

**Notas explicativas às demonstrações financeiras intermediárias condensadas do período
findo em 30 de setembro de 2025
(Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma)**

Sumário

NOTA 1.	CONTEXTO OPERACIONAL	3
NOTA 2.	DESTAQUES DO PERÍODO DE NOVE MESES FINDO EM 30 DE SETEMBRO 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	14
NOTA 12.	ALMOXARIFADO	15
NOTA 13.	DEPÓSITOS VINCULADOS	15
NOTA 14.	OUTROS ATIVOS	16
NOTA 15.	IMOBILIZADO	17
NOTA 16.	INTANGÍVEL	20
NOTA 17.	VALOR RECUPERÁVEL DOS ATIVOS DE LONGO PRAZO	23
NOTA 18.	FORNECEDORES	24
NOTA 19.	EMPRÉSTIMOS E FINANCIAMENTOS	25
NOTA 20.	TRIBUTOS A RECOLHER	32
NOTA 21.	OBRIGAÇÕES ESTIMADAS	32
NOTA 22.	ENCARGOS SETORIAIS	32
NOTA 23.	PROVISÃO PARA LITÍGIOS E PASSIVOS CONTINGENTES	33

**Notas explicativas às demonstrações financeiras intermediárias condensadas do período
findo em 30 de setembro de 2025
(Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma)**

NOTA 24.	INCENTIVO DE DESLIGAMENTO DE PESSOAL	39
NOTA 25.	BENEFÍCIOS PÓS-EMPREGO	40
NOTA 26.	OBRIGAÇÃO PARA DESMOBILIZAÇÃO DE ATIVOS E RESSARCIMENTO EXCEDENTE S/ FUNDO DESCOMISSIONAMENTO	43
NOTA 27.	ARRENDAMENTOS	44
NOTA 28.	OUTROS PASSIVOS	46
NOTA 29.	PATRIMÔNIO LÍQUIDO	46
NOTA 30.	RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA	47
NOTA 31.	CUSTOS E DESPESAS OPERACIONAIS	48
NOTA 32.	RESULTADO FINANCEIRO	49
NOTA 33.	RESULTADO POR AÇÃO	49
NOTA 34.	INSTRUMENTOS FINANCEIROS E GESTÃO DE RISCOS	50
NOTA 35.	TRANSAÇÕES COM PARTES RELACIONADAS	64
NOTA 36.	SEGUROS	67
NOTA 37.	COMPROMISSOS OPERACIONAIS DE LONGO PRAZO	67
NOTA 38.	EVENTOS SUBSEQUENTES	71
NOTA 39.	CORRELAÇÃO ENTRE AS NOTAS EXPLICATIVAS DE 31 DE DEZEMBRO DE 2024 E 30 DE SETEMBRO DE 2025	72

**Notas explicativas às demonstrações financeiras intermediárias condensadas do período
findo em 30 de setembro 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 nucleoe elétrica, denominada Usina Angra 3, cujo estágio está descrito na nota 34.3.5, todas integrantes da Central Nuclear Almirante Álvaro Alberto (CNAAA).

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, com prazo de 10 anos, 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 30 de setembro de 2025
(Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma)**

NOTA 2. DESTAQUES DO PERÍODO DE NOVE MESES FINDO EM 30 DE SETEMBRO 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.

O presente processo teve iniciado seu julgamento de forma virtual em 31 de outubro de 2025, com prazo de conclusão dos votos previsto para 10 de novembro de 2025. Após o voto do Ministro Nunes Marques (Relator), que homologava o Termo de Conciliação n. 7/2025/CCAF/CGU/AGU-GVDM e extinguiu o processo com resolução do mérito, no que foi acompanhado pelos Ministros Dias Toffoli e Edson Fachin (Presidente), o processo foi destacado pelo Ministro Alexandre de Moraes. O pedido de destaque retira o julgamento do ambiente virtual e o leva para a sessão presencial, onde será retomado. Caberá ao presidente do respectivo colegiado pautar o processo para julgamento em sessão presencial cuja data ainda não foi definida.

**Notas explicativas às demonstrações financeiras intermediárias condensadas do período
findo em 30 de setembro 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 materiais, 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 30 de setembro de 2025
(Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma)**

4.1. Declaração de conformidade

As demonstrações contábeis intermediárias condensadas foram preparadas conforme o CPC 21 (R1) Demonstração Intermediária, emitido pelo Comitê de Pronunciamentos Contábeis (CPC), em conformidade 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 17 de novembro 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 30 de setembro 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:

	30/09/2025	31/12/2024
Caixa e Bancos	19.960	23.112
Total	19.960	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:

	30/09/2025	31/12/2024
Circulante		
Investimento em renda fixa:		
BB Extramercado FAE 2 FI	286.783	559.548
FDES (a)	-	406.652
Total	286.783	966.200

Rentabilidade do BB Extramercado FAE 2 FI nos últimos 12 meses: 13,04% em 30/09/25 e 9,21% em 31/12/24.

(a) Fundo de Descomissionamento Transferido do Não circulante em 2024 e regatado em 2025 conforme nota 26.1

**Notas explicativas às demonstrações financeiras intermediárias condensadas do período
findo em 30 de setembro de 2025
(Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma)**

Saldo inicial em 31 de dezembro de 2024	966.200
Aplicações	1.903.160
Resgates	(2.623.440)
Rendimento Bruto	51.881
Imposto de Renda	(10.983)
IOF	(35)
Saldo final em 30 de Setembro de 2025	286.783

(a) Resgate de R\$ 2.623.440 do BB Extramercado FAE 2 FI e R\$ 406.652 do BB Extramercado Exclusivo Descomissionamento Usinas Angra Fundo de Investimento Multimercado LP

Saldo inicial em 31 de dezembro de 2023	710.309
Aplicações	2.045.224
Resgates	(2.134.252)
Rendimento Bruto	43.279
Imposto de Renda	(10.351)
IOF	(662)
Saldo final em 30 de setembro de 2024	653.547

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 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.

**Notas explicativas às demonstrações financeiras intermediárias condensadas do período
findo em 30 de setembro de 2025
(Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma)**

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.

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.

**Notas explicativas às demonstrações financeiras intermediárias condensadas do período
findo em 30 de setembro de 2025
(Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma)**

A seguir, demonstramos o detalhamento da carteira do fundo:

	30/09/2025	31/12/2024
Títulos públicos	2.988.521	2.947.418
Op. Compromissadas	173.287	275.737
Dólar comercial futuro	-	(2.106)
Outros	70	61
Saldo Carteira	3.161.878	3.221.110
Circulante	-	406.652
Não Circulante	3.161.878	2.814.458
Total	3.161.878	3.221.110

Saldo inicial em 31 de dezembro de 2024	2.814.458
Aplicações	29.520
Rendimento Bruto	341.623
Imposto de Renda	(23.723)
IOF	-
Saldo final em 30 de setembro de 2025	3.161.878

Saldo inicial em 31 de dezembro de 2023	3.274.612
Aplicações	117.676
Resgates (a)	(374.000)
Rendimento Bruto	180.781
Imposto de Renda	(19.786)
IOF	-
Saldo final em 30 de setembro de 2024	3.179.283

(a) Resgate refere-se ao ressarcimento parcial dos encargos tributários (PIS, COFINS, IRPJ e CSLL) pagos no período de 2010 a 2023, com caixa não restrito da Eletronuclear.

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 30 de setembro de 2025 não há saldo de inadimplência das distribuidoras.

**Notas explicativas às demonstrações financeiras intermediárias condensadas do período
findo em 30 de setembro de 2025
(Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma)**

	30/09/2025			31/12/2024
	A vencer	Vencidos até 90 dias	Vencidos + de 90 dias	Total
Circulante				
Suprimento/Fornecimento de Energia:				
Energia contratada	497.612	-	-	497.612
Não Circulante				
Energia contratada	-	-	-	3.155
Total Clientes	497.612	-	-	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:

	30/09/2025	31/12/2024
Ativo circulante		
Imposto de Renda Retido na Fonte	-	28.954
PASEP e Cofins Compensáveis Recolhidos a maior (a)	26.431	37.447
Imposto de Renda a Compensar	-	-
ICMS a compensar - Patrocínio incentivado	718	716
ICMS	8.763	7
Total	35.912	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 30 de setembro de 2025
(Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma)**

10.1. Imposto de renda e contribuição social corrente

	30/09/2025	31/12/2024
Ativo circulante		
Antecipações IRPJ e CSLL (a)	-	297.931
Saldo Negativo IRPJ e CSLL (b)	221.359	19.239
CSLL a Compensar	-	-
Efeitos da reapresentação IRPJ e CSLL (c)	102.734	313.146
Total	324.093	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.
c) Efeitos da reavaliação de créditos fiscais decorrentes da dedutibilidade sobre a correção monetária aplicada aos dividendos pagos no processo de desestatização da Eletrobras.

10.2. Composição do imposto de renda e contribuição social diferidos

Composição do Imposto de Renda e Contribuição Social Diferidos

	30/09/2025				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)
Outras Provisões	(1.213.854)	(303.463)	(109.247)	(412.710)	(1.211.225)	(302.806)	(109.010)	(411.816)
Arrend. Merc. e AVP Alug Imov Candel 65/Out. Transp. Cont. IFRS 16	(15.399)	(3.850)	(1.386)	(5.236)	(9.961)	(2.490)	(897)	(3.387)
AVP - obrigação p/ desmobilização	(1.049.125)	(262.281)	(94.421)	(356.702)	-	-	-	-
Baixa despesas administrativas	(193.604)	(48.401)	(17.424)	(65.825)	(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	(348.411)	(87.103)	(31.357)	(118.460)	(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	(293.132)	(73.283)	(26.382)	(99.665)	(278.142)	(69.536)	(25.033)	(94.569)
Provisão p/ créditos de liquidação duvidosa	(155.463)	(38.866)	(13.992)	(52.858)	(114.922)	(28.731)	(10.343)	(39.074)
Provisão para risco	(203.934)	(50.984)	(18.354)	(69.338)	(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	(35.348)	(8.837)	(3.181)	(12.018)	(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	(308.012)	(77.003)	(27.721)	(104.724)	(12.079)	(3.020)	(1.087)	(4.107)
Total Ativo	(9.542.794)	(2.385.699)	(858.851)	(3.244.550)	(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)
Corr.monetária imobilizado 1995 a 1997	62.805	15.701	5.652	21.353	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	10.383	39.226	115.370	28.843	10.383	39.226
Total Passivo	1.832.370	458.093	164.913	623.006	842.926	210.732	75.863	286.596
Impostos diferidos ativos, líquidos sobre diferenças temporárias	(7.710.424)	(1.927.606)	(693.938)	(2.621.544)	(7.317.365)	(1.829.341)	(658.563)	(2.487.903)
(-) Provisão para valor realizável	7.710.424	1.927.606	693.938	2.621.544	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 créditos tributários diferidos de diferenças temporárias não são registrados nas demonstrações financeiras, os quais somam o valor de R\$ 2.743.178 em 30 de setembro 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\$ 152.506 e R\$ 355.416 em 30 de setembro de 2025 (R\$ 146.309 e R\$ 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 30 de setembro de 2025
(Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma)**

10.3. Despesa com imposto de renda e contribuição social

Conciliação da despesa com imposto de renda e contribuição social

Conciliação da despesa com imposto de renda e contribuição social	RS MIL							
	Imposto de Renda				Contribuição Social			
	Períodos de 3 meses findos em				Períodos de 9 meses findos em			
	30/09/2025	30/09/2024	30/09/2025	30/09/2024	30/09/2025	30/09/2024	30/09/2025	30/09/2024
Resultado operacional antes dos tributos	50.034	455.856	50.034	455.856	32.357	1.113.357	32.357	1.113.357
Total do IRPJ e CSLL calculado às alíquotas de 25% e 9%, respectivamente	(12.502)	(113.957)	(4.503)	(41.027)	(8.071)	(278.321)	(2.912)	(100.202)
Efeitos de adições e exclusões:				-				
Ajuste a valor presente - obrigação p/desmobilização	(4.398)	(16.539)	(1.583)	(5.954)	(12.871)	(48.497)	(4.634)	(17.459)
Despesa com juros - IFRS 16	(2.728)	(1.787)	(982)	(643)	(3.119)	(5.462)	(1.122)	(1.966)
Ajustes nas depreciações pelos CPCs	(2.654)	16.007	(955)	5.763	(8.722)	15.107	(3.140)	5.439
Dotação à Fundação de Assist.Médica - permanente	(2.023)	(2.528)	(728)	(910)	(6.068)	(7.584)	(2.184)	(2.730)
Provisão atuarial benefício pós-emprego	(1.068)	(3.770)	(385)	(1.357)	(3.748)	(11.607)	(1.350)	(4.178)
Desp. Financ. - Enc. Dívidas - Transf. p/ investimento	-	1.158	-	417	-	1.158	-	417
Provisões diversas	-	-	-	-	-	-	-	-
Provisão para Devedores Duvidosos	(16)	(13)	(6)	(5)	(10.311)	(129)	(3.712)	(47)
Reversão provisão plano incentivo - PSPE/PAE/PDC	1.882	-	677	-	6.905	-	2.485	-
Provisão para risco	(4.411)	(32)	(1.587)	(12)	800	4.990	288	1.796
Provisão para PLR dos empregados	-	-	-	-	-	(13)	-	(5)
Multas Indedutíveis	(57)	(33)	(21)	(12)	(59)	(106)	(22)	(38)
Gastos com Associações	(216)	(1.253)	(78)	(451)	(1.806)	(2.915)	(650)	(1.049)
Outras	(77)	(85)	(16)	(23)	(226)	(219)	(43)	(46)
Reversão de provisão para devedores duvidosos	26	4	9	2	177	25	63	9
Reversão de provisão para PLR	-	-	-	-	-	3.449	-	1.242
Pgto Arr. Mercantil Aluguel e Transp. Contratados	2.772	1.759	998	633	6.608	5.276	2.380	1.899
Reversão Impairment	-	32.800	-	11.808	-	32.800	-	11.808
D. Fin. Enc. Dívidas	-	(753)	-	(271)	-	-	-	-
Ganho participação societária	-	-	-	-	-	1	-	-
Outras Receitas Financeiras - Repetição de Indébito	-	783	-	282	-	783	-	282
Compensação de prejuízo fiscal	14.623	26.473	5.261	9.528	34.408	87.384	12.376	31.448
Provisão ressarc exced s/ Fundo Descom.	-	-	-	-	-	-	-	-
Compensação Lei rouanet	-	-	-	-	(181)	-	(65)	-
Benefícios Fiscais	961	-	-	-	2.369	-	-	-
Provisão ressarc exced s/ Fundo Descom.	(23.267)	-	(8.376)	-	(73.983)	-	(26.634)	-
Total da despesa de IRPJ e CSLL	(33.153)	(61.766)	(12.275)	(22.232)	(77.898)	(203.880)	(28.876)	(73.380)
Alíquota efetiva	66,26%	13,55%	24,53%	4,88%	240,75%	18,31%	89,24%	6,59%

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.

