de depreciação a.a.	Custo Histórico	Depreciação Acumulada	Valor Líquido
Imobilizado em serviço								
Terrenos	0,00%	34.380	-	34.380	0,00%	34.380	-	34.380
Barragens, reservatórios e adutoras	2,49%	5.716	(5.320)	396	6,49%	5.716	(5.308)	408
Edificações, obras civis e benfeitorias	2,67%	1.637.898	(1.217.241)	420.657	4,08%	1.637.898	(1.207.799)	430.099
Máquinas e equipamentos	3,01%	8.043.753	(6.830.002)	1.213.751	0,07%	8.040.120	(6.774.877)	1.265.243
Veículos	14,30%	36.729	(22.411)	14.318	14,36%	36.729	(21.521)	15.208
Móveis e Utensílios	6,30%	22.606	(17.483)	5.123	6,25%	22.572	(17.265)	5.307
		<u>9.781.082</u>	<u>(8.092.457)</u>	<u>1.688.625</u>		<u>9.777.415</u>	<u>(8.026.770)</u>	<u>1.750.645</u>
Imobilizado em curso		<u>13.649.617</u>	<u>-</u>	<u>13.649.617</u>		<u>13.499.731</u>	<u>-</u>	<u>13.499.731</u>
		13.649.617	-	13.649.617		13.499.731	-	13.499.731
Direito de Uso								
Imobilizado em serviço								
Edificações, obras civis e benfeitorias	20,80%	24.645	(15.335)	9.310	20,80%	24.645	(14.054)	10.591
Veículos	34,26%	65.077	(50.622)	14.455	33,33%	60.265	(45.199)	15.066
		<u>89.722</u>	<u>(65.957)</u>	<u>23.765</u>		<u>84.910</u>	<u>(59.253)</u>	<u>25.657</u>
Total		<u>23.520.421</u>	<u>(8.158.414)</u>	<u>15.362.007</u>		<u>23.362.056</u>	<u>(8.086.023)</u>	<u>15.276.033</u>

	31/12/2024				31/12/2023			
	Taxa média de depreciação a.a.	Custo Histórico	Depreciação Acumulada	Valor Líquido	Taxa média de depreciação a.a.	Custo Histórico	Depreciação Acumulada	Valor Líquido
Imobilizado em serviço								
Terrenos	0,00%	34.380	-	34.380	0,00%	34.380	-	34.380
Barragens, reservatórios e adutoras	6,49%	5.716	(5.308)	408	7,27%	5.716	(4.717)	999
Edificações, obras civis e benfeitorias	4,08%	1.637.898	(1.207.799)	430.099	3,15%	1.650.082	(1.150.679)	499.403
Máquinas e equipamentos	1,89%	8.040.120	(6.774.877)	1.265.243	3,92%	8.411.002	(6.781.874)	1.629.128
Veículos	14,36%	36.729	(21.521)	15.208	14,29%	41.165	(19.436)	21.729
Móveis e Utensílios	6,25%	22.572	(17.265)	5.307	6,25%	22.075	(16.581)	5.494
		<u>9.777.415</u>	<u>(8.026.770)</u>	<u>1.750.645</u>		<u>10.164.420</u>	<u>(7.973.287)</u>	<u>2.191.133</u>
Imobilizado em curso		<u>13.499.731</u>	<u>-</u>	<u>13.499.731</u>		<u>12.481.181</u>	<u>-</u>	<u>12.481.181</u>
		13.499.731	-	13.499.731		12.481.181	-	12.481.181
Direito de Uso								
Imobilizado em serviço								
Edificações, obras civis e benfeitorias	20,80%	24.645	(14.054)	10.591	21,46%	24.645	(8.928)	15.717
Veículos	33,33%	60.265	(45.199)	15.066	32,85%	60.265	(25.111)	35.154
		<u>84.910</u>	<u>(59.253)</u>	<u>25.657</u>		<u>84.910</u>	<u>(34.039)</u>	<u>50.871</u>
Total		<u>23.362.056</u>	<u>(8.086.023)</u>	<u>15.276.033</u>		<u>22.730.511</u>	<u>(8.007.326)</u>	<u>14.723.185</u>

Cabe mencionar que informações sobre o *impairment* estão apresentadas na nota 17.

NOTA 16. INTANGÍVEL

O ativo intangível da Companhia compõe-se, basicamente: da licença de operação de Angra 1, da aquisição de licença de uso do software do seu sistema corporativo central, denominado SAP R/3, e de outros softwares aplicativos de uso específico e geral, de valores substanciais, estando os mesmos registrados pelo custo de aquisição.

Os intangíveis em serviço são amortizados a taxa anual de 20%, exceto a licença de operação de Angra 1 que é amortizada a taxa anual de 5%.

**Notas explicativas às demonstrações financeiras intermediárias condensadas do período
findo em 31 de março de 2025
(Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma)**

	Saldo em 31/12/2024	Adições	Baixas	Transferências	Saldo em 31/03/2025
Geração	628.350	30.021	-	-	658.371
Em serviço	572.041	(7.150)	-	-	564.891
Custo	652.996	-	-	-	652.996
Amortização acumulada	(80.955)	(7.150)	-	-	(88.105)
Em curso	56.309	37.171	-	-	93.480
Custo	56.309	37.171	-	-	93.480
Administração	43.812	521	-	-	44.333
Em serviço	-	-	-	-	-
Custo	67.094	-	-	-	67.094
Amortização acumulada	(67.094)	-	-	-	(67.094)
Em curso	43.812	521	-	-	44.333
Custo	43.812	521	-	-	44.333
Total	672.162	30.542	-	-	702.704

Licença de autorização para operação da Usina Angra 1

O processo de obtenção da extensão da vida útil de Angra 1 iniciou em 2019, quando foi oficialmente solicitada a renovação da licença junto à Comissão Nacional de Energia Nuclear (CNEN). Desde então, a Companhia criou um grupo de trabalho exclusivo para cumprir todas as exigências do órgão regulador.

A extensão da vida útil de Angra 1, que foi formalizada pela CNEN prorrogando a vigência da Autorização de Operação Permanente (AOP) é um dos projetos mais importantes em curso na ELETRONUCLEAR. O projeto assegurou a continuidade da operação da usina após a expiração da licença atual, em dezembro de 2024, mantendo por mais 20 anos à disposição do sistema elétrico brasileiro uma capacidade de geração de 640 MW. Para garantir essa ampliação da operação da usina, a ELETRONUCLEAR desenvolveu o Programa de Extensão da Vida Útil de Angra 1 - *Long Term Operation* (LTO).

O Projeto LTO é fruto da decisão estratégica da ELETRONUCLEAR de implementar o projeto Extensão de Vida Útil de Angra 1 (LTO) aprovado em fevereiro de 2018, por meio da Circular Geral - CGE 022/18, que posteriormente originou a criação da estrutura formal do Núcleo Técnico LTO em setembro de 2018 (CGE 059/2018) baseada na experiência internacional de ter uma equipe dedicada, essencial para o sucesso do projeto, visando cumprir prazos e compromissos estabelecidos pelo órgão regulador CNEN e pela *International Atomic Energy Agency* (IAEA).

Seguindo o padrão adotado pelo setor nuclear norte-americano, a usina Angra 1, que iniciou sua operação em 1985, obteve inicialmente uma licença de 40 anos, que expirava em 2024. Graças ao avanço tecnológico, que permitiu uma sobrevida dos empreendimentos sem riscos para a segurança, as extensões de vida útil de Reatores Nucleares vêm ocorrendo no mundo todo.

Ao longo dos últimos anos, foram desenvolvidas várias iniciativas para a operacionalização de um Programa de Gerenciamento do Envelhecimento (PGE) em Angra 1 com avanços significativos na formulação de processos e desenvolvimento da infraestrutura requerida para sua implementação, compatíveis com a operação da planta por longo prazo. O desenvolvimento destes estudos e projetos foi consolidado e formalizado pela Diretoria Executiva com a criação do Programa de Extensão da Vida Útil (LTO) da Usina de Angra 1. Considerando a sua

**Notas explicativas às demonstrações financeiras intermediárias condensadas do período
findo em 31 de março de 2025
(Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma)**

transversalidade, foi necessária a utilização da abordagem de gerenciamento de projetos complexos, estabelecendo uma estrutura organizacional específica para o programa com uma equipe dedicada à sua implementação. A ELETRONUCLEAR contratou a *Westinghouse*, projetista original de Angra 1, para desenvolver a Avaliação Integrada da Planta (IPA) e as Avaliações de Envelhecimento Dependentes de Tempo (TLAAs), que se constituem na espinha dorsal do processo de renovação de licença de usinas nucleares segundo a normativa da US NRC.

Considerando que a equipe técnica da ETN não possuía experiência na sistemática e da documentação regulatória da regra americana de solicitação de renovação de licença necessitando de reforço, bem como a ausência de requisitos específicos por parte do órgão regulador Brasileiro até 2018, foram efetuados diversos estudos da documentação regulatória Americana e do grande volume de material produzido pela empresa detentora da tecnologia da planta (*Westinghouse*). A equipe formada para compor o Programa LTO de Angra 1 assumiu uma série de responsabilidades no processo de elaboração e implementação dos Programas de Gerenciamento do Envelhecimento de Angra 1 e preparação da Solicitação de Renovação da Licença de Angra 1 e Reavaliação Periódica de Segurança (RPS).

O Projeto da RPS de Angra 1 envolveu mais de 85 profissionais e uma Consultoria internacional. Tudo isto para concluir a entrega e acompanhamento junto a CNEN dos estudos e documentos obrigatórios e atendimento rigoroso aos prazos para a obtenção da extensão da Autorização da Operação Permanente (AOP) por mais 20 anos.

Ao todo, foram produzidos 14 Relatórios dos Fatores de Segurança e o Relatório da Avaliação Global, os quais foram submetidos e aprovados em Comissão de Revisão de Operação da Usina (CROU), Comitê de Análise de Operação Nuclear (CAON) e Comitê Executivo do Programa LTO/RPS. Conforme acordado com a CNEN foram encaminhados os 14 Relatórios dos Fatores de Segurança e o Relatório da Avaliação Global da RPS Angra 1.

A Avaliação Global envolveu a formulação de argumentos que denotam a convicção de que é seguro continuar a operar a Usina Angra 1 e reforçar ainda mais a segurança através da implementação das melhorias de segurança. Nenhuma preocupação imediata de segurança foi identificada, que poderia impedir a operação segura da Usina.

Desse modo, a ELETRONUCLEAR obteve a renovação da licença de operação da usina Angra 1 por mais 20 anos, até dezembro de 2044. A autorização da Comissão Nacional de Energia Nuclear (CNEN) foi recebida pela companhia por meio da Resolução nº 331 de 21 de novembro de 2024 e publicado no Diário Oficial da União (DOU) em 25 de novembro de 2024, em que concedeu a Autorização para Operação a Longo Prazo de Angra 1 (AOLP), prorrogando a atual AOP por mais 20 anos, contados a partir de 23 de dezembro de 2024. Portanto, a AOLP concedeu a Angra 1 a licença para operar até 23 de dezembro de 2044.

Ressalta-se que, ao conceder a renovação da licença de operação, a CNEN observou o retrato da Usina naquele momento, novembro de 2024, considerando todas as melhorias, *upgrades* e aperfeiçoamento de processos desenvolvidos ao longo de sua vida útil original, bem como os compromissos assumidos no âmbito do Programa LTO, os quais continuarão em processo até 2030, conforme previsto. Nesse sentido, para o próximo quinquênio (2025-2029), foi estabelecido um cronograma de implementação de projetos associados à operação de longo prazo de Angra 1. Estão incluídas as negociações e contratações de bens e serviços e o desenvolvimento dos projetos e sua instalação e comissionamento, o que ocorrerá durante as paradas programadas para reabastecimento de combustível.

Neste sentido, e identificado todos os elementos de constituição de um ativo intangível, conforme preceitos e em observância aos critérios contidos no CPC 04 (R1) Ativo Intangível, a Companhia entendeu que a melhor

**Notas explicativas às demonstrações financeiras intermediárias condensadas do período
findo em 31 de março de 2025
(Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma)**

classificação para os benefícios econômicos a serem usufruídos no período adicional, mediante a obtenção de licença de autorização para operação da Usina Angra 1 por mais 20 anos, referente aos gastos associados a obtenção desta licença, não seria como um componente de um custo associado as futuras intervenções à planta, com as devidas implementações dos projetos de modificações dos ativos imobilizados que serão adquiridos e substituídos, mas sim, ao ativo intangível associado a própria licença de autorização para operação da Usina Angra 1 concedida pelo órgão regulador, tendo em vista que na sua essência, são indissolúveis ao processo de aprovação junto ao ente regulador.

NOTA 17. VALOR RECUPERÁVEL DOS ATIVOS DE LONGO PRAZO

A Companhia estima o valor recuperável de seus ativos imobilizados e intangíveis com base em valor em uso, tendo em vista não haver mercado ativo para a infraestrutura. O valor em uso é avaliado com base no valor presente do fluxo de caixa futuro estimado.

As premissas utilizadas consideram a melhor estimativa da Administração da Companhia sobre as tendências futuras do setor elétrico e são baseadas tanto em fontes externas de informações como dados históricos das unidades geradoras de caixa.

A administração da ELETRONUCLEAR tem razoável segurança que a nova tarifa de Angra 3, elaborada no âmbito da modelagem pelo BNDES, e pendente de aprovação pelo CNPE, tem como pilar a questão da viabilidade econômico-financeira do Projeto, conforme estabelecido na Lei 14.120/2021 e pela Resolução CNPE nº 23, de 20 de outubro de 2021. Esses normativos estabelecem as diretrizes para o cálculo do preço da energia de Angra 3, resultante dos estudos do BNDES. A formalização da tarifa, que é uma premissa extremamente sensível na aplicação do teste de recuperabilidade do ativo, ainda não está aprovada pelo CNPE. Já foram marcadas duas reuniões para análise do tema durante os meses de dezembro de 2024 e fevereiro de 2025, mas o assunto foi retirado de pauta para maiores análises.

Desta forma, em 31 de dezembro de 2024 a Companhia efetuou uma análise de recuperabilidade de sua segunda Unidade Geradora de Caixa - UGC 2 (Angra 3) para avaliar os possíveis resultados da tarifa proposta no Relatório elaborado pelo BNDES e enviado para análise do TCU. Neste caso, com base nos resultados obtidos, não foi identificada a necessidade de registros de *impairment* adicional. Com relação à sua primeira Unidade Geradora de Caixa - UGC 1 (Angra 1 e 2) não foi identificada necessidade de realizar a análise de recuperabilidade da mesma.

Na análise de sensibilidade realizada na UGC 2 foram consideradas as principais premissas definidas a seguir:

- a) Crescimento orgânico compatível com os dados históricos e reajustes tarifários contratuais de inflação.
- b) Taxa de desconto.

Para a Usina Angra 3, em função das características peculiares de financiamento, a taxa de desconto foi calculada considerando a estrutura de capital específica do projeto, o que resultou na taxa de desconto para a base dezembro de 2024 de 6,00% (6,65% em dezembro de 2023). Nesses cálculos foram utilizados parâmetros do Produto 27 – Novo Relatório de Modelagem – Financiamento e Preço de Energia, material emitido pelo BNDES em setembro de 2024 para retomada do empreendimento de Angra 3, por meio do qual estão disponibilizados a tarifa, Capex e Início de Operação Comercial do empreendimento de Angra 3 conforme parâmetros definidos pelo Conselho Nacional de Política Energética (CNPE) por meio da Resolução nº 23.

**Notas explicativas às demonstrações financeiras intermediárias condensadas do período
findo em 31 de março de 2025
(Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma)**

c) Data de Entrada em Operação.

A data para entrada em operação da usina utilizada no exercício de sensibilidade foi estimada para agosto de 2031, conforme Produto 27 – Novo Relatório de Modelagem – Financiamento e Preço de Energia emitido pelo BNDES em setembro de 2024.

d) Orçamento Total do Projeto

O orçamento direto utilizado no presente exercício de sensibilidade foi estimado com base no Produto 27 – Novo Relatório de Modelagem – Financiamento e Preço de Energia emitido pelo BNDES em setembro de 2024, que atualizou o Capex do empreendimento.

e) Sinergia

As Usinas Angra 2 e Angra 3 são oriundas de projetos similares e, por isso, tem sido utilizado o parâmetro de custos de Angra 2 em Angra 3. Ocorre que existirá um ganho de custo/produtividade na entrada de Angra 3 por não haver necessidade de duplicar todas as atividades geradoras de custo, pois áreas comuns atenderão as duas usinas.

A Lei nº 14.120/21 estabeleceu as condições gerais para estruturação do empreendimento Angra 3, garantindo ao projeto uma tarifa que assegure a sua viabilidade econômico-financeira, sendo este um marco relevante para conclusão do projeto. Ademais, a Resolução do CNPE 23/21 definiu parâmetros para cálculo da tarifa de equilíbrio pelo BNDES, dentre os quais a data base, 30 de junho de 2020, e o custo de capital próprio real de 8,88% ao ano para remuneração do capital investido.

Após a entrega pelo BNDES de estudo atualizado com a nova tarifa para o projeto em setembro 2024, houve a 43ª e 44ª Reunião Ordinária do Conselho Nacional de Política Energética (CNPE), em Dezembro 2024 e Fevereiro 2025 respectivamente, onde embora o Ministério de Minas e Energia (MME), que preside o Conselho, tenha orientado pela aprovação dos itens, houve um pedido de vista coletivo, adiando-se a tomada da decisão sobre a retomada do projeto para a próxima reunião extraordinária de 2025, ainda sem data definida.

Para a realização do teste de recuperabilidade em dezembro de 2024, apesar de todos os parâmetros para o cálculo da tarifa de equilíbrio do projeto estarem disponíveis, a tarifa não é definida pela Companhia, sendo de responsabilidade do CNPE. Portanto, ainda resta pendente a homologação tarifária, que é de grande relevância para a estruturação do projeto.

A fundamentação da manutenção do saldo provisionado de *impairment* no montante de R\$ 4.377.563 é derivada substancialmente da carência da homologação da tarifa do empreendimento. Durante o 1º trimestre de 2025 não ocorreram fatos novos que impliquem a realização de novo teste de modo que se mantém o saldo provisionado.

Seguem abaixo as posições de *impairment* no período:

	31/03/2025		31/12/2024	
	Geração	Total	Geração	Total
Imobilizado	4.377.563	4.377.563	(4.377.563)	(4.377.563)

**Notas explicativas às demonstrações financeiras intermediárias condensadas do período
findo em 31 de março de 2025
(Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma)**

NOTA 18. FORNECEDORES

Os saldos atuais dessa rubrica podem ser conciliados com os respectivos itens do balanço patrimonial, como demonstrado a seguir:

	31/03/2025			31/12/2024
	A vencer	Vencidos	Total	Total
Circulante				
Bens, materiais e Serviços:				
Fatura processada (a)	164.634	313.808	478.442	935.586
Variação cambial (b)	44.866	-	44.866	53.417
Provisão (c)	160.677	-	160.677	230.311
Total	370.177	313.808	683.985	1.219.314

- a) Cobranças em aberto junto aos fornecedores de materiais, equipamentos, combustível nuclear e serviços. Dos montantes vencidos, R\$ 17.471 foram pagos em abril de 2025.
- b) Estimativa de variação cambial na quitação dos pagamentos em aberto.
- c) Provisão de serviços executados não faturados no exercício.

NOTA 19. EMPRÉSTIMOS E FINANCIAMENTOS

A composição dos empréstimos e financiamentos devidos pela ELETRONUCLEAR é divulgada a seguir:

	31/03/2025		
	Taxa Efetiva	Circulante	Não Circulante
ANGRA 1 e 2:			
ENBPAR - RGR ECF 2278/ ECF 2507/ ECF 2579	5,00%	31.027	22.846
ENBPAR - MÚTUO 1	15,08%	9.391	240.319
ENBPAR - MÚTUO 2	15,08%	3.942	180.519
FURNAS - Instrumento de Confissão de Dívida	7,94%	45.693	163.733
SANTANDER - LTO Angra 1	5,33%	23.251	34.355
ANGRA 3:			
ENBPAR - RGR- ECF 2878	5,00%	29.712	351.598
BNDES - Nº 10.2.2032.1 - Subcréditos A e B	7,72%	196.671	2.980.103
BNDES - Nº 10.220.321 - Subcrédito E	15,40%	1.710	5.430
CEF - Nº 0410.351-27/13	6,50%	149.434	2.644.039
PROJETOS PRIORITÁRIOS			
ABC	17,97%	167.225	-
BTG	17,97%	334.450	-
Total		992.506	6.622.942

**Notas explicativas às demonstrações financeiras intermediárias condensadas do período
findo em 31 de março de 2025
(Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma)**

	2025	2026	2027	2028	Após 2028	Total (a)	Valor Justo
ENBPar Mutuo	7.521	24.008	27.591	31.788	343.262	434.170	518.233
ENBPar RGR	46.652	56.351	32.360	29.933	269.888	435.184	351.236
ELETROBRAS (FURNAS)	34.270	45.693	45.693	45.694	38.077	209.427	219.035
BNDES	149.943	199.230	214.482	230.911	2.389.348	3.183.914	3.020.088
CEF	114.378	143.700	153.324	163.592	2.218.478	2.793.472	2.239.601
SANTANDER	11.799	22.903	22.904	-	-	57.606	52.658
ABC	167.225	-	-	-	-	167.225	170.240
BTG	334.450	-	-	-	-	334.450	341.420
Total	866.238	491.885	496.354	501.918	5.259.053	7.615.448	6.912.512

(a) Em 31 de março de 2025

Em 31 de março de 2025, os valores justos dos financiamentos da ELETRONUCLEAR são determinados pela utilização de método de fluxo de caixa descontado utilizando pelas taxas de mercado conforme a duration de cada financiamento.

