

ELETRONUCLEAR S.A.**Notas explicativas às demonstrações financeiras do exercício findo em 31 de dezembro de 2022
(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 ao 14º 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 (Nota 30.1).

A Companhia tem como atividade principal a construção e operação de usinas nucleares, a geração de energia elétrica delas decorrentes e a realização de serviços de engenharia e correlatos, sendo essas atividades regulamentadas e fiscalizadas pela Agência Nacional de Energia Elétrica - Aneel, vinculada ao Ministério de Minas e Energia - MME. Dentro do escopo desse objeto, a Companhia vem exercendo basicamente as atividades de exploração das Usinas Angra 1 e Angra 2, com potência nominal de 1.990 MW, bem como a construção da terceira unidade nucleoeletrônica, denominada Usina Angra 3, cujo estágio está descrito na nota 35.3.5, todas integrantes da Central Nuclear Almirante Álvaro Alberto - CNAEA.

1.1 Guerra Rússia x Ucrânia

Em fevereiro de 2022, a Rússia deu início à invasão da Ucrânia, iniciando o conflito entre os dois países. Além dos efeitos diretos originados pela luta bélica, a guerra naturalmente afeta a economia da região envolvida, atingindo, portanto, as operações das empresas que lá atuam. Atualmente, a Companhia tem encontrado limitações de mercado para aquisição de um importante insumo ao seu processo de produção de energia nuclear, o radioisótopo hidróxido de lítio 7, produto usado na refrigeração da água do circuito primário dos reatores nucleares de potência PWR (do inglês *Pressurized Water Reactor*) para manter o pH constante, produto este utilizado nas Usinas Angra 1 e Angra 2. Recentemente, 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 se encontra em curso e garantirá o abastecimento deste insumo em quantidades suficientes para a operação de mais 5 (cinco) ciclos das Usinas Angra 1 e Angra 2 (até 2027). Os atuais níveis de estoque deste insumo são suficiente para operar as usinas até a próxima parada para reabastecimento de Angra 1 (prevista para Out/23) e Angra 2 (prevista para Set/23). A Companhia está buscando alternativas para mitigar eventuais riscos futuros decorrentes das limitações de fornecimento deste material.

Conforme já divulgado em comunicado ao mercado pela controladora anterior, Centrais Elétricas Brasileiras S.A. – Eletrobras, em setembro de 2021, a ELETRONUCLEAR e a estatal russa de energia atômica Rosatom celebraram um memorando de entendimento não vinculante para trocar informações sobre novos projetos de usinas nucleares de larga escala. O acordo também inclui intercâmbio de dados sobre pequenos reatores modulares terrestres e flutuantes, ciclo de combustível nuclear, suporte no ciclo de vida de novas usinas, além de extensão da vida útil e desenvolvimento tecnológico relacionado ao setor nuclear. O acordo não abrange nenhum dos projetos atualmente em curso pela ELETRONUCLEAR.

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

NOTA 2 – DESTAQUES 2022

2.1 - Fornecimento de elementos combustíveis nucleares

Assinatura de 4 (quatro) novos contratos, assinados em 24 de fevereiro de 2022 para fornecimento de elementos combustíveis nucleares para atender as recargas 28ª a 32ª de Angra 1 e 19º a 23º de Angra 2 pelo valor total de R\$ 6.553.463, a serem fornecidos pelas Indústrias Nucleares do Brasil S/A – INB.

2.2 - Retomada das obras - Angra 3

Em fevereiro de 2022, a companhia assinou o contrato de prestação de serviços que permite a retomada das obras da Usina Nuclear de Angra 3, no âmbito do Plano de Aceleração do Caminho Crítico entre a ELETRONUCLEAR e o consórcio formado por Ferreira Guedes, Matricial e ADtranz. Entre as principais medidas que constam no Plano, está a conclusão da superestrutura de concreto do edifício do reator de Angra 3. Posteriormente, será realizada a licitação para contratar a empresa ou o consórcio que vai finalizar as obras civis e a montagem eletromecânica da usina.

2.3 - Reestruturação Societária

A Lei nº 14.182/2021 condicionou a desestatização da Eletrobras à reestruturação societária para manter sob o controle, direto ou indireto da União, empresas, instalações e participações, detidas ou gerenciadas pela Eletrobras, especificamente ELETRONUCLEAR e Itaipu Binacional. Desta forma, o Decreto nº 10.791/2021 criou a Empresa Brasileira de Participações em Energia Nuclear e Binacional S.A. – ENBpar que tem por finalidade, além de outras, manter sob o controle da União a operação de usinas nucleares e manter a titularidade do capital social e a aquisição dos serviços de eletricidade da Itaipu Binacional.

Conforme detalhado na Nota 30.1, o controle societário detido pela Eletrobras na ELETRONUCLEAR foi transferido para a ENBpar mediante as seguintes operações: (i) integralização mediante aporte de capital no montante de R\$ 3.500.000 realizado pela ENBpar; (ii) subscrição de capital, pela Eletrobras, no montante de R\$ 6.232.330 (já integralizados R\$ 6.203.941); e (iii) adesão pela Eletrobras ao programa de conversão facultativa das ações ordinárias (ON) em preferenciais (PN) na proporção de 1:1. A Eletrobras converteu 124.541.409 ações ON em PN.