No ano de 2024 foram registrados os valores de R\$ 38.202 (trinta e oito milhões, duzentos e dois mil reais) na "Imposto de Renda e Contribuição Social - Exercícios Anteriores".

Tais ajustes decorrem de revisões procedidas na Escrituração Contábil Fiscal (ECF) e de reavaliações das determinações das bases de cálculo do Imposto de Renda Pessoa Jurídica (IRPJ) e da Contribuição Social sobre o Lucro Líquido (CSLL), as quais se referem a exercícios financeiros pretéritos (2020 a 2023).

Os valores dos ajustes no IRPJ foram de R\$ 30.631 mil e na CSLL R\$ 6.281 mil. No mesmo período, houve o reconhecimento de precatório tributário no valor de 1.290 mil referente a DCOMP de saldo negativo de Contribuição Social sobre o Lucro Líquido oriundo do ano-calendário de 1998.

Em 30 de setembro de 2025, foi registrado um ajuste líquido de R\$ 8.038 mil (oito milhões e trinta e oito mil reais) na rubrica "Imposto de Renda e Contribuição Social - Exercícios Anteriores".

Tais ajustes decorrem de revisões procedidas na Escrituração Contábil Fiscal (ECF) e de reavaliações das determinações das bases de cálculo do Imposto de Renda Pessoa Jurídica (IRPJ) e da Contribuição Social sobre o Lucro Líquido (CSLL), as quais se referem a exercício financeiro de 2024.

No que concerne ao IRPJ, os ajustes foram motivados pelo reconhecimento de benefícios fiscais, que totalizam R\$ 6.690 mil (seis milhões, seiscentos e noventa mil reais). A composição desses benefícios fiscais é apresentada como segue:

- Lei do Bem: R\$ 3.736 mil
- Programa Empresa Cidadã: R\$ 145 mil
- Programa de Alimentação do Trabalhador (PAT): R\$ 2.809 mil

**Notas explicativas às demonstrações financeiras intermediárias condensadas do período
findo em 30 de setembro de 2025
(Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma)**

Relativamente à CSLL, o impacto resultou do reconhecimento de benefícios fiscais atinentes à Lei do Bem, no montante de R\$ 1.348 mil (um milhão, trezentos e quarenta e oito mil reais).

O reconhecimento desses benefícios fiscais e a consequente reavaliação das obrigações tributárias pretéritas resultaram no ajuste líquido total evidenciado, impactando o resultado do período em conformidade com as normas contábeis aplicáveis.

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.

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.

**Notas explicativas às demonstrações financeiras intermediárias condensadas do período
findo em 30 de setembro de 2025
(Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma)**

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 (a)	30/09/2025
Ativo circulante						
Elementos Prontos	439.466	(182.418)	-	182.418	-	439.466
	439.466	(182.418)	-	182.418	-	439.466
Ativo não circulante						
Elementos Prontos Bruto	1.984.352	-	-	527.628	(42.370)	2.469.610
Consumo Acumulado	(1.873.292)	-	-	(182.418)	-	(2.055.710)
Provisão para perda	-	-	-	-	-	-
Elementos Prontos Bruto	111.060	-	-	345.210	(42.370)	413.900
Concentrado de urânio	370.202	-	-	(199.365)	(13.935)	156.902
Serviços em curso	308.206	-	246.544	(328.263)	-	226.487
	789.468	-	246.544	(182.418)	(56.305)	797.289
Total	1.228.934	(182.418)	246.544	-	(56.305)	1.236.755

Angra 2	31/12/2024	Consumo	Adição	Transferência	Crédito Fiscal	30/09/2025
Ativo circulante						
Elementos Prontos	682.791	(465.965)	-	387.747	-	604.573
	682.791	(465.965)	-	387.747	-	604.573
Ativo não circulante						
Elementos Prontos Bruto	4.571.230	-	-	78.218	-	4.649.448
Consumo Acumulado	(3.814.407)	-	-	(465.965)	-	(4.280.372)
Provisão para perda	(3.756)	-	-	-	-	(3.756)
Elementos Prontos	753.067	-	-	(387.747)	-	365.320
Concentrado de urânio	287.205	-	-	-	-	287.205
Serviços em curso	60.054	-	470.998	-	-	531.052
Elemento remanescente	48.533	-	-	-	-	48.533
	1.148.859	-	470.998	(387.747)	-	1.232.110
Total	1.831.650	(465.965)	470.998	-	-	1.836.683
Total Angra 1 e 2	3.060.584	(648.383)	717.542	-	(56.305)	3.073.438

a) Créditos de PIS e COFINS sobre as Notas Fiscais relativas a 29ª e 30ª Recargas da Usina A1.

NOTA 12. ALMOXARIFADO

Em 30 de setembro de 2025, o saldo do almoxarifado é composto por materiais utilizados para consumo das Usinas, no montante de R\$ 314.042 (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\$ 36.286 (R\$ 28.581 em 31 de dezembro de 2024), totalizando R\$ 350.328 (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:

**Notas explicativas às demonstrações financeiras intermediárias condensadas do período
findo em 30 de setembro de 2025
(Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma)**

a) Composição

	30/09/2025	31/12/2024
Depósitos judiciais		
Contingências trabalhistas	66.388	62.292
Contingências cíveis	14	47
Contingências tributárias	849	849
Total	67.251	63.188

b) Movimentação

	31/12/2024	30/09/2025		
		Baixa	Inclusão	Saldo
Depósitos judiciais	31.538	(4.115)	7.776	35.199
Atualização monetária s/depósitos judiciais	31.650	-	402	32.052
Total	63.188	(4.115)	8.178	67.251

NOTA 14. OUTROS ATIVOS

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

	30/09/2025	31/12/2024
Circulante		
Prêmios de seguros	2.397	23.969
Contribuição Fundo de Pensão	32.863	-
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	(5.564)	(5.560)
Acordo INB (a) (b)	25.408	165.089
Devedores diversos	83.920	81.832
Perdas Estimadas Créd Liq Duv	(66.204)	(25.663)
	78.766	245.597
Não Circulante		
Tx de ocupação/IPTU - Eletrobras (Furnas) (a)	1.289	1.289
EBSE - multa contratual	212	241
	1.501	1.530
Total	80.267	247.127

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. A redução do montante deve-se a compensação com as aquisições de combustível nuclear que ocorreram ao longo do semestre.

**Notas explicativas às demonstrações financeiras intermediárias condensadas do período
findo em 30 de setembro de 2025
(Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma)**

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 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.

**Notas explicativas às demonstrações financeiras intermediárias condensadas do período
findo em 30 de setembro de 2025
(Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma)**

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 CNAEA. 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\$ 647 milhões. Dentre os fornecedores, o de maior relevância com saldos de adiantamento a compensar é a Framatome com valor de R\$ 322 milhões (custo histórico).

A seguir demonstramos a movimentação do imobilizado:

	Saldo em 31/12/2024	Adição / Constituição	Baixas / Reversões	Depreciação	Transferências	Saldo em 30/09/2025
Imobilizado em serviço - Angra 1 e Angra 2						
Terrenos	34.380	-	-	-	-	34.380
Barragens, reservatórios e adutoras	408	-	-	(36)	-	372
Edificações, obras civis e benfeitorias	430.099	-	-	(28.319)	-	401.780
Edificações, obras civis e benfeitorias - Direito de Uso	10.591	5.917	-	(4.666)	-	11.842
Máquinas e equipamentos	1.265.243	149	(189)	(168.221)	9.666	1.106.648
Veículos	15.208	-	-	(2.666)	-	12.542
Veículos - Direito de Uso	15.066	41.784	-	(14.734)	-	42.116
Móveis e Utensílios	5.307	-	-	(652)	132	4.787
	1.776.302	47.850	(189)	(219.294)	9.798	1.614.467
Imobilizado em curso - Angra 1 e Angra 2						
Barragens, reservatórios e adutoras	24.828	399	-	-	-	25.227
Edificações, obras civis e benfeitorias	83.064	4.355	-	-	-	87.419
Máquinas e equipamentos	1.278.499	343.628	-	-	(9.663)	1.612.464
Veículos	944	809	-	-	-	1.753
Móveis e Utensílios	2.151	46	-	-	(135)	2.062
A Ratear	202.855	66.648	-	-	-	269.503
Transf./Fab e Rep/Mat em Processo	7.325	3.637	-	-	-	10.962
Adiantamento a Fornecedores	320.548	44.831	-	-	-	365.379
	1.920.214	464.353	-	-	(9.798)	2.374.769
Imobilizado em curso - Angra 3						
Terrenos	56.433	-	-	-	-	56.433
Barragens, reservatórios e adutoras	649.881	23.396	-	-	-	673.277
Edificações, obras civis e benfeitorias	2.160.330	61.681	-	-	-	2.222.011
Máquinas e equipamentos	5.225.627	102.013	(96)	-	-	5.327.544
Veículos	9.490	-	(1.545)	-	-	7.945
Móveis e Utensílios	464	-	(9)	-	-	455
A Ratear	7.179.622	48.117	-	-	-	7.227.739
Transf./Fab e Rep/Mat em Processo	2.861	-	(1)	-	-	2.860
Adiantamento a Fornecedores	672.372	-	(25.199)	-	-	647.173
Provisão para valor recuperável dos ativos (Impairment)	(4.377.563)	-	-	-	-	(4.377.563)
	11.579.517	235.207	(26.850)	-	-	11.787.874
Total	15.276.033	747.410	(27.039)	(219.294)	-	15.777.110

**Notas explicativas às demonstrações financeiras intermediárias condensadas do período
findo em 30 de setembro de 2025
(Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma)**

	Saldo em 31/12/2023	Adição / Constituição	Baixas / Reversões	Depreciação	Transferências	Saldo em 30/09/2024
Imobilizado em serviço - Angra 1 e Angra 2						
Terrenos	34.380	-	-	-	-	34.380
Barragens, reservatórios e adutoras	999	-	-	(559)	-	440
Edificações, obras civis e benfeitorias	499.403	-	(11.203)	(47.526)	-	440.674
Edificações, obras civis e benfeitorias - Direito de Uso	15.717	-	-	(3.844)	-	11.873
Máquinas e equipamentos (a)	1.629.128	-	(388.428)	(74.052)	13.429	1.180.077
Veículos	21.729	-	(3.733)	(3.164)	681	15.513
Veículos - Direito de Uso	35.154	-	-	(15.066)	-	20.088
Móveis e Utensílios	5.494	-	-	(658)	606	5.442
	2.242.004	-	(403.364)	(144.869)	14.716	1.708.487
Imobilizado em curso - Angra 1 e Angra 2						
Barragens, reservatórios e adutoras	28.264	6.900	(10.728)	-	-	24.436
Edificações, obras civis e benfeitorias	56.311	4.360	-	-	-	60.671
Máquinas e equipamentos	525.759	594.642	-	-	(13.673)	1.106.728
Veículos	439	1.616	-	-	(518)	1.537
Móveis e Utensílios	2.277	408	-	-	(525)	2.160
A Ratear	567.477	123.189	-	-	-	690.666
Transf./Fab e Rep/Mat em Processo	5.221	2.105	-	-	-	7.326
Adiantamento a Fornecedores	179.718	58.935	-	-	-	238.653
	1.365.466	792.155	(10.728)	-	(14.716)	2.132.177
Imobilizado em curso - Angra 3						
Terrenos	56.433	-	-	-	-	56.433
Barragens, reservatórios e adutoras	620.661	23.977	-	-	-	644.638
Edificações, obras civis e benfeitorias	2.105.464	34.224	-	-	-	2.139.688
Máquinas e equipamentos	4.973.933	226.070	(83)	-	(2.152)	5.197.768
Veículos	2.676	6.171	(974)	-	2.132	10.005
Móveis e Utensílios	480	-	(31)	-	20	469
A Ratear	7.196.165	75.037	(131.200)	-	-	7.140.002
Transf./Fab e Rep/Mat em Processo	2.860	-	-	-	-	2.860
Adiantamento a Fornecedores	665.807	4.094	-	-	-	669.901
Provisão para valor recuperável dos ativos (Impairment)	(4.508.764)	-	131.200	-	-	(4.377.564)
	11.115.715	369.573	(1.088)	-	-	11.484.200
Total	14.723.185	1.161.728	(415.180)	(144.869)	-	15.324.864

- a) Baixa de máquinas e equipamentos no montante de R\$ 388.428, composta por atualização da estimativa de descomissionamento realizada em março 2024, no montante de R\$ 359.394, e outros ajustes no montante de R\$ 29.031.

Taxa média de depreciação e custo histórico:

	30/09/2025				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	(5.344)	372	6,49%	5.716	(5.308)	408
Edificações, obras civis e benfeitorias	2,67%	1.637.898	(1.236.118)	401.780	4,08%	1.637.898	(1.207.799)	430.099
Máquinas e equipamentos	3,49%	8.048.696	(6.942.048)	1.106.648	0,07%	8.040.120	(6.774.877)	1.265.243
Veículos	14,29%	36.567	(24.025)	12.542	14,36%	36.729	(21.521)	15.208
Móveis e Utensílios	6,27%	22.701	(17.914)	4.787	6,25%	22.572	(17.265)	5.307
		9.785.958	(8.225.449)	1.560.509		9.777.415	(8.026.770)	1.750.645
Imobilizado em curso								
		14.162.643	-	14.162.643		13.499.731	-	13.499.731
		14.162.643	-	14.162.643		13.499.731	-	13.499.731
Direito de Uso - Imobilizado em serviço								
Edificações, obras civis e benfeitorias	21,70%	30.562	(18.720)	11.842	20,80%	24.645	(14.054)	10.591
Veículos	33,35%	102.048	(59.932)	42.116	33,33%	60.265	(45.199)	15.066
		132.610	(78.652)	53.958		84.910	(59.253)	25.657
Total		24.081.211	(8.304.101)	15.777.110		23.362.056	(8.086.023)	15.276.033

**Notas explicativas às demonstrações financeiras intermediárias condensadas do período
findo em 30 de setembro de 2025
(Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma)**

A redução da taxa média de depreciação dos itens Barragens, reservatório e adutora e Edificações, obras civis e benfeitoria em 2025 deve-se ao término da depreciação acelerada de imobilizado de Angra 1 em 31 de dezembro de 2024 em função do prazo de licença de operação.