	2025	2026	2027	2028	Após 2028	Total (a)	Valor Justo
Financiamentos em R\$	854.439	468.982	473.450	501.918	5.259.053	7.557.842	6.859.853
Indexados a Taxas Flutuante	740.061	325.282	320.126	338.326	3.040.575	4.764.370	4.620.252
Indexadores a Taxas Fixa	114.378	143.700	153.324	163.592	2.218.478	2.793.472	2.239.601
Financiamentos em US\$	11.799	22.903	22.904	-	-	57.606	52.658
Indexados a Taxas Flutuante	11.799	22.903	22.904	-	-	57.606	52.658
Indexadores a Taxas Fixas	-	-	-	-	-	-	-
Total	866.238	491.885	496.354	501.918	5.259.053	7.615.448	6.912.512

(a) Em 31 de março de 2025

	31/12/2024		
	Taxa Efetiva	Circulante	Não Circulante
ANGRA 1 e 2:			
ENBPAR - RGR ECF 2278/ ECF 2507/ ECF 2579	5,00%	32.908	29.506
ENBPAR - MÚTUO 1	13,97%	6.371	235.194
ENBPAR - MÚTUO 2	13,97%	1.566	176.879
FURNAS - Instrumento de Confissão de Dívida	7,86%	44.797	171.723
SANTANDER - LTO Angra 1	5,83%	26.342	49.397
ANGRA 3:			
ENBPAR - RGR- ECF 2878	5,00%	29.712	359.026
BNDES - Nº 10.2.2032.1 - Subcréditos A e B	7,72%	192.482	3.014.251
BNDES - Nº 10.220.321 - Subcrédito E	14,38%	1.708	5.848
CEF - Nº 0410.351-27/13	6,50%	147.382	2.679.095
PROJETOS PRIORITÁRIOS			
ABC	15,91%	161.010	-
BTG	15,91%	322.019	-
Total		966.297	6.720.919

**Notas explicativas às demonstrações financeiras intermediárias condensadas do período
findo em 31 de março de 2025
(Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma)**

a) Aplicações nas Usinas Angra 1

Trata-se de financiamentos captados com recursos provenientes da Reserva Global de Reversão (RGR) por meio de contratos de financiamento firmados e geridos pela Eletrobras até o mês de junho de 2023, quando houve a transferência da gestão destes contratos para a ENBPar. Conforme disposto na Lei nº 14.182, de 12 de julho de 2021, que estabeleceu as regras para o processo de desestatização da Eletrobras, e o Decreto nº 10.791, de 10 de setembro de 2021, que criou a ENBPar, a nova empresa ficaria responsável por absorver os programas de governo até então geridos pela antiga controladora da ELETRONUCLEAR, dentre os quais se destaca a gestão dos contratos de financiamento que utilizem recursos da RGR celebrados até 17 de novembro de 2016, os quais se enquadram os contratos firmados pela ELETRONUCLEAR. Estes contratos de financiamentos foram utilizados para diversas etapas de melhoramentos na Usina Angra 1, para a troca dos geradores de vapor, da tampa do vaso de pressão do reator e para o capital de giro da Companhia.

Em garantia dos compromissos assumidos no âmbito dos contratos com recursos provenientes da RGR, a ELETRONUCLEAR vinculou sua receita própria, oriunda das Usinas Angra 1 e Angra 2, aos débitos previstos nos financiamentos. Tal vinculação está suportada por procurações outorgadas por instrumento público para que, em caso de inadimplência, a primeira possa receber diretamente os valores em atraso.

Em 19 de Junho de 2024 foi celebrado o Contrato de Mútuo Nº GCGSC – 001/2024 entre a ELETRONUCLEAR e a ENBPar para concessão de uma linha de crédito no valor de R\$ 226.688. Parte desse valor se refere ao IOF no valor de R\$ 4.253 somado ao valor líquido recebido pela companhia de R\$ 222.434. Esses recursos foram captados para realização dos investimentos no âmbito do Programa de Extensão de Vida Útil de Angra 1 (LTO). O referido contrato prevê carência de 12 meses de principal e encargos sendo que o principal será amortizado no prazo de 10 anos após o fim do período de carência.

Os juros contratuais serão calculados a partir da liberação dos recursos a uma taxa de juros equivalente à NTN-B 32 + {1,5%} a.a., com incorporação de juros ao saldo devedor durante o período de carência, calculada *pro rata temporis* sobre o saldo devedor. A ELETRONUCLEAR também pagará uma taxa de administração de 0,5% a.a., calculada *pro rata temporis* sobre o saldo devedor a partir da data de liberação de recursos.

Em 04 de outubro de 2024 foi celebrado o Contrato de Mútuo Nº GCGSC – 002/2024 entre a ELETRONUCLEAR e a ENBPar para concessão de uma linha de crédito no valor de R\$ 173.311. Parte desse valor se refere ao IOF no valor de R\$ 3.252 somado ao valor líquido recebido pela companhia de R\$ 170.059. Esses recursos foram captados para realização dos investimentos no âmbito do Programa de Extensão de Vida Útil de Angra 1 (LTO). O referido contrato prevê carência de 12 meses de principal e encargos sendo que o principal será amortizado no prazo de 10 anos após o fim do período de carência.

Os juros contratuais serão calculados a partir da liberação dos recursos a uma taxa de juros equivalente à NTN-B 32 + {1,5%} a.a., com incorporação de juros ao saldo devedor durante o período de carência, calculada *pro rata temporis* sobre o saldo devedor. A ELETRONUCLEAR também pagará uma taxa de administração de 0,5% a.a., calculada *pro rata temporis* sobre o saldo devedor a partir da data de liberação de recursos.

Em 26 de Junho de 2024 e 07 de outubro de 2024 houve a liberação dos recursos para reembolso dos pagamentos já realizados no âmbito do programa LTO em 2024.

b) Aplicações na Usina Angra 3

Trata-se de financiamentos captados com a Eletrobras com abertura de recursos da Reserva Global de Reversão (RGR), com o Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES) e com a Caixa Econômica Federal (CEF) destinados à implantação da Usina Angra 3.

**Notas explicativas às demonstrações financeiras intermediárias condensadas do período
findo em 31 de março de 2025
(Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma)**

Em garantia dos compromissos assumidos com o contrato do BNDES citado, a ELETRONUCLEAR constituiu uma cessão fiduciária em favor do BNDES, em caráter irrevogável e irreatável, até o final da liquidação de todas as obrigações deste contrato, decorrentes da venda de energia produzida pela Usina Angra 3.

Originalmente, o Contrato nº 10.2.2032.1 previa o início das amortizações do principal da dívida em 30 de julho de 2016. Em virtude de renegociações realizadas entre BNDES e ELETRONUCLEAR, foram realizados dois aditamentos contratuais que prorrogaram a data de início de amortização. Por conta destas renegociações, a ELETRONUCLEAR pagou uma Comissão de Renegociação por cada uma destes aditamentos, no valor de 0,5% do saldo devedor. O montante em débito, acrescido de IOF, foi incorporado ao saldo devedor do contrato original, na forma dos Subcréditos C e D, com prazo de pagamento de 54 parcelas, após um prazo de carência de 6 meses. O Subcrédito C começou a ser amortizado em 15 de fevereiro de 2017, enquanto o Subcrédito D teve sua amortização iniciada em 16 de novembro de 2017.

Em 16 de outubro de 2017, a ELETRONUCLEAR iniciou a amortização do principal e passou a realizar o pagamento de 100% dos encargos dos Subcréditos A e B relativos ao contrato nº 10.2.2032.1, celebrado com o BNDES para investimentos no empreendimento de Angra 3.

Em 06 de julho de 2018, a ELETRONUCLEAR iniciou a amortização do Contrato nº 0410.351-27/2013 da CEF com o pagamento da primeira prestação no valor de R\$ 24.741.

Em 18 de abril de 2022, houve o pagamento da última prestação e liquidação final do Subcrédito D referente ao Contrato de Financiamento nº 10.2.2031.1 firmado pela ELETRONUCLEAR com Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES) tendo a Eletrobras como interveniente.

Em 10 de Maio de 2022, a ELETRONUCLEAR recebeu comunicação formal do BNDES, por meio da carta 042/2022 – BNDES AE/DEENE1, autorizando a prorrogação até a data de 15 de junho 2024 do prazo para o cumprimento pela ELETRONUCLEAR da obrigação do preenchimento da Conta Reserva com base no pedido encaminhado pela Companhia em 25 de março de 2022. Também houve autorização de prorrogação até 01 de outubro 2026 para a apresentação da Autorização para a Utilização de Material Nuclear (AUMAN) e até 01 de março de 2026, para a celebração do Contrato de Uso do Sistema de Transmissão (CUST) e do Contrato de Conexão (CCT), com o Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) e Furnas Centrais Elétricas S.A., respectivamente.

Adicionalmente à prorrogação do prazo para cumprimento das obrigações de cláusulas contratuais pela ELETRONUCLEAR, os termos aditivos previam também a inserção da ENBPar como interveniente do contrato de financiamento. Os termos foram aprovados nas instâncias de Governança de ELETRONUCLEAR, ENBPar e Eletrobras durante o segundo trimestre de 2023, ainda restando a formalização por meio das assinaturas dos referidos termos.

Após pedido da Eletrobras, o BNDES prorrogou até 31 de janeiro de 2024 o prazo para envio das vias assinadas. Próximo do prazo final dado anteriormente, o BNDES informou às partes do contrato uma nova prorrogação, estendendo o prazo até maio de 2024.

Durante o mês de maio de 2024 a ELETRONUCLEAR encaminhou o Termo Aditivo nº 9 ao Contrato de Financiamento Mediante Abertura de Crédito nº 10.2.2032.1 e o Termo Aditivo nº 4 ao Contrato de Cessão Fiduciária devidamente assinados e registrados formalizando assim a inserção da ENBPAR como interveniente do contrato de financiamento e a prorrogação até a data de 15 de junho de 2024 o preenchimento da Conta Reserva, assim como a prorrogação até 01 de outubro de 2026 para a apresentação da Autorização para a Utilização de Material Nuclear – AUMAN e até 01 de março de 2026, para a celebração do Contrato de Uso do

**Notas explicativas às demonstrações financeiras intermediárias condensadas do período
findo em 31 de março de 2025
(Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma)**

Sistema de Transmissão (CUST) e do Contrato de Conexão (CCT), com o Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) e Furnas Centrais Elétricas S.A., respectivamente.

Em 15 de maio de 2024 a ELETRONUCLEAR encaminhou pedido de nova prorrogação do prazo para preenchimento da Conta Reserva tendo em vista que o Termo Aditivo nº 9 formalizava uma nova data de 15 de junho de 2024. Também foi solicitada a suspensão (“waiver”) por 6 (seis) meses do pagamento de principal e juros da dívida do Contrato de Financiamento Mediante Abertura de Crédito nº 10.2.2032.1.

Em 10 de junho de 2024 o BNDES emitiu carta em resposta ao pedido da Companhia autorizando a prorrogação do prazo para preenchimento da Conta Reserva até 15 de junho de 2026.

Em 14 de junho de 2024, a instituição financeira emitiu outra carta autorizando a suspensão temporária do pagamento das prestações de principal e encargos da dívida dos sub créditos A e B, por 6 (seis) meses com capitalização no saldo devedor das parcelas de juros que deixarem de ser pagas durante o período, sem alteração do termo final do prazo de amortização e de pagamento de juros da operação.

Foi autorizada ainda a incorporação ao saldo devedor da operação da Comissão de Renegociação mediante a constituição do Sub crédito e no valor de R\$ de R\$ 6.969, acrescido de IOF, totalizando R\$ 7.099. O denominado Subcrédito E será corrigido pela Taxa Média Selic (TMS) mais 1,99% ao ano, e será amortizado em até 54 (cinquenta e quatro) prestações mensais, sendo a primeira prestação devida em 15 de janeiro de 2025 e a última em 15 de junho 2029. Os juros apurados entre 15 de junho de 2024 e 15 de dezembro de 2024 serão capitalizadas ao saldo devedor.

Em janeiro de 2025, com o fim do período de 6 meses de *standstill*, foram retomados os pagamentos do serviço da dívida dos subcréditos A e B do Contrato de Financiamento Mediante Abertura de Crédito nº 10.2.2032.1 assim como foi iniciada a amortização do Subcrédito E;

Em 27 de junho de 2024 foi celebrado o Termo Aditivo nº 10 ao Contrato de Financiamento Mediante Abertura de Crédito nº 10.2.2032.1 formalizando, portanto, a prorrogação do prazo para preenchimento da Conta Reserva até 15 de junho de 2026 e a suspensão do pagamento do serviço da dívida no período de julho a dezembro de 2024 com a retomada dos pagamentos em 15 de janeiro de 2025. A via eletrônica do referido termo já foi devidamente registrada em cartório.

O Termo Aditivo nº 5 ao Contrato de Cessão Fiduciária que formaliza a prorrogação do prazo de preenchimento da Conta Reserva foi devidamente assinado e registrado durante o mês de julho atendendo o prazo estabelecido.

Em 05 de agosto de 2024 foi celebrado o Terceiro Termo Aditivo ao Contrato de Financiamento nº 0410.351-27/2013 junto à Caixa Econômica Federal, com interveniência da Eletrobras, por meio do qual ficou acordado a suspensão do pagamento das parcelas do principal e dos juros remuneratórios do referido contrato, por seis meses, no período compreendido entre 06 de julho de 2024 e 06 de dezembro de 2024, inclusive, sem alteração do termo final do prazo de amortização e sem alteração da taxa de juros. As parcelas de juros remuneratórios do período de suspensão serão capitalizadas mensalmente ao saldo devedor a cada evento financeiro de vencimento.

Em janeiro de 2025, com o fim do período de 6 meses de *standstill*, foram retomados os pagamentos do serviço da dívida do Contrato de Financiamento nº 0410.351-27/2013.

**Notas explicativas às demonstrações financeiras intermediárias condensadas do período
findo em 31 de março de 2025
(Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma)**

c) Confissão de Dívida

Em 30 de outubro de 2019, foi celebrado pela ELETRONUCLEAR e por Furnas Centrais Elétricas S.A. o Instrumento Particular de Confissão de Dívida e Outras Avenças – 001/2019, por meio do qual as duas partes reconhecem a existência de créditos pendentes uma com a outra, que após compensação dos valores somam um crédito líquido em favor de Furnas no montante de R\$ 122.560, atualizado à data de 31 de dezembro de 2012. Este montante devido pela ELETRONUCLEAR, atualizado em 31 de dezembro 2018, totalizava R\$ 246.142.

Desta forma, conforme as condições firmadas pelas duas partes no Instrumento firmado, a ELETRONUCLEAR obriga-se a pagar o saldo atualizado pelo Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo (IPCA), da dívida reconhecida em 96 (noventa e seis) parcelas iguais e sucessivas, pelo Sistema de Amortização Constante (SAC), contados a partir da expiração dos 24 (vinte e quatro) meses de carência do principal, que possui início a partir do mês subsequente à assinatura do referido Instrumento de Confissão de Dívida.

A partir da assinatura do referido contrato, sobre o saldo devedor atualizado mensalmente pelo IPCA, incidem taxa de juros nominal de 7,83% a.a. e uma taxa de administração de 0,5% a.a., ambos calculados *pro rata temporis*.

Em novembro de 2021, teve início a amortização do principal do Instrumento Particular de Confissão de Dívida firmado com Furnas, que está sendo realizado mensalmente pela Companhia.

d) Projetos Prioritários

Em maio de 2024 a ELETRONUCLEAR elaborou e encaminhou para o mercado um *Request for Proposal (RfP)* no qual foram contextualizados os projetos prioritários da companhia, as obrigações financeiras previstas para o ano de 2024 para os referidos projetos e um sumário dos termos e condições indicativas almejadas para o financiamento de parte dos recursos necessários para estas obrigações estimadas para o exercício de 2024.

Com um curto prazo de vencimento, em dezembro de 2025, aproximadamente 18 meses, a companhia considerou a possibilidade de obter um custo aceitável de financiamento sem a necessidade de apresentação de garantias firmes, ou seja, sem garantia por meio de recebíveis ou mesmo por aval de seus acionistas.

Após análise das condições e termos propostos pelas instituições financeiras, foram recebidas duas propostas sem apresentação de garantias (*clean*). As propostas foram enviadas pelo Banco ABC e pelo Banco BTG Pactual, ambas utilizando como instrumento de dívida a emissão de Nota Comercial Privada, sendo R\$ 300 milhões pelo BTG Pactual e R\$ 150 milhões com o Banco ABC, totalizando um valor de R\$ 450 milhões de captação.

Conforme as propostas enviadas, os juros seriam calculados a uma taxa de CDI + 3,35% a.a. tendo o pagamento de juros e amortização na forma *bullet* com liquidação final em dezembro de 2025. Seria cobrado ainda um *fee* de 1% *upfront* referente à Comissão de Estruturação. O custo *All In* de ambas as propostas foi de CDI + 4% a.a.

Após aprovações nas instâncias de governança da ELETRONUCLEAR, Diretoria Executiva e Conselho de Administração, foram assinados em 26 de junho de 2024 o Termo da 1ª Emissão de Notas Comerciais Escriturais em Série Única para Colocação Privada da ELETRONUCLEAR S.A. tendo a ELETRONUCLEAR como emitente e o Banco ABC como credor e o Termo da 2ª Emissão de Notas Comerciais Escriturais, em Série Única, da Espécie Quirografia, de Distribuição Privada, da ELETRONUCLEAR S.A. tendo a ELETRONUCLEAR como emissora e o Banco BTG Pactual como credora.

**Notas explicativas às demonstrações financeiras intermediárias condensadas do período
findo em 31 de março de 2025
(Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma)**

Em 27 de junho de 2024, os recursos foram liberados pelos bancos, sendo o montante de R\$ 150 milhões pelo Banco ABC e, na mesma data, o montante de R\$ 300 milhões pelo BTG Pactual, deduzidos dos devidos custos das operações.

19.1. Movimentação dos empréstimos e financiamentos.

A movimentação apresentada a seguir compreende os exercícios findos em 31 de março de 2025 e dezembro de 2024.

Saldo inicial em 31 de dezembro de 2024	7.687.215
Captação	-
Juros, encargos, variações monetárias incorridos	163.596
Juros pagos	(118.797)
Amortização do principal	(116.566)
Saldo final em 31 de março de 2025	7.615.448

Saldo inicial em 31 de dezembro de 2023	6.793.071
Captação	-
Juros, encargos, variações monetárias incorridos	128.014
Juros pagos	(118.840)
Amortização do principal	(104.147)
Saldo final em 31 de março de 2024	6.698.098
Captação	842.494
Juros, encargos, variações monetárias incorridos	469.131
Juros pagos	(152.872)
Amortização do principal	(169.636)
Saldo final em 31 de dezembro de 2024	7.687.215

Segue abaixo o fluxo de vencimento do saldo de empréstimos e financiamentos registrados em 31 de março de 2025:

	2025	2026	2027	2028	Após 2028	Total
ENBPar Mutuo	7.521	24.008	27.591	31.788	343.262	434.170
ENBPar RGR	46.652	56.351	32.360	29.933	269.888	435.184
ELETOBRAS (FURNAS)	34.270	45.693	45.693	45.694	38.077	209.427
BNDES	149.943	199.230	214.482	230.911	2.389.348	3.183.914
CEF	114.378	143.700	153.324	163.592	2.218.478	2.793.472
SANTANDER	11.799	22.903	22.904	-	-	57.606
ABC	167.225	-	-	-	-	167.225
BTG	334.450	-	-	-	-	334.450
Total	866.238	491.885	496.354	501.918	5.259.053	7.615.448

**Notas explicativas às demonstrações financeiras intermediárias condensadas do período
findo em 31 de março de 2025
(Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma)**

19.2. Obrigações Assumidas – Covenants

A ELETRONUCLEAR possui *covenants* em alguns de seus contratos de empréstimos e financiamentos. Os principais *covenants* a cumprir são: apresentar demonstrações financeiras auditadas; apresentar trimestralmente Relatório Gerencial sobre a evolução física e financeira do Projeto; cumprir as “Disposições Aplicáveis aos Contratos do BNDES”; permitir ampla inspeção das obras do projeto por parte de representantes do BNDES; enviar quadrimestralmente à Secretaria do Tesouro Nacional (STN) posição dos créditos empenhados no Contrato de Contragarantia junto à União; no caso do Contrato de Confissão de Dívida com Furnas, que foi incorporada pela Eletrobras, emissão de Nota Promissória no ato da assinatura e a cada dois anos, ao final do exercício, com posição em 31 de dezembro.

A Companhia não identificou a ocorrência de evento de descumprimento de tais *covenants* no 1º trimestre de 2025.

NOTA 20. TRIBUTOS A RECOLHER

Os saldos atuais dessa rubrica podem ser conciliados com os respectivos itens do balanço patrimonial, como demonstrado a seguir:

	31/03/2025	31/12/2024
Passivo circulante		
IR - Encargos Dívida	740	765
ISS sobre importação e outros	2.303	3.186
ICMS	4.160	4.154
COSIRF	27.069	62.084
Outros tributos retidos na fonte	6	35
INSS	2.319	3.405
PASEP e COFINS	13.589	0
PASEP e COFINS - Diferidos	3.347	3.347
FGTS	3.313	6.081
CIDE s/serviços no exterior	8.267	7.384
ICMS substituição Tributária	6	
Recolhimento Impostos e Taxas	2	2
Total	65.121	90.443

NOTA 21. OBRIGAÇÕES ESTIMADAS

Os saldos atuais dessa rubrica podem ser conciliados com os respectivos itens do balanço patrimonial, como demonstrado a seguir:

**Notas explicativas às demonstrações financeiras intermediárias condensadas do período
findo em 31 de março de 2025
(Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma)**

	31/03/2025	31/12/2024
Passivo Circulante		
Provisão IR e CSLL sobre lucro Real	57.545	133.559
Provisão e gratificação de férias	57.176	64.406
Encargos sociais sobre provisões de férias	27.366	32.208
Provisão 13º salário	2.631	-
Encargos sociais sobre provisão de 13º salário	4.055	-
Total	148.773	230.173

NOTA 22. ENCARGOS SETORIAIS

Os saldos atuais dessa rubrica podem ser conciliados com os respectivos itens do balanço patrimonial, como demonstrado a seguir:

	31/03/2025	31/12/2024
Passivo Circulante		
Quota RGR	131.952	137.992
Taxa de Fiscalização Aneel	859	819
Total	132.811	138.811

NOTA 23. PROVISÃO PARA LITÍGIOS E PASSIVOS CONTINGENTES

A Companhia é parte envolvida em diversas ações em andamento no âmbito do judiciário, principalmente nas esferas trabalhista e tributária, que se encontram em vários estágios de julgamento.

23.1. Provisões

A Companhia constitui provisão para contingências em montante suficiente para cobrir as perdas consideradas prováveis e para as quais uma estimativa confiável possa ser realizada nos seguintes valores:

	31/03/2025	31/12/2024
Não Circulante		
Ambientais	3.532	3.532
Cíveis	11.377	10.891
Trabalhistas	156.965	178.971
Tributárias	503	502
Total	172.377	193.896

**Notas explicativas às demonstrações financeiras intermediárias condensadas do período
findo em 31 de março de 2025
(Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma)**

Estas contingências tiveram a seguinte evolução:

Saldo em 31 de dezembro de 2024	193.896
Constituição de provisões	2.800
Reversão de provisões	(20.074)
Atualização Monetária	(4.245)
Saldo em 31 de março de 2025	172.377

Saldo em 31 de dezembro de 2023	215.080
Constituição de provisões	7.094
Reversão de provisões	(3.459)
Atualização Monetária	1.103
Saldo em 31 de março de 2024	219.818
Constituição de provisões	3.804
Reversão de provisões	(24.591)
Atualização Monetária	(5.135)
Saldo em 31 de dezembro de 2024	193.896

A movimentação de contingências está relacionada à revisão de estimativas em razão da evolução de decisões na fase de execução e liquidação dos processos judiciais, sem destaques relevantes em 2025 com relação às informações divulgadas no exercício de 2024.

23.2. Cauções e Depósitos Vinculados a Processos Prováveis

A rubrica de cauções e depósitos vinculados refere-se a valores vinculados a processos judiciais e administrativos de probabilidade provável, conforme relacionados a seguir:

	31/03/2025	31/12/2024
Cíveis	29	28
Trabalhistas	58.376	57.428
Tributárias	849	849
Total	59.254	58.305

23.3. Passivos Contingentes

Adicionalmente, a Companhia possui processos avaliados com perda possível nos seguintes montantes:

	31/03/2025	31/12/2024
Ambientais	55.083	55.075
Cíveis	380.147	318.845
Trabalhistas	363.895	360.846
Tributárias	3.238	3.221
Total	802.363	737.987

**Notas explicativas às demonstrações financeiras intermediárias condensadas do período
findo em 31 de março de 2025
(Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma)**

Dentre as ações de causas possíveis e prováveis e que apresentam valores avaliados com perda superiores a 4% da Receita Operacional Líquida até março de 2024, ou seja, acima de R\$ 40.949, destacam-se:

1. CÍVEL – AÇÃO DE COBRANÇA – Processo nº 0022780-32.2018.4.02.5101	
Instância / Juízo	1ª instância – 10ª Vara Federal – RJ
Partes no processo	POLO ATIVO: Andrade Gutierrez Engenharia S.A. POLO PASSIVO: ELETRONUCLEAR S.A.
Valores, bens ou direitos envolvidos	R\$ 218.943
Objeto	<p>Trata-se de ação declaratória e condenatória, para (i) reestabelecimento do equilíbrio econômico-financeiro e recomposição de prejuízos, impedindo-se o enriquecimento ilícito da ELETRONUCLEAR; (ii) revogação da decisão que declarou a nulidade do Contrato e seus aditamentos; (iii) reconhecimento de rescisão contratual por inadimplemento da ELETRONUCLEAR; (iv) cobrança dos serviços prestados pela AG e não pagos pela ELETRONUCLEAR.</p> <p>FASE ATUAL: Contestação apresentada pela ELETRONUCLEAR em 16 de maio de 2018. Réplica pela AG em 10 de agosto de 2018.</p> <p>Despacho do juiz determinando às partes que especifiquem as provas a serem produzidas. Em 07 de janeiro de 2020, o juiz proferiu despacho determinando a suspensão do processo até a decisão final da ação de ressarcimento proposta pela ELETRONUCLEAR em face da Andrade Gutierrez. Em 27 de janeiro 2020, a Andrade ofereceu embargos de declaração requerendo o acolhimento do seu recurso para que a ação movida pela ELETRONUCLEAR em face da AG seja suspensa alegando que a ação que move contra a ELETRONUCLEAR é prejudicial àquela. Em 17 de dezembro 2020: Despacho Saneador. Determinação de prova pericial.</p> <p>Iniciada a fase pericial. Em 22 de dezembro 2022, foi juntada petição da Caixa Econômica Federal informando que fez a transferência de valores referentes aos honorários periciais da <i>Swot Global Consulting</i>, determinada pelo juízo em despacho do dia 14 de dezembro 2022.</p> <p>O processo se encontra em fase de produção de provas. Há prova pericial de contabilidade/engenharia em curso, sob a responsabilidade da empresa <i>Swot Global Consulting</i>, que entregou o laudo pericial em 21 de julho 2023. Em 21 de julho 2023, as partes apresentaram quesitos suplementares. Em 31 de agosto de 2023: Concedido o prazo de 60 dias úteis às partes para manifestação sobre o laudo pericial.</p> <p>Em 21 de fevereiro de 2024 houve a impugnação do laudo pericial pela ELETRONUCLEAR. Determinado o refazimento da perícia, em 12 de fevereiro de 2025 houve nova impugnação pela ETN. Após a petição de impugnação da Eletronuclear ao laudo pericial, o processo foi remetido para a análise do juízo, em 08 de abril de 2025.</p>
Expectativa de perda	Possível

**Notas explicativas às demonstrações financeiras intermediárias condensadas do período
findo em 31 de março de 2025
(Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma)**

2. TRABALHISTA – AÇÃO COLETIVA – Processo nº 0064500-25.1989.5.01.0029	
Instância / Juízo	1ª instância - 29ª VARA DO TRABALHO de Rio de Janeiro
Partes no processo	POLO ATIVO: Sindicato dos Engenheiros do Estado do RJ (SENGE) POLO PASSIVO: ELETRONUCLEAR S.A
Valores, bens ou direitos envolvidos	R\$ 339.074
Principais fatos	<p>OBJETO: URP/1989 – Plano Econômico. A controvérsia principal do processo reside na interpretação da coisa julgada que delimitou o pagamento do índice da URP apenas do mês de fevereiro de 1989. Contudo, em fase de liquidação a outra parte alegou que deve ser aplicado o índice de 26,05% mês a mês até sua incorporação na remuneração dos substituídos ou até sua demissão. Há possibilidade de ter decisão judicial homologando o valor histórico de R\$ 359.671, calculado pelo perito judicial em 2014. Ressalte-se que a Advocacia Geral da União (AGU) ingressou nos autos. A AGU tem tese jurídica que se alinha à defesa da ELETRONUCLEAR, ao explicitar que: [1] a decisão em fase de liquidação/execução que estabelece direito à incorporação da URP/1989 na remuneração dos substituídos ofende a decisão já transitada em julgado; [2] o valor exigido com base na decisão transitada em julgado, ou seja, o pagamento da URP relativa apenas ao mês de fevereiro de 1989, já foi adimplido, por conta da existência de Acordo Coletivo pactuado em 1989, entre as partes da presente ação judicial, cujo conteúdo trata especificadamente da quitação da URP/1989. No momento há laudo emitido pelo perito do Juízo.</p> <p>Em 30 de novembro de 2022, a juíza determinou a renovação da intimação do perito para se manifestar sobre os cálculos da liquidação, visando prolação de decisão de embargos à execução e impugnação à sentença de liquidação opostos anteriormente.</p> <p>Em 24 de novembro de 2017 foi publicada decisão judicial para as partes se manifestarem em relação ao laudo pericial que respondeu os quesitos apresentados pela Companhia. Nesse laudo o Perito do Juízo, por amostragem, destacou que os valores indicados no acordo coletivo específico da URP de fevereiro de 1989 foram pagos. A última decisão publicada em diário oficial é a do dia 16 de março de 2018, destinada à parte autora (SENGE) para que ofereça manifestação em relação a petição apresentada pela parte Ré. Há outros andamentos processuais que constam no sítio eletrônico do Tribunal Regional do Trabalho da 1ª Região, são eles: [1] autos enviados à contadoria da Vara; [2] homologada a liquidação; [3] petição da União Federal; [4] petição do Senge com impugnação aos cálculos, todos atos processuais aos quais a Companhia ainda não foi intimada para tomar ciência. Em 29 de janeiro de 2019 foi publicada decisão para a Companhia pagar o débito ou ofertar defesa, o que inaugurou a fase de execução do processo. De toda forma, na decisão a Companhia foi isentada de ofertar bens à penhora para ajuizar eventual defesa. Em 19 de julho de 2019 foi publicada decisão para a Companhia pagar honorários do perito do Juízo, o que já foi realizado. Em 04 de dezembro 2019 foram opostos embargos de declaração pela ELETRONUCLEAR. Em 19 de agosto de 2021, houve a migração para o processo eletrônico, com a intimação da ELETRONUCLEAR para juntar as principais peças dos autos físicos que totalizam 48 volumes. Após, foram julgados e rejeitados os declaratórios da Companhia (opostos em 2019). Na sequência, a ELETRONUCLEAR interpôs embargos à execução, ainda pendentes de julgamento.</p> <p>Em 17 de março de 2023 publicado despacho: “Trata-se de processo gigantesco, com 48 volumes físicos, que corre há mais de 30 anos e de alto valor em execução. Nesse sentir, converto em diligência o julgamento dos embargos à execução opostos, para determinar à executada-embargante que junte aos autos cópias do Acordo Coletivo indicado, bem como</p>

**Notas explicativas às demonstrações financeiras intermediárias condensadas do período
findo em 31 de março de 2025
(Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma)**

	<p>das peças em que o sindicato-exequente deu quitação pelos débitos do presente processo. Prazo de 15 dias. Uma vez apresentados os documentos, notifique-se o sindicato-exequente para manifestações em 15 dias, valendo o silêncio como quitação geral e irrestrita pelo objeto do presente processo. Após o prazo, notifique-se a UNIÃO FEDERAL – AGU, Assistente Simples no processo, para manifestações em 15 dias.</p> <p>Em 12 de abril de 2023, a ELETRONUCLEAR apresenta petição arguindo comprovação do pagamento das diferenças salariais reclamadas e requer a extinção da execução. Aguarda o transcurso do prazo para manifestação do SENGE e da UNIÃO e, após, a decisão sobre embargos à execução.</p> <p>Em 17 de abril de 2023: petição do SENGE. Rejeita alegação da ELETRONUCLEAR acerca da existência de “termo de acordo com força de transação” perante as classes obreiras, matéria alegadamente preclusa em sede de conhecimento e, por via de consequência, afasta o suposto pagamento das diferenças salariais com base na URP/1989.</p> <p>Em 17 de maio de 2023: petição da ELETRONUCLEAR. Reitera os termos do Acordo Coletivo 1989/1990. Indica os indexadores das peças processuais de interesse acostadas aos e-autos. Arrola as entidades sindicais subscreventes do acordo e reafirma a participação da SENGE na sua negociação e chancela.</p> <p>Em 12 de junho de 2023: manifestação da UNIÃO. Ratifica <i>in totum</i> os termos da petição anterior. Requer a extinção da execução, uma vez reconhecida a inexigibilidade do título pelo cumprimento da obrigação.</p> <p>Em 05 de julho de 2023: manifestação do SENGE. Acosta cópia da decisão que reconhece a preclusão da prova do acordo, visto a ausência de provocação do juízo a tempo e modo, operando a coisa julgada.</p> <p>Em 21 de fevereiro de 2024, decisão em embargos à execução - reconhecimento da alteração de índices aplicados para a atualização do débito trabalhista. Em abril de 2025: sem alterações.</p>
Expectativa de perda	Possível

3. CÍVEL – Processo nº 0900078-24.2024.8.19.0001	
Instância	1ª instância – 41ª Vara Cível da Comarca do Rio de Janeiro
Partes	Autor: CONSORCIO AGIS - FERREIRA GUEDES - MATRICIAL – ADTRANZ Réu: ELETRONUCLEAR S.A.
Valores	R\$ 100.603
Resumo da Ação	Trata-se de ação ordinária movida pelo O Consórcio Agis, objetivando (i) a suspensão, e subsequente anulação, das decisões proferidas pela ETN nos Processos Administrativos nº DGC.A-0005/23 (“PA 5/23”) e DGC.A-0007/24 (“PA 7/24”), (ii) a declaração judicial de rescisão (por culpa da ETN) do contrato celebrado entre as Partes, e, enfim, (iii) a devida indenização pelo prejuízo por ele sofrido até (e mesmo após) a rescisão unilateral do Contrato pela ETN. Em fevereiro de 2025, o Consórcio alterou o valor do pedido de R\$ 43.000 para R\$ 100.603. O valor ajustado constará do próximo relatório. Em abril de 2025: sem alterações.
Expectativa de perda	Possível

**Notas explicativas às demonstrações financeiras intermediárias condensadas do período
findo em 31 de março de 2025
(Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma)**

Incidente Operacional na Usina Nuclear de Angra 1

Cuida-se Ação Civil Pública (5000400-21.2023.4.02.5111) ajuizada pelo Ministério Público Federal em face de ELETRONUCLEAR S.A em razão de incidente ocorrido em 16 de setembro de 2022, decorrente de procedimento de manutenção na Usina Angra I, objetivando, em síntese: (i) a adoção de medidas de restauração ambiental na área afetada pelo vazamento; (ii) a transparência e a divulgação de informações precisas sobre o vazamento e seus impactos na saúde humana e no meio ambiente; (iii) a abstenção de atividades que possam agravar a contaminação do meio ambiente na área afetada pelo vazamento; (iv) a compensação do dano ambiental decorrente do acidente nuclear; e (v) indenização dos danos coletivos causados ao meio ambiente e a terceiros que possam ter sido afetados pelo acidente nuclear.

Foi proferida decisão concedendo parcialmente a tutela de urgência requerida para determinar que a ré cumpra determinadas obrigações de fazer e não fazer. A ELETRONUCLEAR interpôs agravo de instrumento contra a decisão que ordenou a divulgação pública de informações objetivas sobre o acidente e as medidas adotadas para remediar os danos em mídias de circulação nacional. Foi concedida medida liminar em favor da ELETRONUCLEAR determinando a suspensão da eficácia da decisão. Os autos deste Agravo encontram-se conclusos para julgamento desde 11 de julho de 2023.

A defesa da ELETRONUCLEAR será apresentada somente após a realização de audiência de conciliação. Foram realizadas audiências nos dias 12 de junho de 2023, 24 de agosto de 2023, 28 de novembro de 2023, 21 de março de 2024, 22 de agosto de 2024 e 12 de dezembro de 2024 e 10 de abril de 2025.

Foi proposto acordo pelo Ministério Público Federal para pagamento de R\$ 5.000.000,00 (cinco milhões de reais) a título de dano moral coletivo e compensação ambiental pelo incidente. A proposta foi encaminhada à análise da Diretoria Executiva que com ela não anuiu. Em 10 de abril de 2025, foi realizada nova audiência e o juízo solicitou à ELETRONUCLEAR que verifique a possibilidade de apresentar uma contraproposta de valor, a qual ainda está pendente de ser submetida à Diretoria Executiva.

FASE ATUAL:

Em fase de audiência de conciliação.

A avaliação inicial da expectativa de perda da Ação Pública Civil (ACP) pela Companhia se mantém em uma Perda Possível. Após a primeira decisão de mérito, poderá haver a revisão da classificação de risco, a depender do seu teor.

NOTA 24. INCENTIVO DE DESLIGAMENTO DE PESSOAL

Em 21 de novembro de 2024, como parte de uma estratégia para a adequação de seus gastos com “Pessoal, Material, Serviços e Outros (PMSO)” aos valores regulatórios estabelecidos em sua “Receita Fixa” das Usinas de Angra 1 e 2, a Companhia lançou um Programa de Desligamento Voluntário (PDV), estabelecendo o prazo de adesões voluntárias, de seus empregados elegíveis, entre as datas de 25 de novembro de 2024 a 30 de dezembro de 2024. A adesão ao Programa de Desligamento Voluntário (PDV) 2024 é voluntária e espontânea, por iniciativa e decisão do empregado. As adesões dos empregados ao PDV-2024 somente poderão ser consideradas efetivas após a avaliação, análise e aceite pela ELETRONUCLEAR. O aceite da ELETRONUCLEAR se dará por meio do enquadramento do empregado em grupos de desligamento com a adoção de critérios próprios. Os desligamentos vem ocorrendo em grupos de saídas com datas definidas ao longo de 2025, e teve como início das saídas do primeiro grupo a data de 31 de janeiro de 2025 e o último grupo a ocorrer em 30 de dezembro de 2025. Os empregados que se desligarem voluntariamente por meio do PDV-2024 farão jus ao

**Notas explicativas às demonstrações financeiras intermediárias condensadas do período
findo em 31 de março de 2025
(Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma)**

recebimento das parcelas A, B e C, sendo a parcela C condicionada ao cumprimento das obrigações pelos empregados e estabelecidas e divulgadas nos termos da adesão, conforme disposto quadro abaixo:

Parcelas	Descrição	Característica
A	Equivalente a 40% do saldo do FGTS para fins rescisórios	Cálculo da Multa do FGTS semelhante à rescisão sem justa causa
B	Equivalente a 100% do Aviso Prévio para fins rescisórios	Cálculo do Aviso Prévio semelhante à rescisão sem justa causa
C	Incentivo Financeiro	30% do Montante referente ao somatório dos valores equivalentes a 40% do saldo do FGTS para fins rescisórios e 100% do Aviso Prévio para fins rescisórios: 30%* (A+B) Obs: cálculo do incentivo financeiro levará em conta o piso e teto definidos pelo Programa.
Incentivo mínimo (A+B+C)		R\$ 50.000,00
Incentivo máximo (A+B+C)		R\$ 1.000.000,00

Segue o cronograma de desligamentos realizados e os previstos na data de 31 de março de 2025:

Cronograma de desligamento			
Data saída	Qtde empregados	Desembolso	
		Realizado	Previsto
31/01/2025	38	13.269	-
31/03/2025	15	-	5.287
30/06/2025	23	-	10.147
30/09/2025	7	-	2.832
30/12/2025	50	-	23.031
Total	133	13.269	41.297

	31/03/2025	31/12/2024
Circulante	18.266	31.550
Não Circulante	23.031	24.549
Total	41.297	56.099

NOTA 25. BENEFÍCIOS PÓS-EMPREGO

A ELETRONUCLEAR patrocina planos de previdência aos seus empregados, bem como planos de assistência médica e outros benefícios. Esses benefícios são classificados como Benefícios Definidos (BD) e de Contribuição Definida (CD).