A taxa média de depreciação de Máquinas e equipamentos em 2024 foi baixa devido a reversão do imobilizado para desmobilização.

	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	0,07%	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								
		13.499.731	-	13.499.731		12.481.181	-	12.481.181
		<u>13.499.731</u>	<u>-</u>	<u>13.499.731</u>		<u>12.481.181</u>	<u>-</u>	<u>12.481.181</u>
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%.

	Saldo em 31/12/2024	Adições	Baixas	Amortização	Transferências	Saldo em 30/09/2025
Geração	628.350	93.072	-	(24.579)	-	696.843
Em serviço	572.041	-	-	(24.579)	8.341	555.803
Custo	652.996	-	-	-	8.341	661.337
Amortização acumulada	(80.955)	-	-	(24.579)	-	(105.534)
Em curso	56.309	93.072	-	-	(8.341)	141.040
Custo	56.309	93.072	-	-	(8.341)	141.040
Administração	43.812	1.495	-	-	-	45.307
Em serviço	-	-	-	-	-	-
Custo	67.094	-	-	-	-	67.094
Amortização acumulada	(67.094)	-	-	-	-	(67.094)
Em curso	43.812	1.495	-	-	-	45.307
Custo	43.812	1.495	-	-	-	45.307
Total	672.162	94.567	-	(24.579)	-	742.150

**Notas explicativas às demonstrações financeiras intermediárias condensadas do período
findo em 30 de setembro de 2025
(Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma)**

	Saldo em 31/12/2023	Adições	Baixas	Amortização	Transferências	Saldo em 30/09/2024
Geração	50.668	3.648	-	-	-	54.316
Em serviço	488	(487)	-	-	-	1
Custo	76.137	-	-	-	-	76.137
Amortização acumulada	(75.649)	(487)	-	-	-	(76.136)
Em curso	50.180	4.135	-	-	-	54.315
Custo	50.180	4.135	-	-	-	54.315
Administração	39.556	2.900	-	-	-	42.456
Em serviço	108	(107)	-	-	-	1
Custo	71.914	-	-	-	-	71.914
Amortização acumulada	(71.806)	(107)	-	-	-	(71.913)
Em curso	39.448	3.007	-	-	-	42.455
Custo	39.448	2.032	-	-	-	41.480
Total	90.224	6.548	-	-	-	96.772

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 30 de setembro 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.

**Notas explicativas às demonstrações financeiras intermediárias condensadas do período
findo em 30 de setembro de 2025
(Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma)**

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 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.

Em outubro de 2025, por meio da Resolução CNPE nº 12, de 1º de outubro de 2025, foi reconhecida a necessidade de atualização e complementação, por parte da ELETRONUCLEAR e do BNDES, dos estudos relativos à modelagem econômico-financeira para a conclusão da Usina Termonuclear Angra 3 (Central Nuclear Almirante Álvaro Alberto - Unidade III), em consonância com o art. 10, § 3º, da Lei nº 14.120, de 1º de março de 2021. Nos termos do parágrafo único, artigo 1º da referida Resolução, a atualização e complementação dos estudos deveria considerar, no mínimo: (i) cenário de manutenção dos termos do acordo de investimentos celebrado entre a Centrais Elétricas Brasileiras S.A. - Eletrobras e a Empresa Brasileira de Participações em Energia Nuclear a Binacional - ENBPar, em 22 de abril de 2022, com participação de sócio privado; (ii) cenário de conclusão de Angra 3 exclusivamente com recursos obtidos junto à ENBPar e à União; (iii) cenário de abandono do projeto, com discriminação dos gastos e possíveis origens dos recursos, bem como dos impactos para as partes envolvidas, incluindo as empresas estatais que atuam no setor nuclear; e (iv) detalhamento dos custos ambientais associados ao ciclo de vida da usina, incluindo gestão de rejeitos, descomissionamento e medidas de segurança pós-operacionais.

Ao final de outubro de 2025, o BNDES encaminhou os resultados das atualizações destes estudos em cumprimento a referida Resolução CNPE nº 12, e em 4 de novembro de 2025 a Eletronuclear enviou ao Ministério de Minas e Energia (MME), o resultado do estudo atualizado sobre a modelagem econômico-financeira de Angra 3, elaborado pelo BNDES. O levantamento, solicitado pelo CNPE, aponta que a conclusão da usina é o cenário mais racional e vantajoso para o país.

**Notas explicativas às demonstrações financeiras intermediárias condensadas do período
findo em 30 de setembro de 2025
(Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma)**

O MME deverá remeter os estudos ao CNPE, que decidirá pela conclusão ou não da usina em reunião com realização prevista ainda em 2025. O tema já foi debatido pelo CNPE em três oportunidades desde 2024 — em dezembro de 2024, fevereiro de 2025 e outubro de 2025 — ocasiões em que houve voto favorável à conclusão do empreendimento proferido pelo presidente do Conselho, o ministro de Minas e Energia, seguido, contudo, de pedido de vista coletivo pelos demais conselheiros.

A Companhia efetuou uma análise das atualizações destes estudos, concluindo pela manutenção dos resultados do último teste de *impairment* efetuado na data base de 31 de dezembro de 2024, não identificando a necessidade de registros de *impairment* adicional para 30 de setembro de 2025. 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.

Seguem abaixo as posições de *impairment* no em 30 de setembro de 2025 e 31 de dezembro de 2024:

	30/09/2025		31/12/2024	
	Geração	Total	Geração	Total
Imobilizado	(4.377.563)	(4.377.563)	(4.377.563)	(4.377.563)

NOTA 18. FORNECEDORES

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

	30/09/2025			31/12/2024
	A vencer	Vencidos	Total	Total
Circulante				
Bens, materiais e Serviços:				
Fatura processada (a)	369.875	400.311	770.186	935.586
Variação cambial (b)	46.035	-	46.035	53.417
Provisão (c)	226.019	-	226.019	230.311
Total	641.929	400.311	1.042.240	1.219.314

- a) Cobranças em aberto junto aos fornecedores de materiais, equipamentos, combustível nuclear e serviços. Dos montantes vencidos, R\$ 104.189 foram pagos até 21 de outubro de 2025.
- b) Estimativa de variação cambial na quitação dos pagamentos em aberto.
- c) Provisão de serviços executados não faturados no exercício.

**Notas explicativas às demonstrações financeiras intermediárias condensadas do período
findo em 30 de setembro de 2025
(Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma)**

NOTA 19. EMPRÉSTIMOS E FINANCIAMENTOS

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

	30/09/2025		
	Taxa Efetiva a.a.	Circulante	Não Circulante
ANGRA 1 e 2:			
ENBPAR - RGR ECF 2278/ ECF 2507/ ECF 2579	5,00%	27.260	9.532
ENBPAR - MÚTUO 1	14,94%	13.309	242.308
ENBPAR - MÚTUO 2	14,94%	9.065	189.015
FURNAS - Instrumento de Confissão de Dívida	7,82%	46.447	143.211
SANTANDER - LTO Angra 1	5,09%	21.490	21.214
ANGRA 3:			
ENBPAR - RGR- ECF 2878	5,00%	29.712	336.742
BNDES - Nº 10.2.2032.1 - Subcréditos A e B	7,72%	206.180	2.919.787
BNDES - Nº 10.220.321 - Subcrédito E	17,19%	1.714	4.594
CEF - Nº 0410.351-27/13	6,50%	153.149	2.572.198
PROJETOS PRIORITÁRIOS			
ABC	18,75%	182.116	-
BTG	18,75%	364.231	-
Total		1.054.673	6.438.601

	2025	2026	2027	2028	Após 2028	Total (a)	Valor Justo
ENBPar Mutuo	4.727	24.063	27.754	32.007	365.146	453.697	517.770
ENBPar RGR	14.715	56.351	32.360	29.933	269.887	403.246	319.867
ELETROBRAS (FURNAS)	11.612	46.447	46.447	46.447	38.705	189.658	176.892
BNDES	57.898	201.867	217.322	233.970	2.421.218	3.132.275	3.050.722
CEF	46.252	143.700	153.324	163.592	2.218.479	2.725.347	2.158.766
SANTANDER	276	21.214	21.214	-	-	42.704	39.303
ABC	182.116	-	-	-	-	182.116	182.555
BTG	364.231	-	-	-	-	364.231	366.156
Total	681.827	493.642	498.421	505.949	5.313.435	7.493.274	6.812.031

(a) Em 30 de setembro de 2025

Em 30 de setembro 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\$	681.551	472.428	477.207	505.949	5.313.435	7.450.570	6.772.728
Indexados a Taxas Flutuantes	635.299	328.728	323.883	342.357	3.094.956	4.725.223	4.613.962
Indexadores a Taxas Fixas	46.252	143.700	153.324	163.592	2.218.479	2.725.347	2.158.766
Financiamentos em US\$	276	21.214	21.214	-	-	42.704	39.303
Indexados a Taxas Flutuantes	276	21.214	21.214	-	-	42.704	39.303
Indexadores a Taxas Fixas	-	-	-	-	-	-	-
Total	681.827	493.642	498.421	505.949	5.313.435	7.493.274	6.812.031

(a) Em 30 de setembro de 2025

**Notas explicativas às demonstrações financeiras intermediárias condensadas do período
findo em 30 de setembro de 2025
(Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma)**

	31/12/2024		
	Taxa Efetiva a.a.	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

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.

**Notas explicativas às demonstrações financeiras intermediárias condensadas do período
findo em 30 de setembro de 2025
(Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma)**

Em 04 de outubro de 2024 foi celebrado o Contrato de Mútuo 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.

Durante o mês de julho de 2025 foi iniciada a amortização do principal e pagamento dos juros do Contrato de Mútuo N° GCGSC – 001/2024.

2. 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.

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 irretratável, 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.

**Notas explicativas às demonstrações financeiras intermediárias condensadas do período
findo em 30 de setembro de 2025
(Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma)**

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 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.

**Notas explicativas às demonstrações financeiras intermediárias condensadas do período
findo em 30 de setembro de 2025
(Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma)**

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.

Em maio de 2025, a ELETRONUCLEAR encaminhou carta ao BNDES e CEF solicitando novo *standstill* até dezembro de 2026, tendo em vista os adiamentos nas decisões sobre a retomada de Angra 3 nas reuniões do CNPE. Houve retorno do BNDES indeferindo o pedido de *waiver*, e a CEF informou que o pleito seria apreciado após a conclusão de análises prévias, com a aprovação condicionada à manifestação favorável dos demais credores.

3. 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*.

**Notas explicativas às demonstrações financeiras intermediárias condensadas do período
findo em 30 de setembro de 2025
(Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma)**

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.

4. 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 Quirografária, de Distribuição Privada, da ELETRONUCLEAR S.A. tendo a ELETRONUCLEAR como emissora e o Banco BTG Pactual como credora.

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 30 de setembro de 2025 e dezembro de 2024.

Saldo inicial em 31 de dezembro de 2024	7.687.215
Captação	-
Juros, encargos, variações monetárias incorridos	510.612
Juros pagos	(358.570)
Amortização do principal	(345.983)
Saldo final em 30 de setembro de 2025	7.493.274

**Notas explicativas às demonstrações financeiras intermediárias condensadas do período
findo em 30 de setembro de 2025
(Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma)**

Saldo inicial em 31 de dezembro de 2023	6.793.071
Captação	672.435
Juros, encargos, variações monetárias incorridos	424.255
Juros pagos	(260.129)
Amortização do principal	(246.666)
Saldo final em 30 de setembro de 2024	7.382.966
Captação	170.059
Juros, encargos, variações monetárias incorridos	172.890
Juros pagos	(11.583)
Amortização do principal	(27.117)
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 30 de setembro de 2025:

	2025	2026	2027	2028	Após 2028	Total
ENBPar Mutuo	4.727	24.063	27.754	32.007	365.146	453.697
ENBPar RGR	14.715	56.351	32.360	29.933	269.887	403.246
ELETROBRAS (FURNAS)	11.612	46.447	46.447	46.447	38.705	189.658
BNDES	57.898	201.867	217.322	233.970	2.421.218	3.132.275
CEF	46.252	143.700	153.324	163.592	2.218.479	2.725.347
SANTANDER	276	21.214	21.214	-	-	42.704
ABC	182.116	-	-	-	-	182.116
BTG	364.231	-	-	-	-	364.231
Total	681.827	493.642	498.421	505.949	5.313.435	7.493.274

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* em 2024, nem no 3º trimestre de 2025.

**Notas explicativas às demonstrações financeiras intermediárias condensadas do período
findo em 30 de setembro de 2025
(Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma)**

NOTA 20. TRIBUTOS A RECOLHER

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

	30/09/2025	31/12/2024
Passivo circulante		
IR - Encargos Dívida	1.147	765
ISS sobre importação e outros	3.647	3.186
ICMS	652	4.154
COSIRF	28.248	62.084
Outros tributos retidos na fonte	7	35
INSS	2.543	3.405
PASEP e COFINS	36.969	-
PASEP e COFINS - Diferidos	3.347	3.347
FGTS	3.592	6.081
CIDE s/serviços no exterior	10.428	7.384
ICMS substituição Tributária	6	-
Recolhimento Impostos e Taxas	2	2
Total	90.588	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:

	30/09/2025	31/12/2024
Passivo Circulante		
Provisão IR e CSLL sobre lucro Real	14.272	133.559
Provisão e gratificação de férias	62.287	64.406
Encargos sociais sobre provisões de férias	29.978	32.208
Provisão 13º salário	15.645	-
Encargos sociais sobre provisão de 13º salário	14.680	-
Total	136.862	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:

	30/09/2025	31/12/2024
Passivo Circulante		
Quota RGR	114.543	137.992
Taxa de Fiscalização Aneel	859	819
Total	115.402	138.811

Notas explicativas às demonstrações financeiras intermediárias condensadas do período
findo em 30 de setembro de 2025
(Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma)

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:

	30/09/2025	31/12/2024
Não Circulante		
Ambientais	22.933	3.532
Cíveis	10.568	10.891
Trabalhistas	156.691	178.971
Tributárias	503	502
Total	190.695	193.896

Estas contingências tiveram a seguinte evolução:

Saldo em 31 de dezembro de 2024	193.896
Constituição de provisões	21.437
Reversão de provisões	(25.090)
Atualização Monetária	452
Saldo em 30 de setembro de 2025	190.695

Saldo em 31 de dezembro de 2023	215.080
Constituição de provisões	10.121
Reversão de provisões	(25.285)
Atualização Monetária	(4.795)
Saldo em 30 de setembro de 2024	195.121

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:

**Notas explicativas às demonstrações financeiras intermediárias condensadas do período
findo em 30 de setembro de 2025
(Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma)**

	30/09/2025	31/12/2024
Cíveis	14	28
Trabalhistas	58.556	57.428
Tributárias	849	849
Total	59.419	58.305

23.3. Passivos Contingentes

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

	30/09/2025	31/12/2024
Ambientais	51.132	55.075
Cíveis	389.040	318.845
Trabalhistas	364.601	360.846
Tributárias	3.240	3.221
Total	808.013	737.987

Dentre as ações de causas possíveis e prováveis e que apresentam valores avaliados com perdas superiores a 1,33% da Receita Operacional Líquida até setembro de 2025, ou seja, acima de R\$ 37.692, 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\$ 219.072
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</p>

**Notas explicativas às demonstrações financeiras intermediárias condensadas do período
findo em 30 de setembro de 2025
(Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma)**

	<p>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> <p>Sem alterações relevantes de maio a julho.</p> <p>Em 24 de setembro de 2025, a AG protocolou petição requerendo prazo para que fosse avaliada a possibilidade de celebração de acordo entre as partes.</p> <p>A Eletronuclear, por sua vez, manifestou concordância quanto à oitiva de eventual proposta conciliatória, ressaltando, contudo, seu desacordo em relação à perícia apresentada nos autos.</p>
Expectativa de perda	Possível

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\$ 339.669
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</p>

**Notas explicativas às demonstrações financeiras intermediárias condensadas do período
findo em 30 de setembro de 2025
(Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma)**

presente ação judicial, cujo conteúdo trata especificadamente da quitação da URP/1989. No momento há laudo emitido pelo perito do Juízo.