**Notas explicativas às demonstrações financeiras intermediárias condensadas do período
findo em 31 de março de 2025
(Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma)**

A ELETRONUCLEAR é uma das patrocinadoras da Real Grandeza – Fundação de Previdência e Assistência Social e do Núcleos – Instituto de Seguridade Social, entidades fechadas sem fins lucrativos, que tem por finalidade complementar benefícios previdenciários de seus participantes.

O plano de benefício previdenciário normalmente expõe a Companhia a riscos atuariais, tais como risco de investimento, risco de taxa de juros, risco de longevidade e risco de salário.

- Risco de investimento: O valor presente do passivo do plano de benefício definido previdenciário é calculado usando uma taxa de desconto determinada em virtude da remuneração de títulos privados de alta qualidade; se o retorno sobre o ativo do plano for abaixo dessa taxa, haverá um déficit do plano. Atualmente, o plano tem um investimento relativamente equilibrado em renda fixa e variável considerando os limites por segmento de aplicação de acordo com as diretrizes da Resolução 4.661/18 do Conselho Monetário Nacional e suas alterações, além dos critérios de segurança, liquidez, rentabilidade e maturidade do plano.
- Risco de taxa de juros: A variação da taxa de desconto influencia o valor presente do passivo do plano de benefício definido previdenciário. A redução da taxa de desconto aumenta o valor presente da obrigação registrado no passivo da Companhia; enquanto o aumento da taxa gera o inverso.
- Risco de longevidade: O valor presente do passivo do plano de benefício definido é calculado por referência à melhor estimativa da mortalidade dos participantes do plano durante e após sua permanência no trabalho. Um aumento na expectativa de vida dos participantes aumentará o passivo do plano; e
- Risco de salário: O valor presente do passivo do plano de benefício definido é calculado por referência aos salários futuros dos participantes do plano. Portanto, um aumento do salário dos participantes aumentará o passivo do plano.

A seguir estão apresentados os resultados das obrigações com benefícios pós-emprego da Companhia:

	31/03/2025	31/12/2024
Contrato de pactuação obrigação financeira	78.695	77.961
Provisão atuarial	106.202	103.121
Total das obrigações de benefício pós emprego	184.897	181.082
Circulante	2.182	2.119
Não Circulante	182.715	178.963
	184.897	181.082

Plano de Equacionamento de Déficit – PED

Em decorrência dos efeitos da pandemia do COVID-19 sobre as economias do Brasil e do mundo, o Núcleos-Instituto de Seguridade Social apresentou em 31 de dezembro de 2021 um resultado deficitário no Plano Básico de Benefício (PBB) o qual ensejou a elaboração de um Plano de Equacionamento do Déficit (PED).

**Notas explicativas às demonstrações financeiras intermediárias condensadas do período
findo em 31 de março de 2025
(Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma)**

O PED visa manter o equilíbrio entre o Ativo e o Passivo e efetuar o reequilíbrio atuarial do Plano Básico de Benefícios do Núcleos (PBB), tendo em vista que, no exercício de 2021, o limite permitido pelas Resolução CNPC nº 30/2018 e Instrução Previc nº 33/2020 foi ultrapassado em R\$ 289,3 milhões.

O equacionamento do Plano será efetuado através de contribuição extraordinária, sendo dividido da seguinte forma: 46,30% para as patrocinadoras e 53,70% para os participantes ativos, aposentados e pensionistas, conforme estudo elaborado pela empresa de atuária responsável pelo PBB, a Mirador.

Do total a ser equacionado, será de responsabilidade da ELETRONUCLEAR o montante de R\$ 61.728 (data base de 31 de dezembro 2021), a ser reconhecido por meio da formalização de um Contrato de Confissão de Dívida, e a ser celebrado entre a ELETRONUCLEAR e o Núcleos. A parcela a ser equacionada pela ELETRONUCLEAR, será atualizada financeiramente até o momento de início das parcelas do contrato, mediante a aplicação da taxa de juros e o índice de atualização monetária (INPC/IBGE), que serão definidos contratualmente.

Primeiramente, o PED foi aprovado pelo Conselho de Administração da ELETRONUCLEAR e da ENBPar e, em agosto de 2023 a Secretaria de Coordenação e Governança das Empresas Estatais – SEST, por meio do ofício SEI nº 1264/2023/MGI, aprovou o PED seguindo as informações descritas na nota técnica SEI nº 101/2023/MGI.

O valor do equacionamento que cabe a ELETRONUCLEAR é ajustado pela taxa de juros do plano à época, ou seja, 5,23% a.a. + INPC mensal. O prazo de amortização do déficit é de 23 anos e 10 meses, inclusive para as patrocinadoras, sendo 13 pagamentos por ano. O valor de responsabilidade da ELETRONUCLEAR com base no último índice em 31.12.2023 é de R\$ 75.227.

Por deliberação do Conselho Deliberativo do Nucleos, foi implementado o Plano de Equacionamento de Déficit, com o início da cobrança das contribuições extraordinárias, junto aos participantes do plano, a partir da folha de pagamento de janeiro/2024.

Quanto a parte que cabe à patrocinadora ELETRONUCLEAR, o saldo foi atualizado para R\$ 75.641 com base no índice de janeiro de 2024, e o pagamento das parcelas começou a ser realizado a partir de fevereiro de 2024.

Saldo inicial em janeiro de 2025	77.961
Juros, encargos, variações monetárias incorridos	2.506
Juros pagos	(989)
Amortização do principal	(783)
Saldo final em 31 de março 2025	78.695
Saldo inicial em janeiro de 2024	75.641
Juros, encargos, variações monetárias incorridos	7.083
Juros pagos	(3.593)
Amortização do principal	(1.170)
Saldo final em 31 de dezembro de 2024	77.961

**Notas explicativas às demonstrações financeiras intermediárias condensadas do período
findo em 31 de março de 2025
(Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma)**

**NOTA 26. OBRIGAÇÃO PARA DESMOBILIZAÇÃO DE ATIVOS E RESSARCIMENTO EXCEDENTE S/ FUNDO
DESCOMISSIONAMENTO**

O descomissionamento de usinas nucleares refere-se à obrigação para desmobilização dos ativos dessas usinas para fazer face aos custos a serem incorridos ao final da vida útil econômica das mesmas.

Conforme estabelecido no Pronunciamento Técnico CPC 25, a estimativa inicial dos custos de descomissionamento referentes à desmontagem e à remoção do item e de restauração dos locais nos quais as instalações estão localizadas deve ser contabilizada como custo do empreendimento.

No cálculo do ajuste a valor presente do passivo para descomissionamento, considera-se o custo total estimado para a desmobilização e o cronograma de desembolsos, descontado a uma taxa que represente o risco do passivo para descomissionamento.

Em setembro de 2024, a Companhia atualizou as estimativas de custos relacionadas com as atividades de descomissionamento. A provisão foi estimada a preços correntes e com base no fluxo de caixa projetado, utilizando uma taxa de desconto nominal média de 10,34% a.a., taxa formada pelo spread da NTN-B Principal na data de 30 de setembro de 2024, com *maturity* mais próxima da próxima data de início da atividade de cada rubrica, somado à inflação projetada, medida pelo Índice de Preços ao Consumidor Amplo (IPCA).

A estimativa do custo para a realização do descomissionamento das Usinas Angra 1 e Angra 2 totaliza o montante de R\$ 7.559.141, sendo o ajuste a valor presente da obrigação para descomissionamento no montante de R\$ 4.824.761, perfazendo um reconhecimento da obrigação na data base de 30 de setembro de 2024 no montante de R\$ 2.734.380 (R\$ 2.899.790 em 31 de dezembro de 2023).

Para a posição de 31 de dezembro de 2024, foi realizada nova estimativa dos custos relacionados com as atividades de descomissionamento. Neste caso, foram considerados os custos estimados de descomissionamento tendo em vista a extensão de vida útil de Angra 1 e Angra 2 por mais 20 anos além do período inicial de operação de 40 anos. Desta forma, a Usina de Angra 1 teria sua operação até 2044 e a Usina de Angra 2 até 2062. Conforme estabelecido na revisão do Plano Preliminar de Descomissionamento aprovado pelo regulador CNEN em 2024 e contemplando o plano de descomissionamento conjunto protelado e os custos estimados para a desmobilização em conjunto das usinas da CNAEA.

Neste contexto, a provisão foi estimada a preços correntes e com base no fluxo de caixa projetado, utilizando uma taxa de desconto nominal média de 10,49% a.a., taxa formada pelo spread da NTN-B Principal na data de 30 de dezembro de 2024, com *maturity* mais próxima da próxima data de início da atividade de cada rubrica, somado à inflação projetada, medida pelo IPCA. O resultado da estimativa do custo para a realização do descomissionamento das Usinas Angra 1 e Angra 2 totaliza o montante de R\$ 7.843.777, sendo o ajuste a valor presente da obrigação para descomissionamento no montante de R\$ 7.180.911, perfazendo um reconhecimento da obrigação na data base de 31 de dezembro de 2024 no montante de R\$ 662.866 (R\$ 2.899.790 em 31 de dezembro de 2023).

Já para a posição de 31 de março de 2025 foi mantida a estimativa de custos sendo calculado apenas o ajuste a valor presente pela passagem temporal, mantida a taxa de desconto de 10,49%a.a. Neste caso, há um reconhecimento de obrigação na data base de 31 de março de 2025 no montante de R\$ 679.602.

**Notas explicativas às demonstrações financeiras intermediárias condensadas do período
findo em 31 de março de 2025
(Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma)**

O quadro abaixo resume a posição dos valores correspondentes ao passivo total de desmobilização de ativos:

Usinas	31/03/2025			31/12/2024
	Estimativa Total de Custo	Ajuste a Valor Presente	Estimativa a Valor Presente	Valor Presente
ANGRA 1	3.681.321	(3.234.862)	446.459	435.464
ANGRA 2	4.162.456	(3.929.313)	233.143	227.402
Total	7.843.777	(7.164.175)	679.602	662.866

26.1. Movimentação da obrigação para desmobilização de ativos a valor presente

Usinas	Movimentação da Obrigação para Desmobilização de Ativo a Valor Presente			
	Saldo 31/12/2024	Revisão da Estimativa		Saldo 31/03/2025
		Estimativa Total de Custo	Ajuste a Valor Presente	
ANGRA 1	435.465	-	10.995	446.460
ANGRA 2	227.401	-	5.741	233.142
Total	662.866	-	16.736	679.602
Variação do Passivo Líquido em função da revisão da estimativa			16.736	

26.2. Ressarcimento excedente sobre fundo descomissionamento

Devido à incerteza quanto à utilização do fundo de descomissionamento para fins que não sejam relacionados à desmobilização dos ativos, a Companhia considera que o superávit na data base de 31 de março de 2025 no valor de R\$ 2.213.402 (R\$ 2.151.592 em 31 de dezembro de 2024), referente a diferença entre a estimativa para provisão de desmobilização de ativos e o valor do fundo atualmente constituído, deva permanecer registrado no passivo como uma obrigação regulatória devido a uma provável expectativa de futuro ressarcimento de excedente de arrecadação.

Mediante a determinação proferida pelo Acórdão nº 2503/2024 – TCU – Plenário, em 05 de fevereiro de 2025, a Companhia realizou o segundo saque no valor de R\$ 406.652. Igualmente a realização do primeiro saque, a Companhia imediatamente deu conhecimento aos seus órgãos reguladores (CNEN e Aneel), bem como ao Egrégio TCU.

A manutenção no passivo encontra respaldo normativo no CPC 25 - Provisões, Passivos Contingentes e Ativos Contingentes, que determina: "em casos raros que não é claro se existe ou não uma obrigação presente. Nesses casos, presume-se que um evento passado dá origem a uma obrigação presente se, levando em consideração toda a evidência disponível, é mais provável que sim do que não que existe uma obrigação presente na data do balanço."

A Companhia entende ser mais provável que sim do que não existir uma obrigação de devolução do saldo que exceder os valores para desmobilizar as usinas, considerando:

- (i) Casos análogos em que nossa antiga Controladora (Eletrobras) geriu recursos para fins específicos, resultando na devolução dos recursos excedentes ao final (RGR);

**Notas explicativas às demonstrações financeiras intermediárias condensadas do período
findo em 31 de março de 2025
(Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma)**

- (ii) A definição da Aneel de que o fundo de descomissionamento é a cobertura dada para a composição de fundo financeiro necessário para o desmantelamento das Centrais de Geração após o seu desligamento, sendo este originado via Parcela A;
- (iii) Apontamentos do TCU sobre o resgate parcial sem prévia anuência dos agentes reguladores.

NOTA 27. ARRENDAMENTOS

O passivo de arrendamento refere-se principalmente a aluguel de imóveis e veículos.

A movimentação do passivo é demonstrada no quadro a seguir:

Saldo inicial em 31 de dezembro 2024	28.856
Novos contratos/Remensurações	4.811
Juros Incorridos	753
Pagamentos	(7.789)
Saldo final em 31 de março 2025	26.631

Saldo inicial em 31 de dezembro de 2023	54.521
Novos contratos/Remensurações	-
Juros Incorridos	1.112
Pagamentos	(7.326)
Saldo final em 31 de março de 2024	48.307
Novos contratos/Remensurações	-
Juros Incorridos	2.530
Pagamentos	(21.981)
Saldo final em 31 de dezembro de 2024	28.856

	31/03/2025	31/12/2024
Circulante	19.141	22.182
Não Circulante	7.490	6.674
Total	26.631	28.856

Os vencimentos dos passivos não circulantes estão demonstrados no quadro a seguir:

	31/03/2025
2026	6.718
2027	772
Total	7.490

**Notas explicativas às demonstrações financeiras intermediárias condensadas do período
findo em 31 de março de 2025
(Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma)**

Os aluguéis fixos e variáveis relacionados a contratos de baixo valor foram os seguintes para os períodos findos em 31 de março de 2025 e 31 de março de 2024, respectivamente:

	31/03/2025	31/03/2024
Arrendamentos de curto prazo	5.464	4.976

NOTA 28. OUTROS PASSIVOS

Os saldos atuais dessa rubrica podem ser conciliados com os respectivos itens do balanço patrimonial, como demonstrado a seguir:

	31/03/2025	31/12/2024
Passivo Circulante		
Provisão Participação nos Lucros e Resultados	42.983	42.983
Provisão Acordo Trabalhista	284.425	257.873
Outras Obrigações Folha de Pagamento	5.755	2.908
Total	333.163	303.764

NOTA 29. PATRIMÔNIO LÍQUIDO

O capital social da Companhia, em 31 de março de 2025 e 31 de dezembro de 2024 é de R\$ 15.493.956 e suas ações são nominativas e não têm valor nominal, sendo as ordinárias com direito a voto.

As ações preferenciais não podem se converter em ações ordinárias e não têm direito a voto, tendo preferência na distribuição de dividendos e prioridade no reembolso do capital.

Também, de acordo com o Estatuto, é assegurado aos acionistas um dividendo mínimo obrigatório anual, calculado na base de 25% do lucro líquido ajustado, nos termos da legislação vigente.

O capital social está distribuído, por principais acionistas e pelas espécies de ações, conforme a seguir:

ACIONISTA	31/03/2025					
	ORDINÁRIAS		PREFERENCIAIS		CAPITAL TOTAL	
	QUANTIDADE	%	QUANTIDADE	%	QUANTIDADE	%
Empresa Brasileira de Part. - ENBPar	141.916.224.437	64,10	-	-	141.916.224.437	32,05
Centrais Elétr. Brasil. S.A - ELETROBRAS	79.488.849.747	35,90	221.396.242.535	99,99	300.885.092.282	67,95
Depto de Águas E.Elétrica Est.SP - DAEE	5.960.026	0,00	7.405.548	0,00	13.365.574	0,00
LIGHT - Serviços de Eletricidade S.A.	-	-	5.058.993	0,00	5.058.993	0,00
Outros	1.176.930	0,00	3.504.063	0,00	4.680.993	0,00
Total	221.412.211.140	100,00	221.412.211.139	100,00	442.824.422.279	100,00

**Notas explicativas às demonstrações financeiras intermediárias condensadas do período
findo em 31 de março de 2025
(Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma)**

ACIONISTA	31/12/2024					
	ORDINÁRIAS		PREFERENCIAIS		CAPITAL TOTAL	
	QUANTIDADE	%	QUANTIDADE	%	QUANTIDADE	%
Empresa Brasileira de Part. - ENBPar	141.916.224.437	64,10	-	-	141.916.224.437	32,05
Centrais Eléct. Brasil. S.A - ELETROBRAS	79.488.849.747	35,90	221.396.242.535	99,99	300.885.092.282	67,95
Depto de Águas E.Elétrica Est.SP - DAEE	5.960.026	0,00	7.405.548	0,00	13.365.574	0,00
LIGHT - Serviços de Eletricidade S.A.	-	-	5.058.993	0,00	5.058.993	0,00
Outros	1.176.930	0,00	3.504.063	0,00	4.680.993	0,00
Total	221.412.211.140	100,00	221.412.211.139	100,00	442.824.422.279	100,00

Outros resultados abrangentes

Outros resultados abrangentes compreendem itens de receita e despesa que não são reconhecidos na demonstração do resultado. Os componentes dos outros resultados abrangentes incluem:

- Ganhos e perdas atuariais em planos de pensão com benefício definido; e
- Impacto de imposto de renda e contribuição social diferidos sobre os itens registrados em outros resultados abrangentes.

NOTA 30. RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA

Os saldos atuais dessa rubrica podem ser conciliados com os respectivos itens do balanço patrimonial, como demonstrado a seguir:

	31/03/2025	31/03/2024
Suprimento de Energia Elétrica:		
Receita	1.166.487	1.386.976
	1.166.487	1.386.976
Outras receitas	140	132
	140	132
(-) Deduções à Receita Operacional		
(-)Pis/PASEP e Cofins	(107.900)	(128.295)
(-) Encargos setoriais	(34.995)	(41.518)
	(142.895)	(169.813)
Receita operacional líquida	1.023.732	1.217.295

Suprimento de energia elétrica

O suprimento líquido de energia elétrica das Usinas Nucleares Angra 1 e 2 de 3.778.633 MWh* no período de três meses findo em 31 de março de 2025 (3.896.635 MWh* em março de 2024), corresponde a uma receita de R\$ 1.166.487 (R\$ 1.386.976 em 31 de março de 2024).

**Notas explicativas às demonstrações financeiras intermediárias condensadas do período
findo em 31 de março de 2025
(Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma)**

A receita fixa do exercício de 2025, como definida pela Resolução Homologatória Aneel nº 3.432 de 10 de dezembro de 2024 e atualizada monetariamente pelo Despacho 3.847 de 18 de dezembro de 2024, é no montante de R\$ 4.111.686. A receita fixa do exercício de 2024, definida pela Resolução Homologatória nº 3.299 de 12 de dezembro de 2023 e atualizada monetariamente pelo Despacho 5.055 de 20 de dezembro de 2023, atingiu o montante de R\$ 4.775.761.

a) Modalidade de comercialização

A energia elétrica gerada pela Companhia é rateada entre todas as concessionárias, permissionárias ou autorizadas de serviço público de distribuição no Sistema Interligado Nacional (SIN), de acordo com a metodologia estabelecida na Resolução Normativa nº 1.009, editada em 22 de março de 2022 pela Aneel, para o cálculo das cotas-partes anuais referentes à energia das centrais de geração Angra 1 e Angra 2 e as condições para a comercialização dessa energia na forma do art.11, da Lei nº 12.111/2009.

Essas cotas-partes representam o percentual da energia proveniente das usinas, a ser alocado à cada distribuidora, calculado pela razão entre o seu mercado faturado dos consumidores e a soma dos mercados faturados dos consumidores cativos de todas as distribuidoras do Sistema Interligado Nacional (SIN).

A Aneel estabeleceu as cotas-partes anuais referentes à geração para os anos de 2025 a 2032, bem como os montantes de energia a serem alocados às distribuidoras do SIN em 2024, através das Resoluções Homologatórias:

- 2.499/2018 de 18 de dezembro de 2018 (cotas-partes de 2024 a 2026)
- 2.643/2019 de 26 de novembro de 2019 (cotas-partes de 2027)
- 2.805/2020 de 24 de novembro de 2020 (cotas-partes de 2028)
- 2.998/2021 de 14 de dezembro de 2021 (cotas-partes de 2029)
- 3.148/2022 de 06 de dezembro de 2022 (cotas-partes de 2030)
- 3.297/2023 de 18 de dezembro de 2023 (cotas-partes de 2031)
- 3.835/2024 de 18 de dezembro de 2024 (cotas-partes de 2032 e montantes de energia a serem alocados às distribuidoras do SIN em 2025)

b) Apuração do Pis/PASEP e da Cofins

A apuração do Programa de Interação Social – Pis/Programa de Formação do Patrimônio do Servidor Público (PASEP) e da Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social (Cofins) é feita com base no método não cumulativo utilizando a alíquota de 9,25%.

**Não auditado pelo auditor independente*

NOTA 31. CUSTOS E DESPESAS OPERACIONAIS

Os saldos atuais dessa rubrica podem ser conciliados com os respectivos itens da demonstração de resultados, como demonstrado a seguir:

**Notas explicativas às demonstrações financeiras intermediárias condensadas do período
findo em 31 de março de 2025
(Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma)**

	31/03/2025			31/03/2024		
	Custos	Despesas	Total	Custos	Despesas	Total
Encargos de uso da rede de transmissão	(44.570)	-	(44.570)	(49.988)	-	(49.988)
Encargos de uso do sistema de distribuição	(13.142)	-	(13.142)	(11.429)	-	(11.429)
Pessoal	(187.127)	(55.615)	(242.742)	(138.551)	(93.646)	(232.197)
Pessoal - plano médico incentivo desligamento	1.546	(14)	1.532	-	-	-
Material	(9.427)	(327)	(9.754)	(3.246)	(1.921)	(5.167)
Serviços de terceiros	(36.208)	(41.926)	(78.134)	(52.157)	(49.746)	(101.903)
Depreciação e amortização	(72.997)	(718)	(73.715)	(78.164)	(2.398)	(80.562)
Depreciação direito de uso - IFRS 16	-	(6.705)	(6.705)	-	(6.304)	(6.304)
Combustível para produção de energia elétrica	(219.478)	-	(219.478)	(223.570)	-	(223.570)
Provisão Ressarcimento excedido sobre Fundo de Descomissionamento	(61.810)	-	(61.810)	-	-	-
Aluguéis	(1.562)	(2.426)	(3.988)	(419)	(6.244)	(6.663)
Provisões para risco	-	21.518	21.518	-	(4.738)	(4.738)
Provisões benefício pós emprego	-	(5.587)	(5.587)	-	(13.808)	(13.808)
Provisão de crédito de liquidação duvidosa	-	(40.609)	(40.609)	-	(315)	(315)
Tributos	(1.853)	(5.256)	(7.109)	(1.791)	(5.014)	(6.805)
Seguros	(7.191)	(58)	(7.249)	(7.979)	(290)	(8.269)
Recuperação de Despesa	-	25	25	-	8	8
Anuidade e contribuições	(3.688)	(1)	(3.689)	(2.584)	(39)	(2.623)
Comunicação	(48)	(291)	(339)	(36)	(216)	(252)
Luz e força	(3)	(1.892)	(1.895)	(2)	(2.025)	(2.027)
Condenações Judiciais	-	(1.934)	(1.934)	-	(17.936)	(17.936)
Contribuições CCEE/ONS	(547)	-	(547)	(456)	-	(456)
Outros	564	(1.088)	(524)	(77)	(4.390)	(4.467)
Total	(657.541)	(142.904)	(800.445)	(570.449)	(209.022)	(779.471)

NOTA 32. RESULTADO FINANCEIRO

Os saldos atuais dessa rubrica podem ser conciliados com os respectivos itens da demonstração de resultados, como demonstrado a seguir:

	31/03/2025	31/03/2024
Receitas Financeiras		
Rendimento sobre títulos e valores mobiliários de curto prazo	18.493	12.484
Ganho sobre títulos e valores mobiliários de LP para descomissionamento - (Nota 7)	65.068	67.753
Outras receitas financeiras	21.417	3.233
	104.978	83.470
Despesas financeiras		
Encargos sobre financiamentos	(150.204)	(115.390)
Perda sobre títulos e valores mobiliários de LP para descomissionamento - (Nota 7)	-	-
Ajuste a valor presente da obrigação para desmobilização de ativos	(16.736)	(63.024)
Ajuste a valor presente da obrigação com arrendamento mercantil IFRS 16	(753)	(1.112)
Outras despesas financeiras	(732)	(3.781)
	(168.425)	(183.307)
Itens financeiros, líquidos		
Variações monetárias	(18.699)	(6.111)
Variações cambiais	13.177	(3.336)
	(5.522)	(9.447)
Resultado Financeiro	(68.969)	(109.284)

**Notas explicativas às demonstrações financeiras intermediárias condensadas do período
findo em 31 de março de 2025
(Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma)**

NOTA 33. RESULTADO POR AÇÃO

O resultado básico por ação é calculado mediante a divisão entre o lucro atribuível aos acionistas da Companhia e sua quantidade de ações emitidas, excluindo aquelas recompradas pela Companhia e mantidas em tesouraria. Os resultados, básico e diluído, por ação, já que não ocorreram eventos de diluição no período.

Básico e diluído

	31/03/2025	31/03/2024
Numerador		
Lucro (Prejuízo) atribuído aos acionistas	93.645	151.430
Lucro (Prejuízo) do Período	93.645	151.430
Denominador		
Média ponderada de número de ações	442.824.422.279	442.824.422.279
Resultado básico e diluído por lote de um milhão de ações (R\$)	0,211472	0,341964

NOTA 34. INSTRUMENTOS FINANCEIROS E GESTÃO DE RISCOS
34.1. Gestão do Risco de Capital

Em linha com as práticas geralmente adotadas pelas demais companhias do setor elétrico, a Companhia monitora o capital com base no índice de alavancagem financeira. Esse índice corresponde à exposição líquida dividida pelo capital total. A dívida líquida, por sua vez, corresponde ao total de empréstimos e financiamentos de curto e longo prazos, apresentados na nota 19, subtraído do montante de caixa e equivalentes de caixa e títulos e valores mobiliários, apresentados nas notas 6 e 7. O capital total é apurado pela soma do patrimônio líquido, conforme demonstrado no balanço patrimonial consolidado, com a dívida líquida.

	31/03/2025	31/12/2024
Total dos empréstimos e financiamentos	7.615.448	7.687.216
(-) Caixa e Equivalentes de Caixa	(17.342)	(23.112)
(-) Títulos e Valores Mobiliários	(622.755)	(966.200)
Exposição líquida	6.975.351	6.697.904
(+) Total do Patrimônio Líquido	11.732.500	11.638.855
Total do Capital	18.707.851	18.336.759
Índice de Alavancagem Financeira	37,29%	36,53%

34.2. Classificação por categoria de instrumentos financeiros

A classificação dos ativos financeiros depende do modelo de negócio para gestão e das características do fluxo de caixa contratual. A Companhia classifica os ativos financeiros nas seguintes categorias:

Custo amortizado

Os ativos financeiros que são detidos e gerenciados num modelo de negócios cujo objetivo é de recolher apenas fluxos de caixa contratuais (juros e principal) devem ser classificados como ativos financeiros ao custo

**Notas explicativas às demonstrações financeiras intermediárias condensadas do período
findo em 31 de março de 2025
(Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma)**

amortizado. Em resumo, se o ativo financeiro é um instrumento de dívida simples cujo objetivo consiste em receber apenas juros e principal, ele deve ser classificado e contabilizado ao custo amortizado.

As receitas com juros provenientes desses ativos financeiros são registradas em receitas financeiras aplicando-se a taxa efetiva de juros. As perdas por *impairment* são apresentadas em uma conta separada na demonstração do resultado.

Ativos financeiros ao valor justo por meio de resultado

Quaisquer ativos financeiros que não sejam classificados nas categorias de custo amortizado ou de valor justo por meio de outros resultados abrangentes devem ser mensurados e reconhecidos ao justo valor por meio do resultado. Portanto, a categoria de ativos financeiros ao valor justo por meio do resultado representa uma categoria "residual". Os ativos financeiros que são detidos para negociação e gerenciados com base no justo valor, também estão incluídos nesta categoria.

Eventuais ganhos ou perdas em um investimento em título de dívida que seja subsequentemente mensurado ao valor justo por meio do resultado são reconhecidos no resultado e apresentados líquidos em resultado financeiro, no período em que ocorrerem.

Passivos financeiros

São classificados como "Passivos financeiros ao custo amortizado".

Os saldos contábeis de certos ativos e passivos financeiros representam uma aproximação razoável do valor justo. A Companhia usa a seguinte classificação para enquadrar os seus instrumentos financeiros e seus respectivos níveis:

	Nível	31/03/2025	31/12/2024
ATIVOS FINANCEIROS			
Custo amortizado		595.160	507.213
Clientes		512.780	420.913
Depósitos Judiciais		65.038	63.188
Caixa e equivalentes de caixa		17.342	23.112
Valor justo por meio do resultado		3.515.759	3.780.658
Títulos e Valores Mobiliários	2	3.515.759	3.780.658
PASSIVOS FINANCEIROS			
Custo amortizado		8.326.065	8.935.386
Fornecedores		683.986	1.219.314
Financiamentos e Empréstimos		7.615.448	7.687.216
Ressarcimento Cliente - Desvio Negativo		-	-
Arrendamentos		26.631	28.856

**Notas explicativas às demonstrações financeiras intermediárias condensadas do período
findo em 31 de março de 2025
(Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma)**

Categorias de valores justos:

Nível 1 – preços cotados (não ajustados) em mercados ativos, líquidos e visíveis para ativos e 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, outras 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 cujos 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.

34.3. Gestão de Riscos Financeiros

No exercício de suas atividades a Companhia é impactada por eventos de riscos que podem comprometer os seus objetivos estratégicos. O gerenciamento de riscos tem como principal objetivo antecipar e minimizar os efeitos adversos de tais eventos nos negócios e resultados econômico-financeiros da Companhia.

Para a gestão de riscos financeiros, a Companhia definiu políticas e estratégias operacionais e financeiras, aprovadas por comitês internos e pela Administração, que visam conferir liquidez, segurança e rentabilidade a seus ativos e manter os níveis de endividamento e perfil da dívida compatíveis com os fluxos econômico-financeiros.

As análises de sensibilidade abaixo foram elaboradas tendo como objetivo mensurar o impacto das mudanças nas variáveis de mercado sobre cada instrumento financeiro da Companhia. Tratam-se, portanto, de projeções baseadas em avaliações de cenários macroeconômicos, não significando que as transações terão os valores apresentados no prazo de análise considerado.

Os principais riscos financeiros identificados no processo de gerenciamento de riscos são:

34.3.1. Risco de taxa de câmbio

Esse risco decorre da possibilidade da Companhia ter seus demonstrativos econômico-financeiros impactados por flutuações nas taxas de câmbio. A Companhia apresenta exposição em ativos e passivos indexados à moeda estrangeira, em especial ao dólar norte americano e euro, que causam volatilidade nos seus resultados bem como em seu fluxo de caixa.

A Companhia possui uma Política de *Hedge* Financeiro cujo objetivo é monitorar e mitigar a exposição às variáveis de mercado que impactem seus ativos e passivos, reduzindo assim os efeitos de flutuações indesejáveis destas variáveis em suas demonstrações financeiras.

A referida política, portanto, visa contribuir para que os resultados da Companhia reflitam fielmente o seu real desempenho operacional e que o seu fluxo de caixa projetado apresente menor volatilidade.

Considerando as diferentes formas de se realizar o *hedge* dos descasamentos apresentados pela Companhia, a Política elenca uma escala de prioridades, priorizando a solução estrutural, e, apenas para os casos residuais, adoção de operações com instrumentos financeiros derivativos.

**Notas explicativas às demonstrações financeiras intermediárias condensadas do período
findo em 31 de março de 2025
(Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma)**

A exposição total do risco de câmbio pode ser resumida na análise de sensibilidade a seguir:

PREMISSAS ADOTADAS	
Moeda	* Tx. de câmbio
Euro	6,6806
Dólar Americano	5,9000

ANÁLISE DE SENSIBILIDADE FORNECEDOR EM 31 DE MARÇO DE 2025			
Moeda	Valor	Valor (R\$)	Ganho/perda estimados até 31/12/2025 (R\$)
Euro	(19.739)	(122.368)	(9.500)
Dólar Americano	(14.615)	(83.922)	(2.306)
TOTAL		(206.290)	(11.806)

*Projeção baseada no relatório FOCUS de 11.04.2025.

34.3.2. Risco de volatilidade da taxa de juros

A Administração da ELETRONUCLEAR entende que a exposição ao risco de volatilidade de taxa de juros não é significativa, visto que os empréstimos e financiamentos contratados estão indexados, principalmente, à Unidade de Referência Fiscal (UFIR) e à Taxa de Juros de Longo Prazo (TJLP) ou não possuem qualquer indexador, como é o caso do contrato de financiamento com a Caixa Econômica Federal – CEF, que possui taxa de juros fixa ao longo do contrato. Além disso, a maior parte dos recursos são captados em moeda nacional, o que reduz a exposição cambial.

A UFIR não sofreu qualquer variação no período, visto que foi extinta em 2000 e está congelada desde então. A TJLP, que é divulgada, trimestralmente, pelo Conselho Monetário Nacional (CMN), foi aumentada de 7,43% a.a. no quarto trimestre de 2024 para 7,97% a.a. no primeiro trimestre de 2025. O impacto para a ELETRONUCLEAR proveniente de mudanças da TJLP é suavizado pelo fato do contrato de financiamento com o Banco Nacional do Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES) prever que qualquer valor da TJLP que exceda o patamar de 6,00% a.a. é capitalizado, incorporando-se ao saldo devedor. Além da taxa referente à TJLP, o contrato com o BNDES prevê o pagamento de um spread fixo de 1,72% a.a.

Aproximadamente 41,7% da dívida total da ELETRONUCLEAR está indexada à TJLP. No caso da dívida com taxas pré-fixadas, esse montante representa cerca de 36,7% do total. A dívida indexada à UFIR, que está congelada, representa cerca de 5,7% do total. As dívidas atreladas ao CDI e à SELIC representam uma participação de 6,6% e 0,1% respectivamente. Cerca de 5,7% da dívida está atrelada à variação do spread do NTN-B 2032.

Outra fração de aproximadamente 2,8% do total da dívida da ELETRONUCLEAR está indexada ao Índice de Preços ao Consumidor Amplo (IPCA). Cerca de 0,8% da dívida da companhia está indexada ao TERM SOFR de 6 meses, referente ao *Credit Agreement* firmado com o Banco Santander S.A.

**Notas explicativas às demonstrações financeiras intermediárias condensadas do período
findo em 31 de março de 2025
(Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma)**

Segue, abaixo, a exposição total ao risco de volatilidade da taxa de juros dos Financiamentos e Empréstimos:

	Moeda	Indexador	Taxa Efetiva	31/03/2025		31/12/2024	
				Principal	Juros *	Principal	Juros *
ANGRAS 1 e 2:							
ENBPAR - RGR - ECF 2278 / ECF 2507 / ECF 2579	R\$	UFIR	5,00%	53.873	3.562	62.414	4.604
FURNAS - Instrumento de Confissão de Dívida	R\$	IPCA	7,94%	209.426	44.011	216.520	43.131
SANTANDER - Credit Agreement LTO - A1	USD	TERM SOFR 6M	5,33%	57.606	5.496	75.739	7.119
ENBPAR - Contrato de Mútuo 1	R\$	NTN-B 32	15,08%	249.710	231.524	241.565	212.957
ENBPAR - Contrato de Mútuo 2	R\$	NTN-B 32	15,08%	184.461	179.990	178.445	165.007
ANGRA 3:							
ENBPAR - RGR - ECF 2878	R\$	UFIR	5,00%	381.310	135.445	388.738	140.756
BNDES - Nº 10.2.2032.1 - Subcréditos A e B	R\$	TJLP	7,72%	3.176.774	1.645.002	3.206.733	1.667.774
BNDES - Nº 10.2.2032.1 - Subcrédito E	R\$	SELIC	15,40%	7.140	2.338	7.556	2.778
CEF - Nº 0410.351-27/13	R\$	Sem indexador	6,50%	2.793.473	1.374.419	2.826.477	1.419.965
PROJETOS PRIORITÁRIOS:							
BANCO ABC	R\$	CDI	17,97%	167.225	38.627	161.010	35.725
BANCO BTG PACTUAL	R\$	CDI	17,97%	334.450	78.294	322.019	72.321
Total				7.615.448	3.738.708	7.687.216	3.772.137

* Montante de juros até o término das amortizações dos empréstimos calculado conforme taxas contratuais

a) Indexadores nacionais:

a.1) Risco de apreciação das taxas de juros:

	Saldo em 31/03/2025	Efeito no resultado		
		Cenário I - Provável 2025 ¹	Cenário II (+25%) ¹	Cenário III (+50%) ¹
IPCA Empréstimos e financiamentos	209.426	(25.385)	(28.634)	(30.869)
Impacto no resultado	209.426	(25.385)	(28.634)	(30.869)
TJLP Empréstimos e financiamentos	3.176.774	(306.349)	(354.235)	(402.115)
Impacto no resultado	3.176.774	(306.349)	(354.235)	(402.115)
TERM SOFR 6M Empréstimos e financiamentos	57.606	(2.969)	(3.150)	(3.333)
Impacto no resultado	57.606	(2.969)	(3.150)	(3.333)
CDI Empréstimos e financiamentos	501.676	(86.752)	(100.915)	(114.938)
Impacto no resultado	501.676	(86.752)	(100.915)	(114.938)
SELIC Empréstimos e financiamentos	7.140	(1.034)	(1.193)	(1.348)
Impacto no resultado	7.140	(1.034)	(1.193)	(1.348)
NTN-B 2032 Empréstimos e financiamentos	434.171	(65.322)	(76.045)	(86.645)
Impacto no resultado	434.171	(65.322)	(76.045)	(86.645)
Impacto no resultado dos índices		(487.811)	(564.172)	(639.246)
(¹) Premissas adotadas:				
	31/03/2025	Provável	+25%	+50%
IPCA	5,48%	5,65%	7,06%	8,48%
TJLP	7,97%	8,65%	10,81%	12,98%
TERM SOFR 6M	4,28%	4,13%	5,16%	6,19%
CDI	14,15%	14,90%	18,63%	22,35%
SELIC	14,15%	14,90%	18,63%	22,35%
NTN-B 2032	13,71%	13,71%	17,14%	20,57%

**Notas explicativas às demonstrações financeiras intermediárias condensadas do período
findo em 31 de março de 2025
(Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma)**

34.3.3. Risco de crédito

O Risco de crédito é o risco da Companhia incorrer em perdas financeiras decorrentes de um cliente ou de uma contraparte que falhe em cumprir com suas obrigações contratuais em um instrumento financeiro. Esse risco é principalmente proveniente das contas a receber de clientes e instrumentos financeiros da Companhia. O valor contábil dos ativos financeiros representa a exposição máxima da Companhia ao risco de crédito.

Conforme descrito na nota 1, a ELETRONUCLEAR tem a totalidade da sua geração de energia elétrica comercializada através da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), com todas as distribuidoras do Sistema Interligado Nacional (SIN). Toda a energia produzida tem fornecimento contratual de longo prazo firmado com as distribuidoras de energia elétrica. A Companhia entende que o risco de inadimplência fica mitigado, tendo em vista que a quitação desse faturamento está sob o controle da CCEE, que possui autonomia sobre os recursos reservados pelas distribuidoras para esse fim.

A receita fixa das Usinas Angra 1 e 2 é regulada pela Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel), através do modelo do Procedimento de Regulação Tarifária (PRORET): Módulo 6, Submódulo 6.7, com reajustes anuais e revisões quinquenais. A receita fixa para o ano de 2025 foi definida pela Resolução Homologatória nº 3.432 de 10 de dezembro de 2024 e pelo Despacho nº 3.847 de 18 de dezembro de 2024 - DOU 20 de dezembro de 2024, no montante de R\$ 4.111.686.

Salienta-se que, conforme regras de comercialização das energias das Usinas Angra 1 e 2, os desvios eventuais (sobras ou faltas) são apurados em cada exercício e são faturados ou devolvidos em duodécimos no exercício seguinte.

A Resolução Normativa nº 1.009, de 22 de março de 2022, dispõe, entretanto, que apesar de o faturamento ser repassado pela CCEE, o risco de crédito final é da ELETRONUCLEAR.

Dessa forma, a ELETRONUCLEAR monitora constantemente os possíveis efeitos e a eventual necessidade de contratação de instrumentos de proteção.