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.

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.

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 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.

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.

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.

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.

Em 12 de junho de 2023: manifestação da UNIÃO. Ratifica *in totum* os termos da petição anterior. Requer a extinção da execução, uma vez reconhecida a inexistência do título pelo cumprimento da obrigação.

**Notas explicativas às demonstrações financeiras intermediárias condensadas do período
findo em 30 de setembro de 2025
(Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma)**

	<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 2024 foram interpostos Agravos de Petição pela Eletronuclear e pelo Sindicato. Em junho de 2024 foi interposto Agravo de Petição pela União. Os recursos foram distribuídos por prevenção à 7ª Turma do TRT 1.</p> <p>2025: Em fevereiro de 2025 a Desembargadora Sayonara Grillo Coutinho, relatora designada para o processo, declarou-se suspeita para o julgamento. Foi designada como nova relatora a Desembargadora Carina Rodrigues Bicalho.</p> <p>Em outubro de 2025, foram julgados os Agravos de Petição interposto pela Eletronuclear, pela União e pelo Sindicato. A 7ª Turma do TRT1 deu parcial provimento ao recurso da Eletronuclear e da União, para determinar a retificação dos cálculos para a apuração somente da diferença salarial da URP de fevereiro de 1989, ou seja, o pagamento do percentual de 26,05% apenas no salário do mês fevereiro de 1989, com reflexos em férias, de 13º salário e FGTS. Também foi dado provimento parcial ao Recurso do sindicato autor, para estabelecer que a condenação beneficiará todos os profissionais de engenharia, similares ou conexos de nível superior, conforme o estatuto do sindicato, empregados da ré na base territorial do sindicato autor.</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\$ 102.565
Resumo da Ação	<p>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 04.06.2025, a ETN apresentou contestação.</p> <p>Em 08 de outubro de 2025, o Consórcio apresentou petição com réplica aos argumentos trazidos pela ETN. Ainda sem prazo para manifestação da Companhia.</p>
Expectativa de perda	Possível

Notas explicativas às demonstrações financeiras intermediárias condensadas do período
findo em 30 de setembro de 2025
(Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma)

4. AMBIENTAL – Processo nº 5000837-67.2020.4.02.5111	
Instância	1ª Instância
Partes	Autor: MINISTÉRIO PÚBLICO FEDERAL DE GUARULHO/MOGI Réu: ELETRONUCLEAR S.A.
Valores	R\$ 41.263
Resumo da Ação	<p>No que tange ao processo AÇÃO CIVIL PÚBLICA Nº 5000837-67.2020.4.02.5111/RJ a ação foi julgada improcedente e não há interesse da ETN em recorrer. O Município de Angra dos Reis interpôs Embargos de Declaração que foi pela Companhia contrarrazoado em 07 de outubro de 2025. Eis o teor da Sentença publicada em 04 de agosto de 2025.</p> <p>Assim sendo, deve ser reconhecida a <u>perda superveniente do objeto</u>, e consequentemente, a ausência de resultado útil da presente ação da presente ação civil pública. Ressalvo, contudo, a hipótese de ajuizamento de <u>nova demanda</u> caso as obras da Usina Termonuclear Angra 3 sejam efetivamente retomadas.</p> <p><u>3. DISPOSITIVO</u> à vista do exposto, <u>JULGO EXTINTO O PROCESSO SEM RESOLUÇÃO DO MÉRITO</u>, na forma do art. 485, inciso VI, do CPC. Sem condenação em custas ou honorários sucumbenciais, pois o STJ firmou posição no sentido de que a previsão do art. 18 da Lei nº 7.347/85 deve ser interpretada também em favor do requerido em ação civil pública (REsp 1808833/PE, Rel. Ministro FRANCISCO FALCÃO, SEGUNDA TURMA, julgado em 24/11/2020, DJe 01/12/2020).</p>
Expectativa de perda	Possível

Incidente Operacional na Usina Nuclear de Angra 1

Trata-se da Ação Civil Pública nº 5000400-21.2023.4.02.5111, ajuizada pelo Ministério Público Federal (MPF) em face da ELETRONUCLEAR S.A., em razão de incidente ocorrido em 16 de setembro de 2022, durante procedimento de manutenção na Usina Nuclear de Angra 1. O MPF pleiteia, em síntese: (i) a adoção de medidas de restauração ambiental na área afetada pelo vazamento; (ii) a transparência e divulgação de informações precisas sobre o evento e seus impactos à saúde humana e ao meio ambiente; (iii) a abstenção de atividades que possam agravar eventual contaminação ambiental; (iv) a compensação dos danos ambientais decorrentes do incidente; e (v) a indenização por danos coletivos causados ao meio ambiente e a terceiros potencialmente afetados.

Foi proferida decisão concedendo parcialmente a tutela de urgência, impondo à ELETRONUCLEAR obrigações de fazer e de não fazer. A Companhia interpôs agravo de instrumento contra a determinação de divulgação pública de informações sobre o incidente e as medidas de remediação em veículos de comunicação de circulação nacional. O Tribunal concedeu liminar favorável à ELETRONUCLEAR, suspendendo os efeitos da decisão, encontrando-se os autos do agravo conclusos para julgamento desde 11 de julho de 2023.

No curso do processo, foram realizadas diversas audiências de conciliação nas seguintes datas: 12/06/2023, 24/08/2023, 28/11/2023, 21/03/2024, 22/08/2024, 12/12/2024 e 10/04/2025. Durante as tratativas, o MPF apresentou proposta de acordo no valor de R\$ 5.000.000,00 (cinco milhões de reais), a título de dano moral coletivo e compensação ambiental. A proposta foi submetida à Diretoria Executiva da ELETRONUCLEAR, que não anuiu com os termos.

**Notas explicativas às demonstrações financeiras intermediárias condensadas do período
findo em 30 de setembro de 2025
(Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma)**

Em nova audiência, realizada em 10 de abril de 2025, o Juízo solicitou à Companhia que verificasse a possibilidade de apresentar contraproposta. O tema foi novamente submetido à Diretoria Executiva, que deliberou pela não adesão ao acordo e pela não apresentação de contraproposta. Posteriormente, foram notificados três colaboradores que atuavam na época do evento, aos quais foi igualmente ofertada proposta de acordo individual, condicionada à assunção de culpa e pagamento de R\$ 30.000,00, a qual foi rejeitada por todos os notificados.

Diante disso, deliberou-se pelo acionamento do seguro D&O (Directors and Officers), a fim de custear e coordenar a defesa conjunta dos colaboradores e da ELETRONUCLEAR, assegurando uniformidade de estratégia e qualidade técnica na representação jurídica.

Em 2 de setembro de 2025, a ELETRONUCLEAR protocolou petição nos autos requerendo prazo para que o tema fosse novamente submetido à Diretoria Executiva, com vistas à reavaliação interna da proposta do MPF e à eventual formulação de contraproposta. O prazo para manifestação ainda se encontra em curso.

A demanda segue em fase de audiência de conciliação, com a avaliação de risco jurídico da ação reclassificada de “perda possível” para “perda provável”, em razão da evolução processual e dos elementos apurados nas audiências de conciliação.

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.

Em 19 de agosto de 2025 foi aprovada a reabertura das inscrições do PDV-2024, mantendo-se todos os critérios e parâmetros que fundamentaram a proposta inicial do programa. As inscrições foram reabertas em 25 de agosto de 2025 e se encerram em 5 de dezembro de 2025, com desligamentos previstos para as mesmas datas inicialmente definidas, em setembro e dezembro de 2025. Essa medida tem como objetivo ampliar a adesão, antecipar a redução de despesas e fortalecer o equilíbrio econômico e a sustentabilidade financeira da empresa, mantendo as premissas estabelecidas na Portaria SEST nº 1.122/2021.

Os empregados que se desligarem voluntariamente por meio do PDV-2024 farão jus ao 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:

**Notas explicativas às demonstrações financeiras intermediárias condensadas do período
findo em 30 de setembro de 2025
(Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma)**

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 30 de setembro de 2025:

Cronograma de desligamento			
Data saída	Qtde empregados	Desembolso	
		Realizado	Previsto
31/01/2025	38	13.373	-
31/03/2025	15	5.330	-
30/06/2025	22	10.421	-
30/09/2025	13	-	4.043
30/12/2025	53	-	24.440
Total	141	29.124	28.483

	30/09/2025	31/12/2024
Circulante	28.483	31.550
Não Circulante	-	24.549
Total	28.483	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 30 de setembro 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:

	30/09/2025	31/12/2024
Contrato de pactuação obrigação financeira	79.201	77.961
Provisão atuarial	112.364	103.121
Total das obrigações de benefício pós emprego	191.565	181.082
Circulante	2.252	2.119
Não Circulante	189.313	178.963
	191.565	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).

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.

**Notas explicativas às demonstrações financeiras intermediárias condensadas do período
findo em 30 de setembro de 2025
(Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma)**

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 dezembro 2025	77.961
Juros, encargos, variações monetárias incorridos	5.746
Juros pagos	(3.006)
Amortização do principal	(1.500)
Saldo final em 30 de setembro 2025	79.201

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 30 de setembro 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.

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.

Já para a posição de 30 de setembro de 2025, foi mantida a estimativa de custos sendo calculado apenas o ajuste a valor presente pela passagem temporal. Neste caso, há um reconhecimento de obrigação na data base de 30 de setembro de 2025 no montante de R\$ 714.352.

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

Usinas	30/09/2025			31/12/2024
	Estimativa Total de Custo	Ajuste a Valor Presente	Estimativa a Valor Presente	Valor Presente
ANGRA 1	3.681.321	(3.212.034)	469.287	435.464
ANGRA 2	4.162.456	(3.917.391)	245.065	227.402
Total	7.843.777	(7.129.425)	714.352	662.866

**Notas explicativas às demonstrações financeiras intermediárias condensadas do período
findo em 30 de setembro de 2025
(Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma)**

26.1 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 30 de setembro de 2025 no valor de R\$ 2.447.525 (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);
- (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	47.650
Juros Incorridos	12.478
Pagamentos	(28.274)
Saldo final em 30 de setembro 2025	60.710

**Notas explicativas às demonstrações financeiras intermediárias condensadas do período
findo em 30 de setembro de 2025
(Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma)**

Saldo inicial em 31 de dezembro de 2023	54.521
Novos contratos/Remensurações	-
Juros Incorridos	2.937
Pagamentos	(21.981)
Saldo final em 30 de setembro de 2024	35.477
Novos contratos/Remensurações	-
Juros Incorridos	705
Pagamentos	(7.326)
Saldo final em 31 de dezembro de 2024	28.856

	30/09/2025	31/12/2024
Circulante	31.346	22.182
Não Circulante	29.364	6.674
Total	60.710	28.856

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

	30/09/2025
2026	8.339
2027	20.241
2028	784
Total	29.364

Os aluguéis fixos e variáveis relacionados a contratos de baixo valor foram os seguintes para os períodos findos em 30 de setembro de 2025 e 30 de setembro de 2024, respectivamente:

	30/09/2025	30/09/2024
Arrendamentos de curto prazo	21.695	19.546

**Notas explicativas às demonstrações financeiras intermediárias condensadas do período
findo em 30 de setembro de 2025
(Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma)**

NOTA 28. OUTROS PASSIVOS

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

	30/09/2025	31/12/2024
Passivo Circulante		
Provisão Participação nos Lucros e Resultados	42.983	42.983
Provisão Acordo Trabalhista	277.712	257.873
Outras Obrigações Folha de Pagamento	8.371	2.908
Total	329.066	303.764

NOTA 29. PATRIMÔNIO LÍQUIDO

O capital social da Companhia, em 30 de setembro 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	30/09/2025					
	ORDINÁRIAS		PREFERENCIAIS		CAPITAL TOTAL	
	QUANTIDADE	%	QUANTIDADE	%	QUANTIDADE	%
Empresa Brasileira de Part. - ENBPar	141.916.224.437	64,09593	-	-	141.916.224.437	32,04797
Centrais Elétr. Brasil. S.A - ELETROBRAS	79.488.849.747	35,90084	221.396.242.535	99,99279	300.885.092.282	67,94682
Depto de Águas E.Elétrica Est.SP - DAEE	5.960.026	0,00269	7.405.548	0,00334	13.365.574	0,00302
LIGHT - Serviços de Eletricidade S.A.	-	-	5.058.993	0,00228	5.058.993	0,00114
Outros	1.176.930	0,00053	3.504.063	0,00158	4.680.993	0,00106
Total	221.412.211.140	100,00000	221.412.211.139	100,00000	442.824.422.279	100,00000

ACIONISTA	31/12/2024					
	ORDINÁRIAS		PREFERENCIAIS		CAPITAL TOTAL	
	QUANTIDADE	%	QUANTIDADE	%	QUANTIDADE	%
Empresa Brasileira de Part. - ENBPar	141.916.224.437	64,09593	-	-	141.916.224.437	32,04797
Centrais Elétr. Brasil. S.A - ELETROBRAS	79.488.849.747	35,90084	221.396.242.535	99,99279	300.885.092.282	67,94682
Depto de Águas E.Elétrica Est.SP - DAEE	5.960.026	0,00269	7.405.548	0,00334	13.365.574	0,00302
LIGHT - Serviços de Eletricidade S.A.	-	-	5.058.993	0,00228	5.058.993	0,00114
Outros	1.176.930	0,00053	3.504.063	0,00158	4.680.993	0,00106
Total	221.412.211.140	100,00000	221.412.211.139	100,00000	442.824.422.279	100,00000

**Notas explicativas às demonstrações financeiras intermediárias condensadas do período
findo em 30 de setembro de 2025
(Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma)**

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:

- a) Ganhos e perdas atuariais em planos de pensão com benefício definido; e
- b) 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:

	Período de 3 meses findos em		Período de 9 meses findos em	
	30/09/2025	30/09/2024	30/09/2025	30/09/2024
Suprimento de Energia Elétrica:				
Receita	1.194.825	1.447.884	3.226.030	4.187.491
Ressarcimento	17.507	-	-	-
	1.212.332	1.447.884	3.226.030	4.187.491
Outras receitas	2.643	3.606	3.126	3.869
	2.643	3.606	3.126	3.869
(-) Deduções à Receita Operacional				
(-)Pis/PASEP e Cofins	(112.141)	(133.929)	(298.408)	(387.343)
(-) Encargos setoriais	(36.370)	(43.437)	(96.781)	(125.533)
	(148.511)	(177.366)	(395.189)	(512.876)
Receita operacional líquida	1.066.464	1.274.124	2.833.967	3.678.484

Suprimento de energia elétrica

O suprimento líquido de energia elétrica das Usinas Nucleares Angra 1 e 2 de 10.449.433 MWh* no período de nove meses findo em 30 de setembro de 2025 (11.781.936 MWh* em setembro de 2024), corresponde a uma receita de R\$ 3.226.030 (R\$ 4.187.491 em 30 de setembro de 2024).

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

**Notas explicativas às demonstrações financeiras intermediárias condensadas do período
findo em 30 de setembro de 2025
(Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma)**

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 a 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 2025, 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:

	Período de 3 meses findos em						Período de 9 meses findos em					
	30/09/2025			30/09/2024			30/09/2025			30/09/2024		
	Custos	Despesas	Total	Custos	Despesas	Total	Custos	Despesas	Total	Custos	Despesas	Total
Encargos de uso da rede de transmissão	(47.840)	-	(47.840)	(44.694)	-	(44.694)	(137.177)	-	(137.177)	(144.807)	-	(144.807)
Encargos de uso do sistema de distribuição	(12.121)	-	(12.121)	(13.031)	-	(13.031)	(37.343)	-	(37.343)	(37.760)	-	(37.760)
Pessoal	(199.227)	(54.886)	(254.113)	(137.795)	(100.255)	(238.050)	(569.163)	(161.628)	(730.791)	(423.060)	(280.146)	(703.206)
Pessoal - plano médico incentivo desligamento	(2.377)	(519)	(2.896)	-	-	-	(866)	(642)	(1.508)	(421)	-	(421)
Material	(14.902)	(650)	(15.552)	(31.161)	(2.411)	(33.572)	(71.140)	(2.802)	(73.942)	(45.886)	(6.750)	(52.636)
Serviços de terceiros	(64.253)	(47.634)	(111.887)	(38.349)	(48.525)	(86.874)	(210.942)	(133.120)	(344.062)	(132.027)	(165.055)	(297.082)
Depreciação e amortização	(73.069)	(959)	(74.028)	4.094	(2.706)	1.388	(221.858)	(2.615)	(224.473)	(119.148)	(7.402)	(126.550)
Depreciação direito de uso - IFRS 16	-	(5.451)	(5.451)	-	(6.304)	(6.304)	-	(19.400)	(19.400)	-	(18.911)	(18.911)
Combustível para produção de energia elétrica	(268.300)	-	(268.300)	(223.047)	-	(223.047)	(648.383)	-	(648.383)	(662.099)	-	(662.099)
Aluguéis	(4.410)	(1.953)	(6.363)	(208)	(4.833)	(5.041)	(14.401)	(5.516)	(19.917)	(973)	(17.209)	(18.182)
Provisões para risco	-	(17.643)	(17.643)	-	(128)	(128)	-	3.201	3.201	-	19.959	19.959
Provisões benefício pós emprego	-	(4.272)	(4.272)	-	(15.077)	(15.077)	-	(14.989)	(14.989)	-	(46.426)	(46.426)
Provisão de crédito de liquidação duvidosa	-	38	38	-	(35)	(35)	-	(40.541)	(40.541)	-	(415)	(415)
Provisão Ressarcimento excedido sobre Fundo de Descomissionamento	(93.067)	-	(93.067)	-	-	-	(295.933)	-	(295.933)	-	-	-
Reversão de Impairment Angra 3	-	-	-	-	131.200	131.200	-	-	-	-	131.200	131.200
Outras Provisões	-	-	-	-	-	-	-	149	149	-	-	-
Tributos	(1.941)	(5.017)	(6.958)	(1.872)	(4.897)	(6.769)	(5.730)	(15.305)	(21.035)	(5.651)	(14.837)	(20.488)
Seguros	(7.191)	(40)	(7.231)	(7.979)	(100)	(8.079)	(21.573)	(1.564)	(23.137)	(23.936)	(2.115)	(26.051)
Recuperação de Despesa	-	8	8	-	10	10	-	41	41	-	3.382	3.382
Anuidade e contribuições	(784)	(79)	(863)	(4.950)	(63)	(5.013)	(7.131)	(815)	(7.946)	(11.528)	(132)	(11.660)
Comunicação	(59)	(153)	(212)	(39)	(257)	(296)	(156)	(670)	(826)	(116)	(613)	(729)
Luz e força	(2)	(1.650)	(1.652)	(6)	(1.937)	(1.943)	(8)	(5.341)	(5.349)	(12)	(5.850)	(5.862)
Condenções Judiciais	-	(5.040)	(5.040)	-	(1.314)	(1.314)	-	(15.704)	(15.704)	-	(22.085)	(22.085)
Contribuições CCEE/NOS	(512)	-	(512)	(478)	-	(478)	(1.583)	-	(1.583)	(1.426)	-	(1.426)
Perda na desativação de bens	-	-	-	(628)	(165.490)	(166.118)	-	-	-	(628)	(165.490)	(166.118)
Outros	(117)	(1.746)	(1.863)	(60)	(2.512)	(2.572)	818	(3.631)	(2.813)	(207)	(8.421)	(8.628)
Total	(790.172)	(147.646)	(937.818)	(500.203)	(225.634)	(725.837)	(2.242.569)	(420.892)	(2.663.461)	(1.609.685)	(607.316)	(2.217.001)

**Notas explicativas às demonstrações financeiras intermediárias condensadas do período
findo em 30 de setembro de 2025
(Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma)**

NOTA 32. RESULTADO FINANCEIRO

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

	Período de 3 meses findos em		Período de 9 meses findos em	
	30/09/2025	30/09/2024	30/09/2025	30/09/2024
Receitas Financeiras				
Rendimento sobre títulos e valores mobiliários de curto prazo	12.435	19.988	49.469	41.267
Ganho sobre títulos e valores mobiliários de LP para descomissionamento - (Nota 7)	96.341	63.062	325.738	187.410
Outras receitas financeiras	13.099	44.121	50.544	51.775
	<u>121.875</u>	<u>127.171</u>	<u>425.751</u>	<u>280.452</u>
Despesas financeiras				
Encargos sobre financiamentos	(155.062)	(145.654)	(456.260)	(386.957)
Perda sobre títulos e valores mobiliários de LP para descomissionamento - (Nota 7)	-	(15.768)	-	(15.768)
Ajuste a valor presente da obrigação para desmobilização de ativos	(17.592)	(66.159)	(51.486)	(193.989)
Ajuste a valor presente da obrigação com arrendamento mercantil IFRS 16	(10.909)	(844)	(12.478)	(2.936)
Outras despesas financeiras	(2.234)	22.593	(4.035)	13.795
	<u>(185.797)</u>	<u>(205.832)</u>	<u>(524.259)</u>	<u>(585.855)</u>
Itens financeiros, líquidos				
Variações monetárias	(23.117)	(7.125)	(63.753)	(18.169)
Variações cambiais	8.427	(6.647)	24.112	(24.554)
	<u>(14.690)</u>	<u>(13.772)</u>	<u>(39.641)</u>	<u>(42.723)</u>
Resultado Financeiro	<u>(78.612)</u>	<u>(92.433)</u>	<u>(138.149)</u>	<u>(348.126)</u>

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

	Período de 3 meses		Período de 9 meses	
	30/09/2025	30/09/2024	30/09/2025	30/09/2024
Numerador				
Lucro (Prejuízo) atribuído aos acionistas	12.645	410.058	(66.379)	874.299
Lucro (Prejuízo) do Período	<u>12.645</u>	<u>410.058</u>	<u>(66.379)</u>	<u>874.299</u>
Denominador				
Média ponderada de número de ações	442.824.422.279	442.824.422.279	442.824.422.279	442.824.422.279
Resultado básico e diluído por lote de um milhão de ações (R\$)	0,028555	0,926006	(0,149899)	1,974369

Notas explicativas às demonstrações financeiras intermediárias condensadas do período
findo em 30 de setembro de 2025
(Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma)

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.

	30/09/2025	31/12/2024
Total dos empréstimos e financiamentos	7.493.274	7.687.216
(-) Caixa e Equivalentes de Caixa	(19.960)	(23.112)
(-) Títulos e Valores Mobiliários	(286.783)	(966.200)
Exposição líquida	7.186.531	6.697.904
(+) Total do Patrimônio Líquido	11.572.476	11.638.855
Total do Capital	18.759.007	18.336.759
Índice de Alavancagem Financeira	38,31%	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 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.

**Notas explicativas às demonstrações financeiras intermediárias condensadas do período
findo em 30 de setembro de 2025
(Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma)**

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	30/09/2025	31/12/2024
ATIVOS FINANCEIROS			
Custo amortizado		584.823	507.213
Clientes		497.612	420.913
Depósitos Judiciais		67.251	63.188
Caixa e equivalentes de caixa		19.960	23.112
Valor justo por meio do resultado		3.448.661	3.780.658
Títulos e Valores Mobiliários	2	3.448.661	3.780.658
PASSIVOS FINANCEIROS			
Custo amortizado		8.596.224	8.935.386
Fornecedores		1.042.240	1.219.314
Financiamentos e Empréstimos		7.493.274	7.687.216
Arrendamentos		60.710	28.856

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

**Notas explicativas às demonstrações financeiras intermediárias condensadas do período
findo em 30 de setembro de 2025
(Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma)**

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 monitora sua exposição às variáveis de mercado que impactem seus ativos e passivos, bem como avalia medidas que visam a reduzir os efeitos de flutuações indesejáveis destas variáveis em suas demonstrações financeiras.

Essas medidas visam a 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, as medidas implementadas priorizam a solução estrutural, e, apenas para os casos residuais, adoção de operações com instrumentos financeiros derivativos.

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

PREMISSAS ADOTADAS	
Moeda	* Tx. de câmbio
Euro	6,3618
Dólar Americano	5,4500

ANÁLISE DE SENSIBILIDADE FORNECEDOR EM 30 DE SETEMBRO DE 2025

Moeda	Valor	Valor (R\$)	Ganho/perda estimados até 31/12/2025 (R\$)
Euro	(24.876)	(155.261)	(2.995)
Dólar Americano	(24.097)	(128.162)	(3.166)
TOTAL		(283.423)	(6.161)

*Projeção baseada no relatório FOCUS de 17.10.2025.

**Notas explicativas às demonstrações financeiras intermediárias condensadas do período
findo em 30 de setembro de 2025
(Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma)**

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 8,65% a.a. no segundo trimestre de 2025 para 8,96% a.a. no terceiro 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 36,4% do total. A dívida indexada à UFIR, que está congelada, representa cerca de 5,4% do total. As dívidas atreladas ao CDI e à SELIC representam uma participação de 7,3% e 0,1% respectivamente. Cerca de 6,1% da dívida está atrelada à variação do spread do NTN-B 2032.

Outra fração de aproximadamente 2,5% do total da dívida da ELETRONUCLEAR está indexada ao Índice de Preços ao Consumidor Amplo (IPCA). Cerca de 0,6% da dívida da companhia está indexada ao TERM SOFR de 6 meses, referente ao *Credit Agreement* firmado com o Banco Santander S.A.

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

	Moeda	Indexador	Taxa Efetiva	30/09/2025		31/12/2024	
				Principal	Juros *	Principal	Juros *
ANGRAS 1 e 2:							
ENBPAR - RGR - ECF 2278 / ECF 2507 / ECF 2579	R\$	UFIR	5,00%	36.792	1.925	62.414	4.604
FURNAS - Instrumento de Confissão de Dívida	R\$	IPCA	7,82%	189.658	32.004	216.520	43.131
SANTANDER - Credit Agreement LTO - A1	USD	TERM SOFR 6M	5,09%	42.704	3.405	75.739	7.119
ENBPAR - Contrato de Mútuo 1	R\$	NTN-B 32	14,94%	255.617	216.965	241.565	212.957
ENBPAR - Contrato de Mútuo 2	R\$	NTN-B 32	14,94%	198.080	174.951	178.445	165.007
ANGRA 3:							
ENBPAR - RGR - ECF 2878	R\$	UFIR	5,00%	366.454	125.129	388.738	140.756
BNDES - Nº 10.2.2032.1 - Subcréditos A e B	R\$	TJLP	7,72%	3.125.967	1.595.232	3.206.733	1.667.774
BNDES - Nº 10.2.2032.1 - Subcrédito E	R\$	SELIC	17,19%	6.308	1.904	7.556	2.778
CEF - Nº 0410.351-27/13	R\$	Sem indexador	6,50%	2.725.347	1.284.945	2.826.477	1.419.965
PROJETOS PRIORITÁRIOS:							
BANCO ABC	R\$	CDI	18,75%	182.116	39.180	161.010	35.725
BANCO BTG PACTUAL	R\$	CDI	18,75%	364.231	79.443	322.019	72.321
Total				7.493.274	3.555.083	7.687.216	3.772.137

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

**Notas explicativas às demonstrações financeiras intermediárias condensadas do período
findo em 30 de setembro de 2025
(Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma)**

a) Indexadores nacionais:

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

			Efeito no resultado		
Saldo em 30/09/2025			Cenário I - Provável 2025 ¹	Cenário II (+25%) ¹	Cenário III (+50%) ¹
IPCA	Empréstimos e financiamentos	189.658	(23.821)	(25.158)	(26.490)
	Impacto no resultado	189.658	(23.821)	(25.158)	(26.490)
TJLP	Empréstimos e financiamentos	3.125.967	(311.252)	(327.566)	(343.629)
	Impacto no resultado	3.125.967	(311.252)	(327.566)	(343.629)
TERM SOFR 6M	Empréstimos e financiamentos	42.704	(2.659)	(2.823)	(2.987)
	Impacto no resultado	42.704	(2.659)	(2.823)	(2.987)
CDI	Empréstimos e financiamentos	546.347	(85.813)	(91.830)	(97.714)
	Impacto no resultado	546.347	(85.813)	(91.830)	(97.714)
SELIC	Empréstimos e financiamentos	6.308	(1.004)	(1.063)	(1.121)
	Impacto no resultado	6.308	(1.004)	(1.063)	(1.121)
NTN-B 2032	Empréstimos e financiamentos	453.697	(60.128)	(63.430)	(66.655)
	Impacto no resultado	453.697	(60.128)	(63.430)	(66.655)
Impacto no resultado dos índices			(484.677)	(511.870)	(538.596)
(1) Premissas adotadas:			Provável	+25%	+50%
	IPCA	5,17%	4,72%	5,90%	7,08%
	TJLP	8,96%	9,07%	11,34%	13,61%
	TERM SOFR 6M	4,04%	4,04%	5,05%	6,06%
	CDI	14,90%	14,90%	18,63%	22,35%
	SELIC	14,90%	14,90%	18,63%	22,35%
	NTN-B 2032	12,84%	13,13%	16,41%	19,70%

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.