Abaixo, apresentamos as principais contas sujeitas a risco de crédito:

	31/03/2025	31/12/2024
Caixa e equivalentes de Caixa	17.342	23.112
Clientes - Venda de Energia	512.780	420.913
Títulos e Valores Mobiliários	3.515.759	3.780.658
Total	4.045.881	4.224.683

**Notas explicativas às demonstrações financeiras intermediárias condensadas do período
findo em 31 de março de 2025
(Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma)**

Abaixo, apresentamos relação de clientes em 31 de março de 2025:

	Concessionária	Faturamento	Parcela Variável	Total	Atraso em dias
1	AMAZONAS DISTRIBUIDORA DE ENERGIA S. A.	5.441	2.017	7.458	0
2	AMPLA ENERGIA E SERVIÇOS S. A.	10.338	3.833	14.171	0
3	CELESC DISTRIBUIÇÃO S. A.	17.439	6.466	23.905	0
4	CELG DISTRIBUIÇÃO S. A.	13.149	4.875	18.024	0
5	CEMIG DISTRIBUIÇÃO S. A.	30.092	11.156	41.248	0
6	CENTRAIS ELÉTRICAS DE CARAZINHO S. A. - ELETROCAR	166	61	227	0
7	CERFOX - COOPERATIVA DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA	83	31	114	0
8	COMPANHIA CAMPOLARGUENSE DE ENERGIA	251	93	344	0
9	COMPANHIA DE ELETRICIDADE DO AMAPÁ	1.270	471	1.741	0
10	COMPANHIA DE ELETRICIDADE DO ESTADO DA BAHIA	19.493	7.227	26.720	0
11	COMPANHIA ENERGÉTICA DE PERNAMBUCO	12.867	4.771	17.638	0
12	COMPANHIA ENERGÉTICA DO CEARÁ	11.597	4.300	15.897	0
13	COMPANHIA ENERGÉTICA DO RIO GRANDE DO NORTE	5.491	2.036	7.527	0
14	COMPANHIA ESTADUAL DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA - CEEE-D	8.075	2.994	11.069	0
15	COMPANHIA HIDROELÉTRICA SÃO PATRÍCIO	160	59	219	0
16	COMPANHIA JAGUARI DE ENERGIA (CPFL JAGUARI)	477	177	654	0
17	COMPANHIA JAGUARI DE ENERGIA (CPFL LESTE PAULISTA)	320	119	439	0
18	COMPANHIA JAGUARI DE ENERGIA (CPFL MOCOCA SE)	217	81	298	0
19	COMPANHIA JAGUARI DE ENERGIA (CPFL SANTA CRUZ)	1.076	400	1.476	0
20	COMPANHIA JAGUARI DE ENERGIA (CPFL SUL PAULISTA)	415	154	569	0
21	COMPANHIA PAULISTA DE FORÇA E LUZ	24.403	9.046	33.449	0
22	COMPANHIA PIRATININGA DE FORÇA E LUZ	9.255	3.432	12.687	0
23	COMPANHIA SUL SERGIPANA DE ELETRICIDADE	384	142	526	0
24	COOP. DE ELET RURAL DE ITAÍ PARANAPANEMA AVARÉ LTDA.	199	74	273	0
25	COOPER. DE ELETRIFICAÇÃO E DESENVOLV. DA REGIÃO DE SÃO JOSÉ DO RIO	83	31	114	0
26	COOPERATIVA ALIANÇA	198	73	271	0
27	COOPERATIVA DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA	133	49	182	0
28	COOPERATIVA DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA DE ARAPOTI	45	17	62	0
29	COOPERATIVA DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA SALTO DONNER	9	3	12	0
30	COOPERATIVA DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ENTRE RIOS LTDA.	57	22	79	0
31	COOPERATIVA DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA TEUTÔNIA	481	179	660	0
32	COOPERATIVA DE DISTRIBUIÇÃO E GERAÇÃO DE ENERGIA DAS MISSÕES - CEI	169	62	231	0
33	COOPERATIVA DE DISTRIBUIÇÃO SANTA MARIA	35	12	47	0
34	COOPERATIVA DE ELETRIFICAÇÃO RURAL DE ARARUAMA LTDA.	26	10	36	0
35	COOPERATIVA DE ELETRICIDADE DE GRAVATAL	35	12	47	0
36	COOPERATIVA DE ELETRICIDADE DE PRAIA GRANDE	69	26	95	0
37	COOPERATIVA DE ELETRICIDADE DE SÃO LUDGERO	137	51	188	0
38	COOPERATIVA DE ELETRICIDADE GRAO PARÁ	31	12	43	0
39	COOPERATIVA DE ELETRICIDADE JACINTO MACHADO	32	12	44	0
40	COOPERATIVA DE ELETRIFICAÇÃO ANITA GARIBALDI	65	24	89	0
41	COOPERATIVA DE ELETRIFICAÇÃO DA REGIÃO DO ALTO PARAÍBA	35	12	47	0
42	COOPERATIVA DE ELETRIFICAÇÃO DE BRAÇO DO NORTE	173	64	237	0
43	COOPERATIVA DE ELETRIFICAÇÃO DE IBIÚNA E REGIÃO	103	38	141	0
44	COOPERATIVA DE ELETRIFICAÇÃO E DESENVOLVIMENTO DA REGIÃO DE ITU	61	22	83	0
45	COOPERATIVA DE ELETRIFICAÇÃO E DESENVOLVIMENTO DA REGIÃO DE MOC	158	59	217	0
46	COOPERATIVA DE ELETRIFICAÇÃO E DESENVOLVIMENTO RURAL DA REGIÃO I	28	11	39	0
47	COOPERATIVA DE ELETRIFICAÇÃO LAURO MULLER	22	8	30	0
48	COOPERATIVA DE ELETRIFICAÇÃO RURAL DA REGIÃO DE PROMISSÃO	14	5	19	0
49	COOPERATIVA DE ELETRIFICAÇÃO RURAL FRONTEIRA SUL LTDA.	27	10	37	0
50	COOPERATIVA DE ENERGIIZAÇÃO E DE DESENVOLVIMENTO DO VALE DO MOI	35	12	47	0
51	COOPERATIVA ENERGÉTICA COCAL	87	32	119	0
52	COOPERATIVA FUMACENSE DE ELETRICIDADE - CERMOFUL ENERGIA	137	51	188	0
53	COOPERATIVA REGIONAL DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA DO LITORAL NORTE	22	8	30	0
54	COOPERATIVA REGIONAL DE ELETRIFICAÇÃO RURAL DO ALTO URUGUAI	127	47	174	0
55	COOPERATIVA REGIONAL DE ENERGIA E DESENVOLVIMENTO IJUÍ LTDA.	130	48	178	0
56	COOPERATIVA REGIONAL DE ENERGIA TAQUARI JACUÍ	161	60	221	0
57	COOPERATIVA REGIONAL SUL DE ELETRIFICAÇÃO RURAL	52	19	71	0
58	COOPERLUZ - COOPERATIVA DISTRIBUIDORA DE ENERGIA FRONTEIRA NORO	100	36	136	0
59	COOPERZEM - COOPERATIVA DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA	52	19	71	0
60	COPEL DISTRIBUIÇÃO S. A.	23.819	8.832	32.651	0
61	COPREL COOPERATIVA DE ENERGIA	441	164	605	0
62	CRELUZ - COOPERATIVA DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA	155	57	212	0
63	DEPARTAMENTO MUNICIPAL DE ENERGIA DE IJUÍ	168	62	230	0
64	DISTRIBUIDORA CATARINENSE DE ENERGIA ELÉTRICA LTDA.	217	81	298	0
65	DME DISTRIBUIÇÃO S. A.	134	50	184	0
66	EDP ESPÍRITO SANTO DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA S. A.	7.370	2.732	10.102	0
67	EDP SÃO PAULO DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA S. A.	9.588	3.555	13.143	0
68	ELEKTRO REDES S. A.	12.886	4.777	17.663	0
69	ELETROPOLITANO METROPOLITANA ELETRICIDADE DE SÃO PAULO S. A.	38.851	14.405	53.256	0
70	EMPRESA FORÇA E LUZ DE URUSSANGA LTDA.	32	12	44	0
71	EMPRESA LUZ É FORÇA SANTA MARIA S. A.	647	240	887	0
72	ENERGISA ACRE - DISTRIBUIDORA DE ENERGIA S. A.	1.184	438	1.622	0
73	ENERGISA MATO GROSSO - DISTRIBUIDORA DE ENERGIA S. A.	8.516	3.158	11.674	0
74	ENERGISA MATO GROSSO DO SUL S. A.	5.264	1.952	7.216	0
75	ENERGISA MINAS RIO - DISTRIBUIDORA DE ENERGIA S. A.	1.816	674	2.490	0
76	ENERGISA PARAÍBA - DISTRIBUIDORA DE ENERGIA S. A.	5.044	1.869	6.913	0
77	ENERGISA RONDÔNIA - DISTRIBUIDORA DE ENERGIA S. A.	3.556	1.318	4.874	0
78	ENERGISA SERGIPE - DISTRIBUIDORA DE ENERGIA S. A.	2.869	1.064	3.933	0
79	ENERGISA SUL SUDESTE - DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA S. A. (ENERGISA BR)	684	253	937	0
80	ENERGISA SUL SUDESTE - DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA S. A. (ENERGISA NA)	852	317	1.169	0
81	ENERGISA SUL SUDESTE - DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA S. A. (ENERGISA SS)	1.378	511	1.889	0
82	ENERGISA SUL SUDESTE - DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA S. A. (ENERGISA VP)	1.006	373	1.379	0
83	ENERGISA TOCANTINS - DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA S. A.	2.530	939	3.469	0
84	EQUATORIAL ALAGOAS DISTRIBUIDORA DE ENERGIA S. A.	3.751	1.390	5.141	0
85	EQUATORIAL MARANHÃO DISTRIBUIDORA DE ENERGIA S. A.	7.101	2.633	9.734	0
86	EQUATORIAL PARÁ DISTRIBUIDORA DE ENERGIA S. A.	9.003	3.338	12.341	0
87	EQUATORIAL PIAUÍ DISTRIBUIDORA DE ENERGIA S. A.	4.113	1.525	5.638	0
88	FORÇA E LUZ CORONEL VIVIDA LTDA.	35	12	47	0
89	HIDROPAN DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA S. A.	110	41	151	0
90	LIGHT SERVIÇOS DE ELETRICIDADE S. A.	22.696	8.415	31.111	0
91	MUXFELDT, MARIN & CIA. LTDA.	50	18	68	0
92	NEOENERGIA DISTRIBUIÇÃO BRASÍLIA S. A.	6.652	2.467	9.119	0
93	NOVA PALMA ENERGIA LTDA.	81	30	111	0
94	RGE SUL DISTRIBUIDORA DE ENERGIA S. A. (RGE DIST)	8.111	3.007	11.118	0
95	RGE SUL DISTRIBUIDORA DE ENERGIA S. A. (RGE SUL)	7.589	2.814	10.403	0
Total		374.086	138.694	512.780	

**Notas explicativas às demonstrações financeiras intermediárias condensadas do período
findo em 31 de março de 2025
(Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma)**

34.3.4. Risco de liquidez

As necessidades de liquidez da Companhia são de responsabilidade das áreas financeira e de captação de recursos, que atuam alinhadas no monitoramento permanente dos fluxos de caixa de curto, médio e longo prazo, previstos e realizados, buscando evitar possíveis descasamentos e consequentes perdas financeiras e garantir as exigências de liquidez para as necessidades operacionais.

Abaixo, apresentamos os principais indicadores de liquidez:

- a comparação entre os direitos realizáveis e as exigibilidades, de curto prazo, aponta um índice de liquidez corrente de 1,32 em 31 de dezembro de 2024 (1,27 em 31 de dezembro de 2024) e;
- a comparação entre os direitos realizáveis e as exigibilidades, de curto e de longo prazo, revela um índice de liquidez geral de 0,65 em 31 de dezembro de 2024 (0,67 em 31 de dezembro de 2024).

A administração da ELETRONUCLEAR entende que os riscos de liquidez corrente estão administrados. O índice de liquidez geral está afetado pelos financiamentos das obras da Usina Angra 3, cuja expectativa de entrada em operação tem como cronograma o início de geração de receita a partir de julho de 2028 (nota 34.3.5 a seguir).

A tabela abaixo analisa os passivos financeiros da Companhia por faixas de vencimento, correspondentes ao período remanescente no balanço patrimonial até a data contratual do vencimento. O vencimento contratual baseia-se na data mais recente em que a Companhia deve quitar obrigações e inclui os respectivos juros contratuais relacionados, quando aplicável. Os valores divulgados no quadro são os fluxos de caixa não descontados contratados:

	31/03/2025				
	Fluxo de pagamento				
	Até 1 Ano	De 1 a 2 Anos	De 2 a 5 Anos	Mais de 5 Anos	Total
PASSIVOS FINANCEIROS (Circulante / Não Circulante)					
Mensurados ao Custo Amortizado	2.237.355	998.584	2.841.911	6.377.959	12.455.809
Empréstimos e financiamentos	1.534.228	991.866	2.841.139	6.377.959	11.745.192
Fornecedores	683.986	-	-	-	683.986
Arrendamentos	19.141	6.718	772	-	26.631

	31/12/2024				
	Fluxo de pagamento				
	Até 1 Ano	De 1 a 2 Anos	De 2 a 5 Anos	Mais de 5 Anos	Total
PASSIVOS FINANCEIROS (Circulante / Não Circulante)					
Mensurados ao Custo Amortizado	2.737.932	987.034	2.806.800	6.450.722	12.982.488
Empréstimos e financiamentos	1.496.436	980.881	2.806.279	6.450.722	11.734.318
Fornecedores	1.219.314	-	-	-	1.219.314
Arrendamentos	22.182	6.153	521	-	28.856

**Notas explicativas às demonstrações financeiras intermediárias condensadas do período
findo em 31 de março de 2025
(Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma)**

34.3.5. Risco Operacional

A nova estrutura da ELETRONUCLEAR, a partir da criação da *holding* ENBPar, em 2022, vem promovendo mais robustez e agilidade ao setor, permitindo um melhor posicionamento e alinhamento com as estratégias definidas para a ELETRONUCLEAR.

A ELETRONUCLEAR mantém elevado padrão de governança, alcançado por meio do fortalecimento das melhores práticas, com os seguintes órgãos estatutários: Assembleia Geral, Conselho Fiscal (CF), Diretoria Executiva (DE), Conselho de Administração (CA), Comitê de Auditoria e de Riscos (COAUD), Comitê de Pessoas, Elegibilidade, Sucessão e Remuneração (CO-PESSOAS) e Comitê Estatutário de Acompanhamento do Projeto da Usina Termonuclear de Angra 3 (COANGRA). A estrutura de governança se completa com a gestão de risco, controles internos e conformidade, entre outros fundamentos clássicos da moderna administração.

A gestão de riscos na ELETRONUCLEAR envolve a identificação, análise, avaliação e tratamento dos riscos, além do monitoramento e comunicação para a alta administração, sendo submetido a cada trimestre aos órgãos de governança os temas classificados como críticos. Nessa instância, são analisados os impactos, riscos e oportunidades decorrentes de questões que afetam os principais objetivos estratégicos da companhia. Quando identificado um risco para a Companhia que ainda não tenha sido contemplado na matriz corporativa, é solicitada a sua inclusão para que seja priorizado seu monitoramento.

A cultura da segurança é submetida a aprimoramento constante, acompanhando as melhores práticas adotadas na indústria nuclear.

O Plano de Negócios e Gestão (PNG 2024-2028) apresenta o Planejamento da ELETRONUCLEAR para um horizonte de cinco anos. O documento reúne a visão de futuro, com a sua nova Identidade Empresarial, sua Estratégia desdobrada em Diretrizes e Objetivos Estratégicos, acompanhada com uma análise de riscos, além do *TOP FIVE*, que apresenta os principais Projetos e Ações da Companhia.

O Plano de Negócios e Gestão oferece também uma sinalização clara e objetiva dos rumos que a Companhia pretende trilhar, com foco na Cultura de Segurança, Manutenção de Angra 1 e Angra 2, assegurando a capacidade de geração e extensão da licença de operação de Angra 1 em 20 anos, e concluir Angra 3, aumentando assim a capacidade de geração da Companhia. O documento contém um capítulo com uma análise de Riscos Corporativos.

A ELETRONUCLEAR tem como atividade principal a operação das Usinas Angra 1 e 2.

O principal insumo na geração de energia elétrica de fonte termonuclear é o combustível nuclear, insumo este fornecido no Brasil única e exclusivamente pelas Indústrias Nucleares do Brasil S.A. (INB), empresa estatal de economia mista vinculada ao Ministério de Minas e Energia (MME), controlada pela ENBPar, que, em nome da União, exerce no Brasil o monopólio da produção e comercialização de materiais nucleares, dentre eles, os elementos combustíveis utilizados nos reatores das Usinas Angra 1 e 2.

A extensão da vida útil de Angra 1, que será possibilitada com uma renovação da sua licença de operação, é um dos projetos mais importantes em curso na ELETRONUCLEAR. O projeto pode assegurar a continuidade da operação da usina após a expiração da licença atual, em 2024, mantendo por mais 20 anos à disposição do sistema elétrico brasileiro uma capacidade de geração de 640 MW. Para garantir essa ampliação da operação da usina, a ELETRONUCLEAR desenvolve o Programa de Extensão da Vida Útil de Angra 1 — *Long Term Operation* (LTO).

**Notas explicativas às demonstrações financeiras intermediárias condensadas do período
findo em 31 de março de 2025
(Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma)**

A Companhia vem dando continuidade ao projeto e ao financiamento de longo prazo para a extensão da vida útil de Angra 1. O processo de licenciamento está sendo desenvolvido e acompanhado por equipes multidisciplinares de todas as diretorias da ELETRONUCLEAR. Em dezembro de 2023, foi entregue à Comissão Nacional de Energia Nuclear (CNEN) a documentação da 3ª Revisão Periódica de Segurança (RPS). A partir de então, iniciou a fase de respostas aos questionamentos e exigências da CNEN. A autorização da Comissão Nacional de Energia Nuclear (CNEN) foi recebida pela companhia por meio da Resolução nº 331 de 21 de novembro de 2024 e publicado no Diário Oficial da União (DOU) em 25 de novembro de 2024, em que concedeu a Autorização para Operação a Longo Prazo de Angra 1 (AOLP), prorrogando a atual Autorização de Operação Permanente (AOP) por mais 20 anos, contados a partir de 23 de dezembro de 2024. Portanto, a AOLP concedeu a Angra 1 a licença para operar até 23 de dezembro de 2044.

As Usinas Angra 1 e Angra 2 têm pautado seu desempenho segundo os padrões internacionais de segurança e confiabilidade adotados pela indústria nuclear.

A Coordenação de Segurança e Supervisão Independente (CS.DE), unidade organizacional vinculada diretamente à Diretoria Executiva da ELETRONUCLEAR, coordena o Comitê de Supervisão Independente de Segurança (COSIS), um colegiado com representantes de todas as diretorias da ELETRONUCLEAR, que permite o acompanhamento das discussões relacionadas com a segurança nuclear em toda a Companhia.

São tratados no COSIS as notificações sobre questões que demandam uma mobilização maior da Companhia, feitas a partir do monitoramento dos indicadores de desempenho das usinas, apoio do setor corporativo e observações de campo. Em 2024, o COSIS está acompanhando também o andamento dos planos de ação referentes às missões internacionais realizadas no passado, bem como continua monitorando o desempenho das Usinas.

Visando a manutenção de um elevado nível de excelência da operação das usinas de Angra e em função da ocorrência da Missão de Acompanhamento do último *WANO Corporate Peer Review*, que ocorreu em outubro de 2024, esta Coordenação (CS.DE) coordenou em 2024 diversas reuniões do COSIS, desafiando os indicadores de desempenho dessas usinas e acompanhando o andamento dos planos de ação desta Missão.

Outrossim, a CS.DE organizou um *workshop* sobre Cultura de Segurança em dezembro de 2024, no Rio de Janeiro, que contou com a presença de três especialistas da Agência Internacional de Energia Atômica, que teve como público-alvo a alta Administração da ELETRONUCLEAR, além de uma Pesquisa de Cultura de Segurança online.

Considerando a complexidade do negócio, a administração da ELETRONUCLEAR vem monitorando os riscos, e quando necessário, submetendo aos diversos órgãos a que está subordinada e entende não haver aspectos de natureza operacional que possam indicar um risco de descontinuidade operacional das Usinas Angra 1 e 2.

A Terceira usina da Central Nuclear Almirante Álvaro Alberto (CNAAA), Angra 3 é considerada uma importante ampliação da capacidade de geração para o sistema elétrico brasileiro, com a vantagem de utilizar uma fonte limpa de energia. Com uma potência instalada prevista de 1.405 MW, a usina representa a retomada de planos visando à expansão do parque gerador nuclear no Brasil.