**Notas explicativas às demonstrações financeiras intermediárias condensadas do período
findo em 30 de setembro de 2025
(Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma)**

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:

	30/09/2025	31/12/2024
Caixa e equivalentes de Caixa	19.960	23.112
Clientes - Venda de Energia	497.612	420.913
Titulos e Valores Mobiliários	3.448.661	3.780.658
Total	3.966.233	4.224.683

**Notas explicativas às demonstrações financeiras intermediárias condensadas do período
findo em 30 de setembro de 2025
(Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma)**

Abaixo, apresentamos relação de clientes em 30 de setembro de 2025:

	Concessionária	Faturamento	Parcela Variável	Total	Atraso em dias
1	AMAZONAS DISTRIBUIDORA DE ENERGIA S. A.	5.166	2.071	7.237	0
2	AMPLA ENERGIA E SERVIÇOS S. A.	9.817	3.935	13.752	0
3	CELESC DISTRIBUIÇÃO S. A.	16.560	6.638	23.198	0
4	CELG DISTRIBUIÇÃO S. A.	12.486	5.005	17.491	0
5	CEMIG DISTRIBUIÇÃO S. A.	28.574	11.454	40.028	0
6	CENTRAIS ELÉTRICAS DE CARAZINHO S. A. - ELETROCAR	157	63	220	0
7	CERFOX - COOPERATIVA DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA	79	32	111	0
8	COMPANHIA CAMPOLARGUENSE DE ENERGIA	238	96	334	0
9	COMPANHIA DE ELETRICIDADE DO AMAPÁ	1.206	483	1.689	0
10	COMPANHIA DE ELETRICIDADE DO ESTADO DA BAHIA	18.510	7.420	25.930	0
11	COMPANHIA ENERGÉTICA DE PERNAMBUCO	12.218	4.898	17.116	0
12	COMPANHIA ENERGÉTICA DO CEARÁ	11.012	4.414	15.426	0
13	COMPANHIA ENERGÉTICA DO RIO GRANDE DO NORTE	5.215	2.090	7.305	0
14	COMPANHIA ESTADUAL DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA - CEEE-D	7.669	3.074	10.743	0
15	COMPANHIA HIDROELÉTRICA SÃO PATRÍCIO	152	61	213	0
16	COMPANHIA JAGUARI DE ENERGIA (CPFL JAGUARI)	453	182	635	0
17	COMPANHIA JAGUARI DE ENERGIA (CPFL LEST E PAULISTA)	304	122	426	0
18	COMPANHIA JAGUARI DE ENERGIA (CPFL MOCOCA SE)	206	83	289	0
19	COMPANHIA JAGUARI DE ENERGIA (CPFL SANTA CRUZ)	1.022	410	1.432	0
20	COMPANHIA JAGUARI DE ENERGIA (CPFL SUL PAULISTA)	395	158	553	0
21	COMPANHIA PAULISTA DE FORÇA E LUZ	23.172	9.289	32.461	0
22	COMPANHIA PIRATININGA DE FORÇA E LUZ	8.789	3.523	12.312	0
23	COMPANHIA SUL SERGIPANA DE ELETRICIDADE	364	146	510	0
24	COOP DE ELET RURAL DE ITAÍ PARANAPANEMA AVARÉ LTDA.	189	76	265	0
25	COOPER. DE ELETRIFICAÇÃO E DESENVOLV. DA REGIÃO DE SÃO JOSÉ DO RIO PRETO	79	32	111	0
26	COOPERATIVA ALIANÇA	188	75	263	0
27	COOPERATIVA DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA	126	51	177	0
28	COOPERATIVA DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA DE ARAPOTI	43	17	60	0
29	COOPERATIVA DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA SALTO DONNER	8	3	11	0
30	COOPERATIVA DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ENTRE RIOS LTDA.	55	22	77	0
31	COOPERATIVA DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA TEUTÔNIA	457	183	640	0
32	COOPERATIVA DE DISTRIBUIÇÃO E GERAÇÃO DE ENERGIA DAS MISSÕES - CERMISSÕES	161	64	225	0
33	COOPERATIVA DE DISTRIBUIÇÃO SANTA MARIA	32	13	45	0
34	COOPERATIVA DE ELETRETRIFICAÇÃO RURAL DE ARARUAMA LTDA.	25	10	35	0
35	COOPERATIVA DE ELETRICIDADE DE GRAVATAL	33	13	46	0
36	COOPERATIVA DE ELETRICIDADE DE PRAIA GRANDE	65	26	91	0
37	COOPERATIVA DE ELETRICIDADE DE SÃO LUDGERO	131	52	183	0
38	COOPERATIVA DE ELETRICIDADE GRÃO PARÁ	29	12	41	0
39	COOPERATIVA DE ELETRICIDADE JACINTO MACHADO	31	12	43	0
40	COOPERATIVA DE ELETRIFICAÇÃO ANITA GARIBALDI	61	25	86	0
41	COOPERATIVA DE ELETRIFICAÇÃO CENTRO JACUI LTDA.	106	42	148	0
42	COOPERATIVA DE ELETRIFICAÇÃO DA REGIÃO DO ALTO PARAÍBA	33	13	46	0
43	COOPERATIVA DE ELETRIFICAÇÃO DE BRAÇO DO NORTE	165	66	231	0
44	COOPERATIVA DE ELETRIFICAÇÃO DE IBIÚNA E REGIÃO	97	39	136	0
45	COOPERATIVA DE ELETRIFICAÇÃO E DESENVOLVIMENTO DA REGIÃO DE ITU MAIRINQUE	57	23	80	0
46	COOPERATIVA DE ELETRIFICAÇÃO E DESENVOLVIMENTO DA REGIÃO DE MOGI MIRIM	149	60	209	0
47	COOPERATIVA DE ELETRIFICAÇÃO E DESENVOLVIMENTO RURAL DA REGIÃO DE NOVO HORIZONTE	26	10	36	0
48	COOPERATIVA DE ELETRIFICAÇÃO LAURO MULLER	21	8	29	0
49	COOPERATIVA DE ELETRIFICAÇÃO RURAL DA REGIÃO DE PROMISSÃO	13	5	18	0
50	COOPERATIVA DE ELETRIFICAÇÃO RURAL FRONTEIRA SUL LTDA.	26	10	36	0
51	COOPERATIVA DE ENERGIZAÇÃO E DE DESENVOLVIMENTO DO VALE DO MOGI	33	13	46	0
52	COOPERATIVA ENERGÉTICA COCAL	82	33	115	0
53	COOPERATIVA FUMACENSE DE ELETRICIDADE - CERMOFUL ENERGIA	131	52	183	0
54	COOPERATIVA REGIONAL DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA DO LITORAL NORTE	21	8	29	0
55	COOPERATIVA REGIONAL DE ELETRIFICAÇÃO RURAL DO ALTO URUGUAI	119	48	167	0
56	COOPERATIVA REGIONAL DE ENERGIA E DESENVOLVIMENTO IUUI LTDA.	123	49	172	0
57	COOPERATIVA REGIONAL DE ENERGIA TAQUARI JACUÍ	152	61	213	0
58	COOPERATIVA REGIONAL SUL DE ELETRIFICAÇÃO RURAL	50	20	70	0
59	COOPERLUZ - COOPERATIVA DISTRIBUIDORA DE ENERGIA FRONTEIRA NOROESTE	95	38	133	0
60	COOPERZEM - COOPERATIVA DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA	50	20	70	0
61	COPEL DISTRIBUIÇÃO S. A.	22.618	9.067	31.685	0
62	COPEL COOPERATIVA DE ENERGIA	419	168	587	0
63	CRELUZ - COOPERATIVA DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA	146	59	205	0
64	DEPARTAMENTO MUNICIPAL DE ENERGIA DE IUUI	159	64	223	0
65	DISTRIBUIDORA CATARINENSE DE ENERGIA ELÉTRICA LTDA.	206	83	289	0
66	DME DISTRIBUIÇÃO S. A.	128	51	179	0
67	EDP ESPÍRITO SANTO DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA S. A.	6.998	2.805	9.803	0
68	EDP SÃO PAULO DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA S. A.	9.104	3.650	12.754	0
69	ELEKTRO REDES S. A.	12.235	4.905	17.140	0
70	ELETROPAULO METROPOLITANA ELETRICIDADE DE SÃO PAULO S. A.	36.891	14.790	51.681	0
71	EMPRESA FORÇA E LUZ DE URUSSANGA LTDA.	30	12	42	0
72	EMPRESA LUZ E FORÇA SANTA MARIA S. A.	614	246	860	0
73	ENERGISA ACRE - DISTRIBUIDORA DE ENERGIA S. A.	1.124	450	1.574	0
74	ENERGISA MATO GROSSO - DISTRIBUIDORA DE ENERGIA S. A.	8.087	3.242	11.329	0
75	ENERGISA MATO GROSSO DO SUL S. A.	4.999	2.004	7.003	0
76	ENERGISA MINAS RIO - DISTRIBUIDORA DE ENERGIA S.A.	1.725	692	2.417	0
77	ENERGISA PARAÍBA - DISTRIBUIDORA DE ENERGIA S. A.	4.789	1.920	6.709	0
78	ENERGISA RONDÔNIA - DISTRIBUIDORA DE ENERGIA S. A.	3.377	1.354	4.731	0
79	ENERGISA SERGIPE - DISTRIBUIDORA DE ENERGIA S. A.	2.724	1.092	3.816	0
80	ENERGISA SUL SUDESTE - DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA S. A. (ENERGISA BR)	649	260	909	0
81	ENERGISA SUL SUDESTE - DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA S. A. (ENERGISA NA)	810	325	1.135	0
82	ENERGISA SUL SUDESTE - DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA S. A. (ENERGISA SS)	1.308	524	1.832	0
83	ENERGISA SUL SUDESTE - DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA S. A. (ENERGISA VP)	956	383	1.339	0
84	ENERGISA TOCANTINS - DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA S. A.	2.403	963	3.366	0
85	EQUATORIAL ALAGOAS DISTRIBUIDORA DE ENERGIA S. A.	3.561	1.427	4.988	0
86	EQUATORIAL MARANHÃO DISTRIBUIDORA DE ENERGIA S. A.	6.743	2.703	9.446	0
87	EQUATORIAL PARÁ DISTRIBUIDORA DE ENERGIA S. A.	8.549	3.427	11.976	0
88	EQUATORIAL PIAUÍ DISTRIBUIDORA DE ENERGIA S. A.	3.906	1.566	5.472	0
89	FORÇA E LUZ CORONEL VIVIDA LTDA.	33	13	46	0
90	HIDROPAN DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA S.A.	105	42	147	0
91	LIGHT SERVIÇOS DE ELETRICIDADE S. A.	21.551	8.639	30.190	0
92	MUXFELDT, MARIN & CIA. LTDA.	48	19	67	0
93	NEOENERGIA DISTRIBUIÇÃO BRASÍLIA S. A.	6.317	2.532	8.849	0
94	NOVA PALMA ENERGIA LTDA.	72	29	101	0
95	RGE SUL DISTRIBUIDORA DE ENERGIA S. A. (RGE DIST)	7.702	3.087	10.789	0
96	RGE SUL DISTRIBUIDORA DE ENERGIA S. A. (RGE SUL)	7.107	2.849	9.956	0
Total		355.219	142.393	497.612	

**Notas explicativas às demonstrações financeiras intermediárias condensadas do período
findo em 30 de setembro 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 0,93 em 30 de setembro de 2025 (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 0,61 em 30 de setembro de 2025 (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 agosto de 2033 (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:

30/09/2025					
	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	2.628.497	987.626	2.866.624	6.168.642	12.651.389
Empréstimos e financiamentos	1.554.911	979.287	2.845.599	6.168.642	11.548.439
Fornecedores	1.042.240	-	-	-	1.042.240
Arrendamentos	31.346	8.339	21.025	-	60.710

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 30 de setembro 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 2025-2029) 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 por mais 20 anos (até 2044), que foi obtida com a emissão da Autorização de Operação de Longo Prazo (AOLP) pela Comissão Nacional de Energia Nuclear (CNEN) por meio da Resolução nº 331 de 21 de novembro de 2024 e publicada no Diário Oficial da União (DOU) em 25 de novembro de 2024 tendo prorrogado a então 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

**Notas explicativas às demonstrações financeiras intermediárias condensadas do período
findo em 30 de setembro de 2025
(Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma)**

2044 mantendo assim à disposição do sistema elétrico brasileiro uma capacidade de geração de 640 MW por 20 anos. Este é um dos projetos mais importantes em curso na ELETRONUCLEAR.

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 do 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.

**Notas explicativas às demonstrações financeiras intermediárias condensadas do período
findo em 30 de setembro de 2025
(Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma)**

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.

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 de reestruturação do organograma da ELETRONUCLEAR, vigente a partir de julho de 2025, 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 atuaram 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

**Notas explicativas às demonstrações financeiras intermediárias condensadas do período
findo em 30 de setembro de 2025
(Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma)**

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 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, o que não ocorreu. Atualmente há uma sinalização, através de pedido do Presidente da República, ao MME, conforme veiculado na mídia no mês de junho, de agendamento de nova reunião no fim deste ano, para discussão da pauta Angra 3 e a continuidade do projeto.

No mês de maio de 2025, foram concluídos, pelo BNDES, os estudos remanescentes para o projeto de viabilização do Empreendimento Angra 3 e para a tomada de decisão necessária à continuidade da execução do projeto. O documento encaminha as versões finais da minuta de Matriz de Riscos do EPC, da minuta de Edital e da minuta do Contrato do EPC, a revisão do Orçamento, atualização parcial do Escopo Definitivo do EPC, Lista de Documentos para o Data Room da licitação do EPC, Relatório de Projeção Financeira da ENBPar, dentre outros. Os relatórios e anexos se constituem em documento preparatório à decisão do CNPE e ao processo licitatório de contratação do EPC. Todos os documentos passaram pela avaliação do TCU ao longo dos meses de maio e setembro, que emitiu relatório preliminar com recomendações que oportunizariam a redução do orçamento para a contratação do EPC. As equipes da Eletronuclear avaliaram o documento e debateram com as equipes do TCU a aceitação ou inviabilidade do atendimento às recomendações. Atualmente, está sendo discutido junto ao BNDES um planejamento das modificações aceitas, visando a conclusão das atividades antes da data de necessidade de emissão do edital para a contratação do EPC.

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 e mais recentemente, até dezembro 2026. 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. Ao longo do ano de 2025 foram feitas outras tentativas de extensão do prazo do waiver, porém sem sucesso. Pelos posicionamentos dos bancos consultados, os waivers estão condicionados a uma decisão positiva do CNPE.

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, 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. Os Termos foram ratificados em deliberação em assembleia geral

**Notas explicativas às demonstrações financeiras intermediárias condensadas do período
findo em 30 de setembro de 2025
(Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma)**

extraordinária da Eletrobras ocorrida em abril. No mesmo mês, a AGU encaminhou ao STF o acordo para homologação, com vistas ao encerramento da ação judicial.

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.

A postergação da reunião do CNPE e os Termos de Conciliação entre Eletrobras e União e entre Eletrobras e ENBPar impactaram as premissas da modelagem entregue pelo BNDES e encaminhadas ao MME e ao TCU, requerendo a atualização destes estudos.

Conforme divulgado na Nota 17, em outubro de 2025, por meio da Resolução CNPE nº 12, de 1º de outubro de 2025, foi reconhecida a necessidade de atualização e complementação, por parte da ELETRONUCLEAR e do BNDES, dos estudos relativos à modelagem econômico-financeira para a conclusão da Usina Termonuclear Angra 3. Ao final de outubro de 2025, o BNDES encaminhou os resultados das atualizações destes estudos em cumprimento a referida Resolução CNPE nº 12, e em 4 de novembro de 2025 a ELETRONUCLEAR enviou ao Ministério de Minas e Energia (MME), o resultado do estudo atualizado sobre a modelagem econômico-financeira de Angra 3, elaborado pelo BNDES. O MME deverá remeter os estudos ao CNPE, que decidirá pela conclusão ou não da usina em reunião com realização prevista ainda em 2025. O tema já foi debatido pelo CNPE em três oportunidades desde 2024 — em dezembro de 2024, fevereiro de 2025 e outubro de 2025 — ocasiões em que houve voto favorável à conclusão do empreendimento proferido pelo presidente do Conselho, o ministro de Minas e Energia, seguido, contudo, de pedido de vista coletivo pelos demais conselheiros.

A Lei Orçamentária Anual - LOA 2025 foi aprovada pelo Congresso Nacional em março de 2025, confirmando o orçamento previsto para a Eletronuclear de R\$ 1.814.572.014,00, sendo R\$ 397.137.394 (custos diretos e indiretos) previstos para a implantação de Angra 3, bem abaixo das necessidades do empreendimento. Na mesma aprovação, a ELETRONUCLEAR tem previsão de aportes através de Adiantamentos para Futuros Aumentos de Capital (AFAC) ou capital pelos acionistas de R\$1.043 bilhão para o exercício de 2025 nos projetos prioritários da Companhia."

No mês de maio de 2025, foi recebido o Ofício SEI nº 882/2025/MGI, com vistas ao início do processo de elaboração da proposta do Orçamento de Investimento e do Programa de Dispendios Globais – PDG para o exercício de 2026, com a solicitação da programação mensal dos valores orçamentários para Angra 3, dentre outros projetos da ELETRONUCLEAR. A estimativa encaminhada pela DN/SG.N foi, na ocasião, de R\$ 1,7 bi para os custos diretos do empreendimento em 2026.

A primeira versão do Projeto de Lei Orçamentária Anual (PLOA) – Exercício Financeiro 2026 foi publicada no final de agosto de 2025. Contudo, o valor apresentado no PLOA para a implantação de Angra 3 foi de R\$ 89.675.650,00, montante associado somente aos custos indiretos do empreendimento, destinando recurso zero para os custos diretos de Angra 3 em 2026, gerando grande risco de descontinuidade do processo de preservação das obras civis, equipamentos e canteiro de obras de Angra 3.

Além disso, 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.

**Notas explicativas às demonstrações financeiras intermediárias condensadas do período
findo em 30 de setembro de 2025
(Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma)**

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);
- 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\$ 366 milhões nas necessidades de caixa da Companhia;
- Ações de governança junto à ENBPar e ao MME no sentido de viabilizar revisão na PLOA, direcionando recursos mínimos ao menos para permitir a preservação das atividades do Projeto de Angra 3 em 2026.
- A revisão dos investimentos em Angra 3 ao mínimo necessário, até aprovação da retomada do projeto pelo CNPE, e revisão dos gastos previstos para 2026;
- 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 (já está sendo compensado em caixa com tributos de 2025);

**Notas explicativas às demonstrações financeiras intermediárias condensadas do período
findo em 30 de setembro de 2025
(Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma)**

- A emissão de Debêntures Conversíveis no montante de até R\$ 2.4 Bilhões com compromisso de subscrição pela Eletrobrás para o capex remanescente do projeto LTO de Angra 1, conforme Termo de Conciliação celebrado entre União e Eletrobrás em 26 de março de 2025;
- A recuperação de impostos desde 2010 sobre a Parcela A referente ao fundo de descomissionamento (FDES) em até R\$ 1 bilhão (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 2026 (R\$ 61 milhões mensais);
- A obtenção de créditos fiscais Renuclear Federal, Estadual e *Ex-Tarifário*, com potencial de redução em até R\$ 250 milhões anuais nos investimentos;
- A obtenção de maior remuneração tarifária através de trabalho em curso conduzido por consultoria Regulatória para revisão da Base de Ativos e do PMSO regulatório (potencial obtenção de revisão a partir de 2026);
- 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	30/09/2025			31/12/2024			30/09/2024
	ATIVO	PASSIVO	RESULTADO	ATIVO	PASSIVO	RESULTADO	
Saldo bancário em conta corrente							
Poder Público Federal - Banco do Brasil	370	-		1.692	-		-
Poder Público Federal - Caixa Econômica Federal	4	-		7	-		-
Aplicação Financeira							
Poder Público Federal - Banco do Brasil	3.448.661	-	393.505	3.780.658	-		224.060
Poder Público Federal - Caixa Econômica Federal	-	-	-	-	-		-
Empréstimos e Financiamentos a Pagar							
Poder Público Federal - Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social - BNDES	-	3.132.275	(228.020)	-	3.214.289		(131.442)
Poder Público Federal - Caixa Econômica Federal	-	2.725.347	(134.078)	-	2.826.476		(97.371)
Total	3.449.035	5.857.622	31.407	3.782.357	6.040.765		(4.753)

**Notas explicativas às demonstrações financeiras intermediárias condensadas do período
findo em 30 de setembro de 2025
(Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma)**

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.

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

	Saldos e Transações por Natureza					
	30/09/2025			31/12/2024		
	ATIVO	PASSIVO	RESULTADO	ATIVO	PASSIVO	RESULTADO
Contas a receber - ressarcimento/aditivo contratual (Comb Nuclear)	25.408	-	-	165.089	-	-
Outras contas a receber	3.122	-	-	4.205	-	-
Estoque de Elem Comb Nucl Angra 1 e Angra 2	1.215.581	-	-	1.025.667	-	-
Estoque de Elem Comb Nucl Carga Inicial de Angra 3	292.572	-	-	292.572	-	-
Fornecedores	-	258.364	-	-	383.264	-
Devolução tarifa RH 1406/12 e RH 1585/13	-	189.658	-	-	216.520	-
Empréstimos e Financiamentos	-	856.943	-	-	871.162	-
Variação monetária - Devolução tarifa RH 1406/12 e RH 1585/13	-	-	(7.598)	-	-	(8.175)
Despesa com Juros - Devolução tarifa RH 1406/12 e RH 1585/13	-	-	(12.493)	-	-	(14.522)
Encargos uso da rede elétrica	-	-	(43.981)	-	-	(54.404)
Encargos Financeiros	-	-	(66.009)	-	-	(33.358)
Cessão de funcionários	-	-	-	-	-	-
Auditoria externa	-	-	-	-	-	(426)
Outros serviços	-	-	-	-	-	(1.202)
Perda do fundo financeiro	-	-	-	-	-	-
Serviço Manuseio e Inspeção Comb. Nuclear	-	-	(5.460)	-	-	(1.107)
Multa e Juros Comb. Nuclear	-	-	-	-	-	-
Ressarcimento Compartilhamento de Serviços e Cessão de Espaço	-	-	1.135	-	-	918
Outros Ressarcimentos	-	-	197	-	-	186
Total	1.536.683	1.304.965	(134.209)	1.487.533	1.470.946	(112.090)

	Saldos e Transações por Entidade					
	30/09/2025			31/12/2024		
	ATIVO	PASSIVO	RESULTADO	ATIVO	PASSIVO	RESULTADO
Eletrobras	2.925	192.454	(35.365)	2.924	220.208	(13.671)
Furnas	-	-	-	-	-	(31.854)
Chesf	-	1.437	(14.126)	-	1.628	(16.482)
CGTEletronsul	-	643	(5.581)	-	621	(6.028)
Eletronorte	-	1.077	(8.803)	-	929	(10.508)
ENBPar	197	856.943	(64.874)	1.281	871.162	(32.440)
INB	1.533.561	252.411	(5.460)	1.483.328	376.398	(1.107)
Total	1.536.683	1.304.965	(134.209)	1.487.533	1.470.946	(112.090)

**Notas explicativas às demonstrações financeiras intermediárias condensadas do período
findo em 30 de setembro de 2025
(Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma)**

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:

	Período findo de 3 meses em		Período findo de 9 meses em	
	30/06/2025	30/09/2024	30/09/2025	30/09/2024
Remuneração e Benefícios de curto prazo				
Diretores	866	933	2.802	2.939
Conselho Fiscal	88	82	246	242
Conselho de Administração	105	91	279	287
Comitê Estatutário de Acompanhamento do Projeto da Usina Angra 3 – COANGRA	93	84	263	205
Comitê de Auditoria e de Riscos – COAUD	253	288	768	705
Total	1.405	1.478	4.358	4.378

	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

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

	30/09/2025	31/12/2024
Remuneração de diretores		
Maior remuneração de diretores (a)	88.968	72.633
Menor remuneração de diretores (b)	38.352	28.843
Remuneração média de diretores	53.405	48.159
Remuneração de empregados		
Maior remuneração de empregados (c)	162.703	129.808
Menor remuneração de empregados	4.051	2.274
Remuneração média de empregados	22.340	20.021
Remuneração de conselheiros		
Maior remuneração de conselheiros	19.091	17.600
Menor remuneração de conselheiros	4.278	4.501
Remuneração média de conselheiros	7.348	7.626

(a) A maior remuneração de diretor se deve ao pagamento retroativos de honorários ocorrido em julho de 2025;

(b) A menor remuneração de diretor se deve pelo motivo da saída de diretor presidente em julho (redução de 5 para 4 diretores);

(c) As maiores remunerações pagas a empregados no terceiro trimestre de 2025 teve o impacto dos reajustes pelo acordo coletivo e o efeito retroativo a 05/2024.

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

A média de janeiro a setembro da maior remuneração paga a empregados em 2025 foi de R\$ 43.449,10, reflexo do efeito retroativo do acordo coletivo no pagamento de maio de 2025.

**Notas explicativas às demonstrações financeiras intermediárias condensadas do período
findo em 30 de setembro de 2025
(Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma)**

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.