Com o objetivo de caracterizar a situação atual da construção de Angra 3 e as implicações da sua eventual paralisação para a ELETRONUCLEAR, a administração da Companhia vem conduzindo ações visando o equacionamento das condições necessárias à plena retomada e conclusão do empreendimento.

**Notas explicativas às demonstrações financeiras intermediárias condensadas do período
findo em 31 de março de 2025
(Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma)**

A conclusão das obras da Usina Angra 3 em condições sustentáveis depende, entre outras questões, de uma nova estruturação financeira, dado o montante significativo de investimentos (custos diretos) ainda a realizar. Atualmente, a ELETRONUCLEAR não possui garantias disponíveis para conseguir novos financiamentos, visto que todos os seus ativos já estão comprometidos nos créditos existentes.

Na reestruturação da ELETRONUCLEAR, decorrente da capitalização da Eletrobras, foi criada a Diretoria de Angra 3, uma área relevante para a gestão da construção da usina. Essa iniciativa permitiu a organização de uma estrutura específica para levar adiante o projeto, com desdobramentos positivos na sua execução. Em função do processo, em andamento, de reestruturação do organograma da ELETRONUCLEAR, são esperados impactos em 2025 na estrutura de gestão de Angra 3 e, por consequência, nas atribuições e processos associados.

A construção de Angra 3 avançou em definições importantes na modelagem financeira e de contratação.

Em setembro de 2024 houve a entrega dos estudos definitivos pelo Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES) para apreciação pelo Conselho Nacional de Política Energética (CNPE) da nova tarifa e condição de retomada do projeto. A referida documentação da modelagem inclui o orçamento, o cronograma e outros insumos para o preço de energia, bem como os relatórios de modelagem financeira: Financiamento e Preço de Energia e Contratação do *Engineering, Procurement and Construction* (EPC ou EPCista). A documentação foi encaminhada ao MME tendo em vista a etapa de aprovação pelo CNPE, que determinará a outorga e a tarifa de Angra 3, bem como a autorização para a assinatura do contrato de comercialização de energia, nos termos da Lei 14.120 de março de 2021. Segundo essa lei, a tarifa deverá assegurar a viabilidade econômica do empreendimento, em condições de mercado.

Desde 2021 equipes da ELETRONUCLEAR e de subcontratadas do BNDES atuam nas frentes de engenharia, financeira e jurídico, visando contribuir com o esforço para a definição da tarifa de equilíbrio do Projeto e a futura contratação do EPC. Esse esforço foi intensificado a partir do mês de janeiro de 2024, em frentes de trabalho para acelerar o levantamento de informações necessárias da rubrica de engenharia, tendo entregue em agosto de 2024 toda a documentação necessária para a avaliação da tarifa pelo CNPE.

No mês de março de 2024 foi aberta, pela ELETRONUCLEAR, a Consulta Pública sobre os documentos para licitação do EPC, preparados pelo BNDES, com as versões finais dos produtos pertinentes ao processo licitatório, incluindo os apêndices ao contrato e os cronogramas geral e de construção do empreendimento. Os resultados da Consulta Pública foram apresentados no mês de agosto de 2024. Em função das contribuições recebidas na Consulta Pública, alguns pontos do edital e da documentação da modelagem foram revisados, visando o sucesso do processo licitatório do EPC. Soma-se a esse esforço de revisão, os desdobramentos da transferência de parte do escopo do Plano de Aceleração para o escopo do futuro contrato com o EPC, tendo em vista que, em maio de 2024, foi concluído o processo de rescisão do contrato com o Consórcio AGIS relativo às obras civis e montagens eletromecânicas do Plano de Aceleração, em função de inadimplementos continuados por parte da contratada.

A etapa de aprovação pelo CNPE configura-se como essencial para mitigação e/ou solução de diversos riscos ao empreendimento incluindo a situação de restrição financeira. Em 10 de dezembro de 2024, ocorreu a 43ª Reunião Ordinária do Conselho Nacional de Política Energética (CNPE), onde estava previsto a deliberação sobre a aprovação da outorga de autorização para a exploração da Usina Termelétrica Nuclear Angra 3 (Angra 3), bem como a aprovação do preço da energia elétrica produzida e outras condições previstas nos termos da Lei nº 14.120/2021, de 01.03.2021, e Resolução CNPE nº 23/2021, de 23.10.2021. Embora o Ministério de Minas e Energia (MME), que preside o Conselho, tenha orientado pela aprovação dos itens, houve um pedido de vista coletivo, adiando-se a tomada da decisão sobre a retomada do projeto para a primeira reunião extraordinária

**Notas explicativas às demonstrações financeiras intermediárias condensadas do período
findo em 31 de março de 2025
(Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma)**

de 2025. Em 18 de fevereiro de 2025 ocorreu a primeira reunião extraordinária do CNPE, também com previsão para deliberação sobre a retomada do projeto, porém ocorreu a manutenção do pedido de vista adiando-se a decisão sobre o projeto para o próximo CNPE, potencialmente em abril de 2025.

Vale ressaltar que em 2024 a ELETRONUCLEAR obteve com sucesso negociação para suspensão do pagamento de principal e juros da dívida com a CEF e BNDES ("Standstill") de 6 meses, para o período de julho até dezembro de 2024. Com as postergações na deliberação do CNPE sobre a retomada do projeto, a ELETRONUCLEAR reapresentou o pedido de "waiver" para as instituições com o objetivo de obter nova postergação até dezembro 2025. O pedido ainda em análise pelos bancos.

Mesmo com a suspensão das amortizações dos financiamentos junto ao BNDES e CEF em 2024 e a redução de dispêndios pela Diretoria de Angra 3 (DN) ao mínimos necessários para a manutenção do empreendimento até aprovação da retomada, em setembro de 2024, houve o esgotamento dos recursos do caixa restrito de Angra 3, levando ao emprego de recursos do caixa da ELETRONUCLEAR até que haja novo evento de liquidez específico para o projeto.

Em 28 de fevereiro de 2025, houve divulgação por meio de comunicado ao mercado pela Eletrobras e confirmado pelo governo por meio de petição conjunta ao STF, de atingimento de acordo entre as partes sobre discussões acerca das premissas da conciliação no âmbito da Câmara de Mediação e de Conciliação da Administração Federal (CCAF), constituída "para tentativa de conciliação e solução consensual e amigável entre as partes", nos termos da decisão proferida pelo Ministro Nunes Marques, relator da Ação Direta de Inconstitucionalidade (ADI) nº 7.385, em trâmite perante o Supremo Tribunal Federal, indicando de maneira resumida a não participação da Eletrobras na retomada de Angra 3, ainda como acionista relevante da ELETRONUCLEAR, porém na manutenção das garantias e compromissos atualmente vigentes para os financiamentos do BNDES e CEF existentes para o projeto. No mesmo fato, a Eletrobras também indica a concessão de aportes em até R\$2.4 Bilhões através de subscrição de debêntures conversíveis da ELETRONUCLEAR, com uso restrito para a LTO de Angra 1, assim garantindo a fonte de recursos necessária até 2028 para a conclusão do projeto.

Do ponto de vista orçamentário, para o exercício de 2025, a ELETRONUCLEAR possui aprovado por meio do Decreto nº 12.280, de 29.11.2024, o Programa de Dispêndios Globais (PDG) 2025, com previsão de aportes através de Adiantamentos para Futuros Aumentos de Capital (AFAC) ou capital pelos acionistas de R\$1.043 bilhão para este ano nos projetos prioritários da Companhia.

A necessidade financeira de curto prazo decorre dos compromissos de adimplemento do serviço da dívida, em caso de não postergação da suspensão, dos contratos celebrados e dos investimentos na unidade em construção. Para mitigar possível risco de liquidez e continuidade do projeto Angra 3, a Companhia vem adotando, com o apoio do seu acionista Controlador (ENBPar), um conjunto de medidas em um plano de ação para captação de recursos financeiros e implementando medidas administrativas de redução de custos.

Deste modo, diante de um cenário de incertezas relevantes sobre a obtenção de recursos, em curto prazo, por meio de linhas de financiamento para os projetos prioritários LTO e Angra 3, foi definido um "Plano de Ação" para mitigar possíveis riscos associados à liquidez de curto prazo e à continuidade operacional da Companhia, onde podemos exemplificar como principais medidas alcançadas em 2024:

- A revisão orçamentária com redução do déficit dos custos operacionais de Angra 1 e Angra 2 em aproximadamente R\$ 500 milhões (reduzindo déficit estimado de R\$1 bilhão em 2024 para R\$ 500 milhões realizados);

**Notas explicativas às demonstrações financeiras intermediárias condensadas do período
findo em 31 de março de 2025
(Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma)**

- A realização de saque extraordinário no Fundo de Descomissionamento para reembolso de tributos sobre rendimento pagos com o caixa restrito da ELETRONUCLEAR desde 2010, no valor de R\$ 374 milhões, em março de 2024 (com realização de novo saque para reembolso de R\$ 406 milhões em fevereiro 2025, totalizando cerca de R\$ 0,8 bilhão recuperado);
- A obtenção de negociação de postergação em 6 meses do serviço da dívida junto ao BNDES e CEF, de julho 2024 a dezembro 2024, representando redução de R\$360 milhões nas necessidades de caixa da Companhia;
- A revisão dos investimentos em Angra 3 ao mínimo necessário, até aprovação da retomada do projeto pelo CNPE, considerando basicamente a manutenção dos equipamentos, representando redução de R\$ 250 milhões nas necessidades de recursos;
- Apesar da ausência de garantias e aval dos acionistas, a viabilização de financiamento de curto prazo de R\$ 450 milhões com os bancos BTG e ABC (operações *bullet* com vencimento em dezembro 2025) para investimento LTO de Angra 1;
- A revisão tributária, com obtenção de créditos fiscais históricos em aproximadamente R\$ 200 milhões, com efeito caixa em 2024; e
- A viabilização de R\$ 400 milhões de financiamento mútuo junto ao controlador ENBPar para complemento de investimento LTO;

Todas as principais medidas de 2024 totalizaram, aproximadamente, R\$ 3 bilhões de liquidez adicional à ELETRONUCLEAR, possibilitando a realização de todos os investimentos necessários requeridos no período e proporcionando posição de fechamento de caixa disponível de R\$ 583 milhões para o ano.

Na continuidade da busca por maior eficiência financeira da Companhia, para 2025, a Administração tem tomado ações adicionais para redução perene de custos operacionais de Pessoal, Material, Serviço e Outros (PMSO) além de ações buscando geração de liquidez extraordinária em curso, como:

- A execução de Programa de Desligamento Voluntário (PDV) com adesão de 133 colaboradores que irá proporcionar redução estimada em até R\$ 90 milhões a partir de 2026;
- A materialização e contabilização de crédito fiscal IR/CS em até R\$ 410 milhões, referente à atualização monetária de dividendos de 2022 (que poderá ser compensado em caixa com tributos de 2025);
- A recuperação de impostos desde 2010 sobre a Parcela A referente ao fundo de descomissionamento (FDES) em até R\$ 850 milhões (processo já em andamento perante o TCU e com acórdão já publicado 27 de novembro de 2024, cabendo, agora, a solução da querela pelos órgãos reguladores CNEN e Aneel, em conjunto com a ELETRONUCLEAR e com indicação de resolução em até 180 dias);
- A obtenção de prorrogação *standstill* sobre serviço da dívida Angra 3 junto à CEF e ao BNDES, até dezembro 2025 (R\$ 66 milhões mensais);

**Notas explicativas às demonstrações financeiras intermediárias condensadas do período
findo em 31 de março de 2025
(Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma)**

- A obtenção de créditos fiscais Renuclear Federal, Estadual e *Ex-Tarifário*, com potencial de redução em até R\$ 250 milhões anuais nos investimentos;
- A contratação de consultoria Regulatória para revisão da Base de Ativos e do PMSO regulatório, visando maior remuneração tarifária (potencial obtenção de revisão ainda em 2025);
- A continuidade de controle orçamentário mensal rigoroso com objetivo de enquadramento ao PMSO Regulatório nos ciclos 2026-2027.

Há incerteza relevante sobre a situação financeira da Companhia no que tange a adimplência de seus compromissos de curto prazo. Todavia, o êxito nas ações contidas no “Plano de Ação” da Companhia tende a mitigar os riscos de liquidez de curto prazo e de continuidade operacional da Companhia.

NOTA 35. TRANSAÇÕES COM PARTES RELACIONADAS

35.1. Transações com Entidades Governamentais

A ELETRONUCLEAR mantém transações com entidades governamentais, sob controle comum, no curso de suas operações. Os saldos das principais transações com estas entidades estão resumidos a seguir:

NATUREZA DA OPERAÇÃO	31/03/2025			31/12/2024		31/03/2024
	ATIVO	PASSIVO	RESULTADO	ATIVO	PASSIVO	RESULTADO
Saldo bancário em conta corrente						
Poder Público Federal - Banco do Brasil	1.152	-	-	1.692	-	-
Poder Público Federal - Caixa Econômica Federal	4	-	-	7	-	-
Aplicação Financeira						
Poder Público Federal - Banco do Brasil	3.515.759	-	87.636	3.780.658	-	84.150
Poder Público Federal - Caixa Econômica Federal	-	-	-	-	-	-
Empréstimos e Financiamentos a Pagar						
Poder Público Federal - Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social - BNDES	-	3.183.914	(74.242)	-	3.214.289	(62.072)
Poder Público Federal - Caixa Econômica Federal	-	2.793.472	(45.398)	-	2.826.476	(44.932)
Total	3.516.915	5.977.386	(32.004)	3.782.357	6.040.765	(22.854)

35.2. Transações com Empresas

Incorporação de Furnas pelas Centrais Elétricas Brasileiras S.A. (Eletrobras)

Conforme comunicado ao mercado, emitido na data de 28 de junho de 2024, foi confirmado o cumprimento de todas as condicionantes para a incorporação de Furnas por seu acionista Centrais Elétricas Brasileiras S.A. (Eletrobras), definindo ainda a data da incorporação em 01 de julho de 2024. Neste sentido, informamos que a partir desta data, todas as transações entre a ELETRONUCLEAR e Furnas passam a ser divulgadas juntamente com as informações de sua incorporadora Eletrobras.

**Notas explicativas às demonstrações financeiras intermediárias condensadas do período
findo em 31 de março de 2025
(Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma)**

Abaixo se encontram resumidas as transações comerciais e respectivos saldos com partes relacionadas:

	Saldos e Transações por Natureza					
	31/03/2025			31/12/2024		31/03/2024
	ATIVO	PASSIVO	RESULTADO	ATIVO	PASSIVO	RESULTADO
Contas a receber - ressarcimento/aditivo contratual (Comb Nuclear)	25.408	-	-	165.089	-	-
Outras contas a receber	4.206	-	-	4.205	-	-
Estoque de Elem Comb Nucl Angra 1 e Angra 2	613.631	-	-	1.025.667	-	-
Estoque de Elem Comb Nucl Carga Inicial de Angra 3	292.572	-	-	292.572	-	-
Fornecedores	-	76.373	-	-	383.264	-
Devolução tarifa RH 1406/12 e RH 1585/13	-	209.426	-	-	216.520	-
Empréstimos e Financiamentos	-	869.354	-	-	871.162	-
Variação monetária - Devolução tarifa RH 1406/12 e RH 1585/13	-	-	(4.225)	-	-	(5.509)
Despesa com Juros - Devolução tarifa RH 1406/12 e RH 1585/13	-	-	(4.334)	-	-	(5.620)
Encargos uso da rede elétrica	-	-	(15.536)	-	-	(15.717)
Encargos Financeiros	-	-	(21.044)	-	-	(8.366)
Cessão de funcionários	-	-	-	-	-	(264)
Auditoria externa	-	-	-	-	-	(407)
Outros serviços	-	-	-	-	-	(974)
Perda do fundo financeiro	-	-	-	-	-	-
Serviço Manuseio e Inspeção Comb. Nuclear	-	-	(118)	-	-	(1.346)
Multa e Juros Comb. Nuclear	-	-	-	-	-	-
Ressarcimento Compartilhamento de Serviços e Cessão de Espaço	-	-	1.281	-	-	-
Outros Ressarcimentos	-	-	59	-	-	-
Total	935.817	1.155.153	(43.917)	1.487.533	1.470.946	(38.203)

	Saldos e Transações por Entidade					
	31/03/2025			31/12/2024		31/03/2024
	ATIVO	PASSIVO	RESULTADO	ATIVO	PASSIVO	RESULTADO
Eletrobras	2.925	212.577	(14.542)	2.924	220.208	(9.709)
Furnas	-	-	-	-	-	(16.957)
Chesf	-	1.639	(4.872)	-	1.628	(4.869)
CGTEletrosul	-	606	(1.817)	-	621	(1.832)
Eletronorte	-	937	(2.805)	-	929	(3.302)
ENBPar	1.281	869.354	(19.763)	1.281	871.162	(188)
INB	931.611	70.040	(118)	1.483.328	376.398	(1.346)
Total	935.817	1.155.153	(43.917)	1.487.533	1.470.946	(38.203)

35.3. Remuneração do pessoal chave

A remuneração do pessoal chave da Companhia (membros da Diretoria Executiva, Conselho de Administração e Conselho Fiscal) é como segue:

	31/03/2025	31/03/2024
Remuneração e Benefícios de curto prazo		
Diretores	989	945
Conselho Fiscal	79	78
Conselho de Administração	82	97
Comitê Estatutário de Acompanhamento do Projeto da Usina Angra 3 – COANGRA	85	53
Comitê de Auditoria e de Riscos – COAUD	288	180
Total	1.523	1.353

	31/12/2024	31/12/2023
Remuneração e Benefícios de curto prazo		
Diretores	4.020	3.853
Conselho Fiscal	324	315
Conselho de Administração	376	314
Comitê Estatutário de Acompanhamento do Projeto da Usina Angra 3 – COANGRA	301	276
Comitê de Auditoria e de Riscos – COAUD	1.050	1.077
Total	6.071	5.835

**Notas explicativas às demonstrações financeiras intermediárias condensadas do período
findo em 31 de março de 2025
(Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma)**

A remuneração máxima, mínima e média dos dirigentes e empregados pode ser observada abaixo (valores em R\$):

	31/03/2025	31/12/2024
Remuneração de diretores		
Maior remuneração de diretores (a)	81.384	72.633
Menor remuneração de diretores (b)	47.961	28.843
Remuneração média de diretores	54.262	48.159
Remuneração de empregados		
Maior remuneração de empregados (c)	117.270	129.808
Menor remuneração de empregados	4.036	2.274
Remuneração média de empregados	19.946	20.021
Remuneração de conselheiros		
Maior remuneração de conselheiros	16.000	17.600
Menor remuneração de conselheiros	4.709	4.501
Remuneração média de conselheiros	7.563	7.626

- (a) A maior remuneração de diretor se deve ao pagamento de reembolso de benefícios retroativos acumulados;
- (b) A menor remuneração de diretor se deve ao pagamento de Quarentena, ocorrida em janeiro de 2024, em 2025 não houve este pagamento;
- (c) As maiores remunerações pagas a empregados no final de 2024 e início de 2025 tiveram reflexos de horas relativas às Paradas das Usinas para manutenção.

A média anual da maior remuneração paga a empregados, em 2024, foi de R\$ 61.656.

A média trimestral da maior remuneração paga a empregados em 2025 foi de R\$ 62.245.

NOTA 36. SEGUROS

A Companhia mantém uma política de seguros considerada pela administração como suficiente para cobrir eventuais perdas, considerando os principais ativos, bem como a responsabilidade civil inerente a suas atividades.

Os valores segurados referem-se ao total das apólices vigentes para reembolso em caso de sinistro, representados pela quantidade de moeda de origem convertida, pela respectiva cotação em reais, na data das demonstrações financeiras.

Os valores pagos e a pagar relativos aos prêmios das apólices estão representados pela quantidade de moeda de origem convertida pela respectiva cotação em reais, na data das demonstrações financeiras.

Como prêmio, estão apresentados os valores pagos e a pagar das apólices, na moeda de origem, atualizados para equivalente em reais pela respectiva cotação na data das demonstrações financeiras.