O montante global segurado, em 30 de setembro de 2025, é de R\$ 39.051.927 e está assim distribuído:

	Vigência	Valor Segurado	Prêmio Total
Riscos nucleares:	30/10/2025	21.676.486	25.271
Danos materiais		19.412.890	17.878
Responsabilidade civil		2.263.596	7.393
Riscos de Engenharia:	26/08/2026	16.728.134	9.452
Construção		4.392.474	3.231
Responsabilidade civil		30.000	550
Armazenamento de equipamentos		12.305.660	5.671
D&O	26/03/2026	70.000	680
Outros diversos		577.307	407
TOTAL		39.051.927	35.810

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 30 de setembro 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

**Notas explicativas às demonstrações financeiras intermediárias condensadas do período
findo em 30 de setembro de 2025
(Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma)**

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 30 de setembro 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	14.949	59.796	59.796	59.796	59.796	179.388	433.521
CEA - COMPANHIA DE ELETRICIDADE DO AMAPÁ	3.489	13.957	13.957	13.957	13.957	41.871	101.188
CEAL - COMPANHIA ENERGÉTICA DE ALAGOAS	10.305	41.223	41.223	41.223	41.223	123.669	298.866
CEB-DIS - CEB DISTRIBUIÇÃO S.A	18.279	73.120	73.120	73.120	73.120	219.360	530.119
CDRAP - COOPERATIVA DE ELETRIFICAÇÃO DA REGIÃO DO ALTO PARAÍBA	96	383	383	383	383	1.149	2.777
CEE-D - COMPANHIA ESTADUAL DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA	22.191	88.759	88.759	88.759	88.759	266.277	643.504
CEGERO - COOPERATIVA DE ELETRICIDADE DE SÃO LUDGERO	378	1.515	1.515	1.515	1.515	4.545	10.983
CEJAMA - COOPERATIVA DE ELETRICIDADE JACINTO MACHADO	90	362	362	362	362	1.086	2.624
CELESC-DIS - CELESC DISTRIBUIÇÃO S. A	47.922	191.684	191.684	191.684	191.684	575.052	1.389.710
CELETRO - COOPERATIVA DE ELETRIFICAÇÃO CENTRO JACUI LTDA.**	306	1.222	1.222	1.222	1.222	3.666	8.860
CELG-D - CELG DISTRIBUIÇÃO S.A.	36.132	144.525	144.525	144.525	144.525	433.575	1.047.807
CELPA - CENTRAIS ELÉTRICAS DO PARÁ S.A.	24.738	98.953	98.953	98.953	98.953	296.859	717.409
CELPE - COMPANHIA ENERGÉTICA DE PERNAMBUCO	35.355	141.426	141.426	141.426	141.426	424.278	1.025.337
CEMAR - COMPANHIA ENERGÉTICA DO MARANHÃO	19.512	78.050	78.050	78.050	78.050	234.150	565.862
CEMIG-D - CEMIG DISTRIBUIÇÃO S.A	82.689	330.747	330.747	330.747	330.747	992.241	2.397.918
CEMIRIM - COOPERATIVA DE ELETRIFICAÇÃO E DESENVOLVIMENTO DA REGIÃO DE MOGI MIRIM	432	1.731	1.731	1.731	1.731	5.193	12.549
CEPISA - COMPANHIA ENERGÉTICA DO PIAUÍ	11.304	45.212	45.212	45.212	45.212	135.636	327.788
CEPRAG - COOPERATIVA DE ELETRICIDADE PRAIA GRANDE	189	760	760	760	760	2.280	5.509
CERAL ARARUAMA - COOPERATIVA DE ELETRIFICAÇÃO RURAL DE ARARUAMA LTDA	72	290	290	290	290	870	2.102
CERAL ARAPOTI - COOPERATIVA DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA DE ARAPOTI	123	497	497	497	497	1.491	3.602
CERBRANORTE - COOPERATIVA DE ELETRIFICAÇÃO DE BRAÇO DO NORTE	477	1.902	1.902	1.902	1.902	5.706	13.791
CERFOX - COOPERATIVA DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA FONTOURA XAVIER	228	914	914	914	914	2.742	6.626
CERFAL - COOPERATIVA DE ELETRIFICAÇÃO ANITA GARIBALDI	177	713	713	713	713	2.139	5.168
CERGAPA - COOPERATIVA DE ELETRICIDADE GRÃO PARÁ	84	339	339	339	339	1.017	2.457
CERGRAL - COOPERATIVA DE ELETRICIDADE GRAVATAL	96	379	379	379	379	1.137	2.749
CERILUZ - COOPERATIVA REGIONAL DE ENERGIA E DESENVOLVIMENTO UIÚ LTDA	357	1.431	1.431	1.431	1.431	4.293	10.374
CERIM - COOPERATIVA DE ELETRIFICAÇÃO E DESENVOLVIMENTO DA REGIÃO DE ITU MAIRINQUE	165	661	661	661	661	1.983	4.792
CERIPA - COOP DE ELET RURAL DE ITAÍ PARANAPANEMA AVARÉ LTDA	546	2.186	2.186	2.186	2.186	6.558	15.848
CERMISSÕES - COOPERATIVA DE DISTRIBUIÇÃO E GERAÇÃO DE ENERGIA DAS MISSÕES	465	1.858	1.858	1.858	1.858	5.574	13.471
CERMOMUL - COOPERATIVA FUMACENSE DE ELETRICIDADE	378	1.506	1.506	1.506	1.506	4.518	10.920
CERNHE - COOPERATIVA DE ENERGIA RURAL	75	304	304	304	304	912	2.203
CERON - CENTRAIS ELÉTRICAS DE RONDÔNIA S.A.	9.771	39.087	39.087	39.087	39.087	117.261	283.380
CERPRO - COOPERATIVA DE ELETRIFICAÇÃO RURAL REGIÃO	39	153	153	153	153	459	1.110
CERRP ACL - COOPER. DE ELETRIFICAÇÃO E DESENVOLV. DA REGIÃO DE SÃO JOSÉ DO RIO PRETO *	228	916	916	916	916	2.748	6.640
CERSAD - COOPERATIVA DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA SALTO DONNER	24	97	97	97	97	291	703
CERSUL - COOPERATIVA DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA	366	1.465	1.465	1.465	1.465	4.395	10.621
CERTAIA - COOPERATIVA REGIONAL DE ENERGIA TAQUARI JACUÍ	441	1.768	1.768	1.768	1.768	5.304	12.817
CERTEL - COOPERATIVA DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA TEUTÔNIA	1.323	5.290	5.290	5.290	5.290	15.870	38.353
CERTHIL - COOPERATIVA DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ENTRE RIOS LTDA	159	631	631	631	631	1.893	4.576
CERVAM - COOPERATIVA DE ENERGIZAÇÃO E DE DESENVOLVIMENTO DO VALE DO MOGI	96	381	381	381	381	1.143	2.763
CETRIL - COOPERATIVA DE ELETRIFICAÇÃO DE IBIÚNA E REGIÃO	282	1.125	1.125	1.125	1.125	3.375	8.157
CHESP - COMPANHIA HIDROELÉTRICA SÃO PATRÍCIO	441	1.765	1.765	1.765	1.765	5.295	12.796
COCEL - COMPANHIA CAMPOLARGUENSE DE ENERGIA	690	2.765	2.765	2.765	2.765	8.295	20.045
CODESAM - COOPERATIVA DE DISTRIBUIÇÃO SANTA MARIA	93	375	375	375	375	1.125	2.718
COELBA - COMPANHIA DE ELETRICIDADE DO ESTADO DA BAHIA	53.565	214.255	214.255	214.255	214.255	642.765	1.553.350
COMPANHIA JAGUARI DE ENERGIA - CPFL SANTA CRUZ	6.888	27.555	27.555	27.555	27.555	82.665	199.773
COOPERALIANÇA - COOPERATIVA ALIANÇA	543	2.172	2.172	2.172	2.172	6.516	15.747
COOPERCOCAL - COOPERATIVA ELÉTRICA DE COCAL DO SUL	237	949	949	949	949	2.847	6.880
COOPERLUIZ - COOPERATIVA DISTRIBUIDORA DE ENERGIA FRONTEIRA NOROESTE	276	1.099	1.099	1.099	1.099	3.297	7.969
COOPERMILA - COOPERATIVA DE ELETRIFICAÇÃO LAURO MULLER	60	242	242	242	242	726	1.754
COOPERNORTE - COOPERATIVA REGIONAL DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA DO LITORAL NORTE	60	242	242	242	242	726	1.754
COOPERATIVA DE ELETRIFICAÇÃO RURAL FRONTEIRA SUL LTDA	75	295	295	295	295	885	2.140
COOPERZEM - COOPERATIVA DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA	144	572	572	572	572	1.716	4.148
COORSEL - COOPERATIVA REGIONAL SUL DE ELETRIFICAÇÃO RURAL	144	571	571	571	571	1.713	4.141
COPEL-DIS - COPEL DISTRIBUIÇÃO S. A.	65.448	261.797	261.797	261.797	261.797	785.391	1.898.027
COPEL - COPEL COOPERATIVA DE ENERGIA	1.212	4.854	4.854	4.854	4.854	14.562	35.190
COSERN - COMPANHIA ENERGÉTICA DO RIO GRANDE DO NORTE	15.090	60.357	60.357	60.357	60.357	181.071	437.589
CPFL - PIRATININGA - COMPANHIA PIRATININGA DE FORÇA E LUZ	25.434	101.732	101.732	101.732	101.732	305.196	737.558
CPFL-PAULISTA - COMPANHIA PAULISTA DE FORÇA E LUZ	67.056	268.215	268.215	268.215	268.215	804.645	1.944.561
CRELUZ-D - COOPERATIVA DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA	423	1.696	1.696	1.696	1.696	5.088	12.295
CRERAL - COOPERATIVA REGIONAL DE ELETRIFICAÇÃO RURAL DO ALTO URUGUAI	345	1.386	1.386	1.386	1.386	4.158	10.047
DEMEI - DEPARTAMENTO MUNICIPAL DE ENERGIA DE UIÚ	459	1.838	1.838	1.838	1.838	5.514	13.325
DMED - DME DISTRIBUIÇÃO S.A	369	1.470	1.470	1.470	1.470	4.410	10.659
EDP ES - ESPÍRITO SANTO DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA S/A	20.250	80.998	80.998	80.998	80.998	242.994	587.236
EDP SP - SÃO PAULO DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA S/A	26.346	105.383	105.383	105.383	105.383	316.149	764.027
EFLUL - EMPRESA FORÇA E LUZ URUSSANGA LTDA	87	351	351	351	351	1.053	2.544
ELEKTRO - ELEKTRO ELETRICIDADE E SERVIÇOS S. A.	35.406	141.627	141.627	141.627	141.627	424.881	1.026.795
ELETROACRE - COMPANHIA DE ELETRICIDADE DO ACRE	3.252	13.013	13.013	13.013	13.013	39.039	94.343
ELETROCAR - CENTRAIS ELÉTRICAS DE CARAZINHO S/A	453	1.815	1.815	1.815	1.815	5.445	13.158
ELETROPAULO - ELETROPAULO METROPOLITANA ELETRICIDADE DE SÃO PAULO S.A	106.758	427.020	427.020	427.020	427.020	1.281.060	3.095.898
ELFSM - EMPRESA LUZ E FORÇA SANTA MARIA S.A.	1.776	7.107	7.107	7.107	7.107	21.321	51.525
EMR - ENERGISA MINAS RIO - DISTRIBUIDORA DE ENERGIA S.A.	4.992	19.966	19.966	19.966	19.966	59.898	144.754
EMS - ENERGISA MATO GROSSO DO SUL - DISTRIBUIDORA DE ENERGIA S.A	14.466	57.862	57.862	57.862	57.862	173.586	419.500
EMT - ENERGISA MATO GROSSO - DISTRIBUIDORA DE ENERGIA S.A.	23.403	93.607	93.607	93.607	93.607	280.821	678.652
ENEL CE - COMPANHIA ENERGÉTICA DO CEARÁ	31.866	127.466	127.466	127.466	127.466	382.398	924.128
ENEL RJ - AMPLA ENERGIA E SERVIÇOS S.A	28.407	113.626	113.626	113.626	113.626	340.878	823.789
EPB - ENERGISA PARAÍBA - DISTRIBUIDORA DE ENERGIA	13.857	55.431	55.431	55.431	55.431	166.293	401.874
ESE - ENERGISA SERGIPE - DISTRIBUIDORA DE ENERGIA S.A.	7.884	31.537	31.537	31.537	31.537	94.611	228.643
ESS - ENERGISA SUL-SUDESTE - DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA S.A.	10.776	43.102	43.102	43.102	43.102	129.306	312.490
ETO - ENERGISA TOCANTINS - DISTRIBUIDORA DE ENERGIA S.A.	6.954	27.815	27.815	27.815	27.815	83.445	201.659
FORCEL - FORÇA E LUZ CORONEL VIVIDA LTDA	96	384	384	384	384	1.152	2.784
HIDROPAN DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA S.A	303	1.213	1.213	1.213	1.213	3.639	8.794
IENERGIA - IGUAÇU DISTRIBUIDORA DE ENERGIA ELÉTRICA LTDA	597	2.385	2.385	2.385	2.385	7.155	17.292
LIGHT - LIGHT SERVIÇOS DE ELETRICIDADE S.A.	62.364	249.459	249.459	249.459	249.459	748.377	1.808.577
MUXENERGIA - MUXFELDT MARIN & CIA. LTDA	138	551	551	551	551	1.653	3.995
RGE SUL - RGE SUL DISTRIBUIDORA DE ENERGIA S.A.	42.852	171.410	171.410	171.410	171.410	514.230	1.242.722
SULGIPE - COMPANHIA SUL SERGIPEANA DE ELETRICIDADE	1.053	4.216	4.216	4.216	4.216	12.648	30.565
UHENPAL - USINA HIDROELÉTRICA NOVA PALMA LTDA.	207	822	822	822	822	2.466	5.961
Total	1.027.923	4.111.686	4.111.686	4.111.686	4.111.686	12.335.058	29.809.725

Compromisso de venda de energia para o período de 2025 a 2032, de acordo com a REH Aneel 3.432/2024 e os Despachos 3.835/2024 e 3.847/2024.

* Incorporação ao SIN a partir de março/2025.

** Incorporação ao SIN a partir de setembro/2025.

**Notas explicativas às demonstrações financeiras intermediárias condensadas do período
findo em 30 de setembro 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	97.542
2026	1.249.500
2027	1.196.214
2028	285.718
Total	2.828.974

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	325.326
2026	944.358
2027	265.919
2028	42.702
Total	1.578.305

**Notas explicativas às demonstrações financeiras intermediárias condensadas do período
findo em 30 de setembro de 2025
(Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma)**

NOTA 38. EVENTOS SUBSEQUENTES

Em 15.10.2025, por meio de comunicado ao mercado de nosso acionista ELETROBRAS, a Companhia tomou conhecimento da celebração de contrato de compra e venda com a J&F S.A. para alienação de sua participação integral nesta coligada ELETRONUCLEAR, tendo ainda informado as seguintes condições da presente operação:

- Preço: R\$ 535 milhões pela participação societária;
- Liberação de Garantias Eletrobras: A Compradora assumirá as garantias prestadas pela Eletrobras em favor da Eletronuclear, adotando as providências necessárias junto aos respectivos credores e parceiros da mesma;
- Assunção das "Debêntures ADI": A Compradora assumirá a responsabilidade pela integralização das debêntures acordadas no Termo de Conciliação firmado com a União, no valor de R\$ 2,4 bilhões.

A conclusão da desta transação ainda depende da manifestação por nossa Controladora (ENBPar) sobre seu posicionamento quanto a seu direito de preferência nos termos do acordo de acionistas celebrado entre ENBPar e ELETROBRAS, o qual deverá ainda ser submetido a assembleia de acionistas da ENBPar.

**Notas explicativas às demonstrações financeiras intermediárias condensadas do período
findo em 30 de setembro 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 30 DE SETEMBRO DE 2025

Títulos das Notas Explicativas	Número das Notas Explicativas	
	Anual de 2024	ITR de 30/09/2025
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 30 de setembro de 2025	-	39

**Notas explicativas às demonstrações financeiras intermediárias condensadas do período
findo em 30 de setembro 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 30 de setembro 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 Planejamento Orçamentário e Contabilidade
Contador
CPF: 085.658.417-74 – CRC: RJ – 086615/O-4