**Notas explicativas às demonstrações financeiras intermediárias condensadas do período
findo em 31 de março de 2025
(Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma)**

O montante global segurado, em 31 de março de 2025, é de R\$ 38.599.185 e está assim distribuído:

	Vigência	Valor Segurado	Prêmio Total
Riscos nucleares:	30/10/2025	23.402.910	27.284
Danos materiais		20.959.030	19.302
Responsabilidade civil		2.443.880	7.982
Riscos de Engenharia:	26/08/2025	14.548.968	9.944
Construção		4.120.879	2.712
Responsabilidade civil		30.000	390
Armazenamento de equipamentos		10.398.089	6.842
D&O	26/03/2026	70.000	680
Outros diversos		577.307	406
TOTAL		38.599.185	38.314

NOTA 37. COMPROMISSOS OPERACIONAIS DE LONGO PRAZO

Além das obrigações registradas no presente balanço, a Companhia possui outros compromissos contratados até a data do balanço, mas ainda não incorridos e cujas realizações ocorrerão nos próximos exercícios, portanto sem registros patrimoniais em 31 de março de 2025. Trata-se de contratos e termos de compromissos referentes: à venda de energia elétrica, à aquisição de matéria-prima - combustível nuclear - para produção de energia elétrica, aos compromissos socioambientais vinculados ao empreendimento Angra 3 e à aquisição de bens e serviços para substituições em seu ativo imobilizado, a saber:

37.1 Venda de energia elétrica

Com a regulamentação da Aneel para o dispositivo do art.11, da Lei 12.111/2009 e mediante a edição da Resolução Normativa nº 1.009, de 22 de março de 2022, toda a receita decorrente da geração das Usinas Angra 1 e 2 será rateada entre todas as concessionárias, permissionárias ou autorizadas de serviço público de distribuição do Sistema Interligado Nacional (SIN), de acordo com as cotas-partes estabelecidas pelo Despacho nº 3.835/2024 pela Aneel para o período de 2025 a 2032. A Resolução Homologatória Aneel nº 3.432/2024 e o Despacho 3.847/2024 estabeleceram a receita fixa de R\$ 4.111.686 para o ano de 2025, relativa às Centrais de Geração Angra 1 e 2.

Conforme está previsto nos procedimentos estabelecidos pela Aneel, as atualizações da receita fixa das Usinas Angra 1 e 2 ocorrerão nas seguintes condições:

- Reajustes tarifários anuais, representados pela atualização inflacionária dos valores do período;
- Revisões tarifárias a cada intervalo de cinco anos;
- Revisões extraordinárias poderão ser realizadas por solicitação da ELETRONUCLEAR ou por iniciativa da Aneel, para cobertura de custos excepcionais, visando restabelecer o equilíbrio econômico-financeiro dos empreendimentos.

**Notas explicativas às demonstrações financeiras intermediárias condensadas do período
findo em 31 de março de 2025
(Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma)**

Concessionária	2025	2026	2027	2028	2029	Após 2029	TOTAL
AME - AMAZONAS DISTRIBUIDORA DE ENERGIA S.A	44.847	59.796	59.796	59.796	59.796	179.388	463.419
CEA - COMPANHIA DE ELETRICIDADE DO AMAPÁ	10.467	13.956	13.956	13.956	13.956	41.868	108.159
CEAL - COMPANHIA ENERGÉTICA DE ALAGOAS	30.915	41.220	41.220	41.220	41.220	123.660	319.455
CEB-DIS - CEB DISTRIBUIÇÃO S.A	54.837	73.116	73.116	73.116	73.116	219.348	566.649
CEDRAP - COOPERATIVA DE ELETRIFICAÇÃO DA REGIÃO DO ALTO PARAÍBA	288	384	384	384	384	1.152	2.976
CEEE-D - COMPANHIA ESTADUAL DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA	66.573	88.764	88.764	88.764	88.764	266.292	687.921
CEGERO - COOPERATIVA DE ELETRICIDADE DE SÃO LUDGERO	1.134	1.512	1.512	1.512	1.512	4.536	11.718
CEJAMA - COOPERATIVA DE ELETRICIDADE JACINTO MACHADO	270	360	360	360	360	1.080	2.790
CELESC-DIS - CELESC DISTRIBUIÇÃO S. A.	143.766	191.688	191.688	191.688	191.688	575.064	1.485.582
CELG-D - CELG DISTRIBUIÇÃO S.A.	108.396	144.528	144.528	144.528	144.528	433.584	1.120.092
CELPA - CENTRAIS ELÉTRICAS DO PARÁ S.A.	74.214	98.952	98.952	98.952	98.952	296.856	766.878
CELPE - COMPANHIA ENERGÉTICA DE PERNAMBUCO	106.065	141.420	141.420	141.420	141.420	424.260	1.096.005
CEMAR - COMPANHIA ENERGÉTICA DO MARANHÃO	58.536	78.048	78.048	78.048	78.048	234.144	604.872
CEMIG-D - CEMIG DISTRIBUIÇÃO S.A	248.067	330.755	330.755	330.755	330.755	992.265	2.563.352
CEMIRIM - COOPERATIVA DE ELETRIFICAÇÃO E DESENVOLVIMENTO DA REGIÃO DE MOGI MIRIM	1.296	1.728	1.728	1.728	1.728	5.184	13.392
CEPISA - COMPANHIA ENERGÉTICA DO PIAUÍ	33.912	45.216	45.216	45.216	45.216	135.648	350.424
CEPRAG - COOPERATIVA DE ELETRICIDADE PRAIA GRANDE	567	756	756	756	756	2.268	5.859
CERAL ARARUAMA - COOPERATIVA DE ELETRIFICAÇÃO RURAL DE ARARUAMA LTDA	216	288	288	288	288	864	2.232
CERAL ARAPOTI - COOPERATIVA DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA DE ARAPOTI	369	492	492	492	492	1.476	3.813
CERBRANORTE - COOPERATIVA DE ELETRIFICAÇÃO DE BRAÇO DO NORTE	1.431	1.908	1.908	1.908	1.908	5.724	14.787
CERFOX - COOPERATIVA DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA FONTOURA XAVIER	684	912	912	912	912	2.736	7.068
CERGA - COOPERATIVA DE ELETRIFICAÇÃO ANITA GARIBALDI	531	708	708	708	708	2.124	5.487
CERGAPA - COOPERATIVA DE ELETRICIDADE GRÃO PARA	252	336	336	336	336	1.008	2.604
CERGRAL - COOPERATIVA DE ELETRICIDADE GRAVATAL	288	384	384	384	384	1.152	2.976
CERILUZ - COOPERATIVA REGIONAL DE ENERGIA E DESENVOLVIMENTO UJUI LTDA	1.071	1.428	1.428	1.428	1.428	4.284	11.067
CERIM - COOPERATIVA DE ELETRIFICAÇÃO E DESENVOLVIMENTO DA REGIÃO DE ITU MAIRINQUE	495	660	660	660	660	1.980	5.115
CERIPA - COOP DE ELET RURAL DE ITAÍ PARANAPANEMA AVARÉ LTDA	1.638	2.184	2.184	2.184	2.184	6.552	16.926
CERMISSÕES - COOPERATIVA DE DISTRIBUIÇÃO E GERAÇÃO DE ENERGIA DAS MISSÕES	1.395	1.860	1.860	1.860	1.860	5.580	14.415
CERMOPUL - COOPERATIVA FUMACENSE DE ELETRICIDADE	1.134	1.512	1.512	1.512	1.512	4.536	11.718
CERNHE - COOPERATIVA DE ENERGIA RURAL	225	300	300	300	300	900	2.325
CERON - CENTRAIS ELÉTRICAS DE RONDÔNIA S.A.	29.313	39.084	39.084	39.084	39.084	117.252	302.901
CERPRO - COOPERATIVA DE ELETRIFICAÇÃO RURAL REGIÃO	117	156	156	156	156	468	1.209
CERRP ACL - COOPER. DE ELETRIFICAÇÃO E DESENVOLV. DA REGIÃO DE SÃO JOSÉ DO RIO PRETO *	684	912	912	912	912	2.736	7.068
CERSAD - COOPERATIVA DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA SALTO DONNER	72	96	96	96	96	288	744
CERSUL - COOPERATIVA DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA	1.098	1.464	1.464	1.464	1.464	4.392	11.346
CERTAUA - COOPERATIVA REGIONAL DE ENERGIA TAQUARI JACUÍ	1.323	1.764	1.764	1.764	1.764	5.292	13.671
CERTEL - COOPERATIVA DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA TEUTÔNIA	3.969	5.292	5.292	5.292	5.292	15.876	41.013
CERTHIL - COOPERATIVA DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ENTRE RIOS LTDA	477	636	636	636	636	1.908	4.929
CERVAM - COOPERATIVA DE ENERGIZAÇÃO E DESENVOLVIMENTO DO VALE DO MOGI	288	384	384	384	384	1.152	2.976
CETRIL - COOPERATIVA DE ELETRIFICAÇÃO DE IBIÚNA E REGIÃO	846	1.128	1.128	1.128	1.128	3.384	8.742
CHESP - COMPANHIA HIDROELÉTRICA SÃO PATRÍCIO	1.323	1.764	1.764	1.764	1.764	5.292	13.671
COCEL - COMPANHIA CAMPOLARGUENSE DE ENERGIA	2.070	2.760	2.760	2.760	2.760	8.280	21.390
CODESAM - COOPERATIVA DE DISTRIBUIÇÃO SANTA MARIA	279	372	372	372	372	1.116	2.883
COELBA - COMPANHIA DE ELETRICIDADE DO ESTADO DA BAHIA	160.694	214.259	214.259	214.259	214.259	642.777	1.660.507
COMPANHIA JAGUARI DE ENERGIA - CPFL SANTA CRUZ	20.664	27.552	27.552	27.552	27.552	82.656	213.528
COOPERALIANÇA - COOPERATIVA ALIANÇA	1.629	2.172	2.172	2.172	2.172	6.516	16.833
COOPERCOCAL - COOPERATIVA ELÉTRICA DE COCAL DO SUL	711	948	948	948	948	2.844	7.347
COOPERLUZ - COOPERATIVA DISTRIBUIDORA DE ENERGIA FRONTEIRA NOROESTE	828	1.104	1.104	1.104	1.104	3.312	8.556
COOPERMILA - COOPERATIVA DE ELETRIFICAÇÃO LAURO MULLER	180	240	240	240	240	720	1.860
COOPERNORTE - COOPERATIVA REGIONAL DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA DO LITORAL NORTE	180	240	240	240	240	720	1.860
COOPERATIVA DE ELETRIFICAÇÃO RURAL FRONTEIRA SUL LTDA	225	300	300	300	300	900	2.325
COOPERZEM - COOPERATIVA DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA	432	576	576	576	576	1.728	4.464
COORSEL - COOPERATIVA REGIONAL SUL DE ELETRIFICAÇÃO RURAL	432	576	576	576	576	1.728	4.464
COPEL-DIS - COPEL DISTRIBUIÇÃO S. A.	196.352	261.803	261.803	261.803	261.803	785.409	2.028.973
COPREL - COPREL COOPERATIVA DE ENERGIA	3.636	4.848	4.848	4.848	4.848	14.544	37.572
COSERN - COMPANHIA ENERGÉTICA DO RIO GRANDE DO NORTE	45.270	60.360	60.360	60.360	60.360	181.080	467.790
CPFL - PIRATININGA - COMPANHIA PIRATININGA DE FORÇA E LUZ	201.167	268.223	268.223	268.223	268.223	804.669	2.078.728
CPFL-PAULISTA - COMPANHIA PAULISTA DE FORÇA E LUZ	76.302	101.736	101.736	101.736	101.736	305.208	788.454
CRELUZ-D - COOPERATIVA DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA	1.269	1.692	1.692	1.692	1.692	5.076	13.113
CRERAL - COOPERATIVA REGIONAL DE ELETRIFICAÇÃO RURAL DO ALTO URUGUAI	1.035	1.380	1.380	1.380	1.380	4.140	10.695
DEMEI - DEPARTAMENTO MUNICIPAL DE ENERGIA DE UJUI	1.377	1.836	1.836	1.836	1.836	5.508	14.229
DMED - DME DISTRIBUIÇÃO S.A	1.107	1.476	1.476	1.476	1.476	4.428	11.439
EDP ES - ESPÍRITO SANTO DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA S/A.	60.750	81.000	81.000	81.000	81.000	243.000	627.750
EDP SP - SÃO PAULO DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA S/A	79.038	105.384	105.384	105.384	105.384	316.152	816.726
EFLUL - EMPRESA FORÇA E LUZ URUSSANGA LTDA	261	348	348	348	348	1.044	2.697
ELEKTRO - ELEKTRO ELETRICIDADE E SERVIÇOS S. A.	106.218	141.624	141.624	141.624	141.624	424.872	1.097.586
ELETRACRE - COMPANHIA DE ELETRICIDADE DO ACRE	9.756	13.008	13.008	13.008	13.008	39.024	100.812
ELETRCAR - CENTRAIS ELÉTRICAS DE CARAZINHO S/A.	1.359	1.812	1.812	1.812	1.812	5.436	14.043
ELETROPAULO - ELETROPAULO METROPOLITANA ELETRICIDADE DE SÃO PAULO S.A	320.274	427.031	427.031	427.031	427.031	1.281.093	3.309.491
ELFSM - EMPRESA LUZ E FORÇA SANTA MARIA S.A.	5.328	7.104	7.104	7.104	7.104	21.312	55.056
EMR - ENERGISA MINAS RIO - DISTRIBUIDORA DE ENERGIA S.A.	14.976	19.968	19.968	19.968	19.968	59.904	154.752
EMS - ENERGISA MATO GROSSO DO SUL - DISTRIBUIDORA DE ENERGIA S.A	43.398	57.864	57.864	57.864	57.864	173.592	448.446
EMT - ENERGISA MATO GROSSO - DISTRIBUIDORA DE ENERGIA S.A.	70.209	93.612	93.612	93.612	93.612	280.836	725.493
ENEL CE - COMPANHIA ENERGETICA DO CEARÁ	95.598	127.464	127.464	127.464	127.464	382.392	987.846
ENEL RJ - AMPLA ENERGIA E SERVIÇOS S.A	85.221	113.628	113.628	113.628	113.628	340.884	880.617
EPB - ENERGISA PARAÍBA - DISTRIBUIDORA DE ENERGIA	41.571	55.428	55.428	55.428	55.428	166.284	429.567
ESE - ENERGISA SERGIPE - DISTRIBUIDORA DE ENERGIA S.A.	23.652	31.536	31.536	31.536	31.536	94.608	244.404
ESS - ENERGISA SUL-SUDESTE - DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA S.A.	32.328	43.104	43.104	43.104	43.104	129.312	334.056
ETO - ENERGISA TOCANTINS - DISTRIBUIDORA DE ENERGIA S.A.	20.862	27.816	27.816	27.816	27.816	83.448	215.574
FORCEL - FORÇA E LUZ CORONEL VIVIDA LTDA	288	384	384	384	384	1.152	2.976
HIDROPAN DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA S.A.	909	1.212	1.212	1.212	1.212	3.636	9.393
IENERGIA - IGUAÇU DISTRIBUIDORA DE ENERGIA ELÉTRICA LTDA	1.791	2.388	2.388	2.388	2.388	7.164	18.507
LIGHT - LIGHT SERVIÇOS DE ELETRICIDADE S.A.	187.091	249.455	249.455	249.455	249.455	748.365	1.933.276
MUXENERGIA - MUXFELDT MARIN & CIA. LTDA	414	552	552	552	552	1.656	4.278
RGE SUL - RGE SUL DISTRIBUIDORA DE ENERGIA S.A.	129.420	172.560	172.560	172.560	172.560	517.680	1.337.340
SULGIPE - COMPANHIA SUL SERGIPANA DE ELETRICIDADE	3.159	4.212	4.212	4.212	4.212	12.636	32.643
UHENPAL - USINA HIDROELÉTRICA NOVA PALMA LTDA.	666	888	888	888	888	2.664	6.882
Total	3.083.765	4.111.686	4.111.686	4.111.686	4.111.686	12.335.058	31.865.567

Compromisso de venda de energia para o período de 2025 a 2032, de acordo com a REH Aneel 3.432/2024 e os Despachos 3.487/2024 e 3.835/2024.

* Incorporação ao SIN a partir de março/2025.

Notas explicativas às demonstrações financeiras intermediárias condensadas do período
findo em 31 de março de 2025
(Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma)

37.2 Combustível nuclear

Contratos assinados com a Indústrias Nucleares Brasileiras (INB), para aquisição de matéria-prima para produção de energia elétrica e combustível nuclear para as próximas recargas das Usinas Angra 1 e Angra 2, bem como a carga inicial de Angra 3 conforme quadro demonstrativo a seguir:

Ano	R\$ MIL
2025	668.096
2026	1.249.500
2027	1.196.214
2028	1.051.437
Total	4.165.247

37.3 Compromissos socioambientais

Termos de compromissos assumidos com os Municípios, nos quais a ELETRONUCLEAR se compromete a celebrar convênios específicos de portes socioambientais, vinculados ao empreendimento Angra 3, visando à execução dos programas e projetos em consonância com as condicionantes estabelecidas pelo Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis (Ibama) conforme quadro demonstrativo a seguir:

Ano	R\$ MIL
2025	80.000
2026	80.300
2027	85.000
2028	60.000
2029	60.000
2030	3.100
Total	368.400

37.4 Aquisições de bens e serviços

Contratos assinados com fornecedores diversos para aquisição de bens e serviços das Usinas Angra 1, Angra 2 e Angra 3, necessários à garantia de performance operacional desses ativos conforme quadro demonstrativo a seguir:

Ano	R\$ MIL
2025	715.844
2026	922.265
2027	234.306
2028	40.787
Total	1.913.202

**Notas explicativas às demonstrações financeiras intermediárias condensadas do período
findo em 31 de março de 2025
(Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma)**

NOTA 38. EVENTOS SUBSEQUENTES

38.1 Acordo Coletivo

A Eletronuclear e os sindicatos que representam os empregados do Rio de Janeiro e de Angra dos Reis chegaram a um entendimento sobre o Acordo Coletivo de Trabalho (ACT) referente ao período 2024-2026. O acordo garante a reposição integral da inflação, preserva os benefícios já concedidos aos empregados e tem validade até abril de 2026.

Dentre os itens acordados, destacam-se os seguintes pontos:

- Reajuste integral pelo IPCA (100%) durante todo o período de vigência do ACT 2024/2026 incidente sobre salário e benefícios;
- Reajustes salariais retroativos, referentes ao período de 01/05/2024 a 30/04/2025, decorrentes da aplicação do índice de 3,69% do IPCA, efetuado em 6 (seis) parcelas de igual valor nos meses subsequentes ao da assinatura deste ACT.

**Notas explicativas às demonstrações financeiras intermediárias condensadas do período
findo em 31 de março de 2025
(Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma)**

NOTA 39. CORRELAÇÃO ENTRE AS NOTAS EXPLICATIVAS DE 31 DE DEZEMBRO DE 2024 E 31 DE MARÇO DE 2025

Títulos das Notas Explicativas	Número das Notas Explicativas	
	Anual de 2024	ITR de 31/03/2025
Contexto Operacional	1	1
Destaques	2	2
Autorizações para Construção e Operação das Usinas	3	3
Base de Elaboração e Apresentação das Demonstrações Financeiras	4	4
Caixa, Equivalente de Caixa	6	5
Títulos e Valores Mobiliários	7	6
Títulos e Valores Mobiliários - Fundo de Descomissionamento	8	7
Clientes	9	8
Tributos a Compensar	10	9
Imposto de Renda e Contribuição Social - Ativo	11	10
Estoque de Combustível Nuclear	12	11
Almoxarifado	13	12
Depósitos Vinculados	14	13
Outros Ativos	15	14
Imobilizado	16	15
Intangível	17	16
Valor Recuperável dos Ativos de Longo Prazo	18	17
Fornecedores	19	18
Empréstimos e Financiamentos	20	19
Tributos a Recolher	21	20
Obrigações Estimadas	22	21
Encargos Setoriais	23	22
Provisão para Litígios e Passivos Contingentes	24	23
Incentivo de Desligamento de Pessoal	25	24
Benefício Pós-emprego	26	25
Obrigações para desmobilização de Ativos e Ressarcimento Excedente S/Fundo Descomissionamento	27	26
Arrendamentos	28	27
Outro Passivos	30	28
Patrimônio Líquido	31	29
Receita Operacional Líquida	32	30
Custos e Despesas Operacionais	33	31
Resultado Financeiro	34	32
Resultado por ação	35	33
Instrumentos Financeiros e Gestão de Riscos	36	34
Transações com Partes Relacionadas	37	35
Seguros	38	36
Compromissos Operacionais de Longo Prazo	39	37
Eventos Subsequentes	40	38
Correlação entre as notas Explicativas de 31 de dezembro de 2024 e 31 de março de 2025	-	39

**Notas explicativas às demonstrações financeiras intermediárias condensadas do período
findo em 31 de março de 2025
(Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma)**

As notas explicativas do relatório anual de 2024 que foram suprimidas no relatório trimestral do período findo de 31 de março de 2025, pelo fato de não apresentarem alterações relevantes e/ou não serem aplicáveis às informações intermediárias condensadas, estão relacionadas abaixo:

Títulos das Notas Explicativas	Número das Notas Explicativas
Estimativas e Julgamentos Contábeis	5
Ressarcimento de Cliente	29

ALEXANDRE CAPORAL
Diretor Financeiro
CPF: 074.875.217-02

RONALDO NETO ALCÂNTARA
Superintendente de Contabilidade
Contador
CPF: 085.658.417-74 – CRC: RJ – 086615/O-4