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 DNA E E Nº 315 de 31/07/97	Janeiro 1985	40 anos
ANGRA 2	1.350MW	Exp. Mot. MME Nº 300 de 28/05/74	Portaria DNA E E Nº 315 de 31/07/97	Setembro 2000	40 anos
ANGRA 3	1.405 MW	Decreto Nº 75.870 de 13/06/75	Portaria DNA E E Nº 315 de 31/07/97	Em fase de construção	--

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 2023 a 2030, bem como os montantes de energia a serem alocados às distribuidoras do SIN em 2022, através das Resoluções Homologatórias:

- 2.354/2017 de 05 de dezembro de 2017 (cotas-partes de 2023)
- 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)

NOTA 4 – BASE DE ELABORAÇÃO E APRESENTAÇÃO DAS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS

4.1– Declaração de conformidade

As demonstrações financeiras da Companhia são preparadas de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil e com as Normas Internacionais de Relatório Financeiro - IFRS emitidas pelo International Accounting Standards Board - IASB. 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 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 destas demonstrações financeiras foi aprovada pelo Conselho de Administração da Companhia em 17 de março de 2023.

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. Aquelas transações, divulgações ou saldos que requerem maior nível de julgamento, que possuem maior complexidade e para as quais premissas e estimativas são significativas, estão divulgadas na Nota 5.

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 esse 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, que é a 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 – Principais políticas contábeis

As principais políticas contábeis aplicadas na preparação destas demonstrações financeiras estão apresentadas nas respectivas notas explicativas. Essas políticas vêm sendo aplicadas de modo consistente em todos os exercícios apresentados, com exceção da implementação das novas normas, interpretação e orientações relacionadas a seguir.

4.4.1 – Adoção de novas normas e interpretações

A Companhia não identificou impactos quanto às aplicações das alterações e novas interpretações às IFRSs e aos CPCs emitidos pelo IASB e pelo CPC, respectivamente, as quais são divulgados a seguir:

Revisão de Pronunciamento Técnico nº	Normas revisadas	Alteração	Aplicável a partir de
19	CPC 27/IAS 16	As alterações proíbem deduzir do custo de um item do imobilizado qualquer recurso proveniente da venda de itens produzidos antes do ativo estar disponível para uso, isto é, recursos para trazer o ativo ao local e na condição necessária para que seja capaz de operar da maneira pretendida pela Administração.	01/01/2022
19	CPC 25/IAS 37	As alterações especificam que o custo de cumprimento do contrato compreende os custos diretamente relacionados ao contrato. As alterações são aplicáveis a contratos para os quais a entidade ainda não cumpriu todas as suas obrigações no início do período anual no qual a entidade aplica as alterações pela primeira vez.	01/01/2022
19	CPC 15/IFRS 3	As alterações fazem a IFRS 3 se referir à Estrutura Conceitual de 2018 em vez da Estrutura de 1989. Além disso, incluem a exigência de que, para obrigações dentro do escopo da IAS 37, o comprador aplica a IAS 37 para determinar se há obrigação presente na data de aquisição em virtude de eventos passados.	01/01/2022
19	CPC 37/IFRS 1	As alterações indicam que a controlada que usa a isenção do item D16(a) pode escolher, em suas demonstrações contábeis, mensurar as diferenças acumuladas de conversão para todas as operações no exterior no valor contábil que seria incluído na demonstração consolidada da controladora, caso nenhum ajuste seja feito para os procedimentos de consolidação e para os efeitos da combinação de negócios na qual a controladora adquiriu a controlada.	01/01/2022
19	CPC 48/IFRS 9	As alterações esclarecem que ao determinar as taxas pagas líquidas de taxas recebidas, o devedor inclui apenas taxas pagas ou recebidas entre o devedor e o credor, incluindo taxas pagas ou recebidas pelo devedor ou pelo credor em nome do outro.	01/01/2022

4.4.2 – Novas normas e interpretações ainda não vigentes

A Companhia não realizou a adoção antecipada dos pronunciamentos apresentados no quadro abaixo, visto que não identificou impactos quanto às aplicações das alterações e novas interpretações às IFRSs e aos CPCs e está acompanhando as discussões sobre a incorporação desse novo arcabouço normativo.

Normas revisadas	Alteração	Aplicável a partir de
CPC 26/IAS 1	As alterações modificam as exigências contidas na IAS 1 com relação à divulgação das políticas contábeis.	01/01/2023
CPC 26/IAS 1	As alterações esclarecem que a classificação de passivos como circulantes ou não circulantes se baseia nos direitos existentes na data do balanço, especificam que a classificação não é afetada pelas expectativas sobre se uma entidade irá exercer seu direito de postergar a liquidação do passivo, explicam que os direitos existem se as cláusulas restritivas são cumpridas na data do balanço, e introduzem a definição de 'liquidação'.	01/01/2023
CPC 32/IAS 12	As alterações introduzem uma exceção adicional da isenção de reconhecimento inicial. De acordo com as alterações, a entidade não aplica a isenção de reconhecimento inicial para transações que resultam em diferenças temporárias tributáveis e dedutíveis similares.	01/01/2023
CPC 23/IAS 8	A alteração substitui a definição de mudança nas estimativas contábeis pela definição de estimativas contábeis.	01/01/2023
CPC 36/IFRS 10	As alterações tratam de situações que envolvem a venda ou contribuição de ativos entre um investidor e sua coligada ou <i>joint venture</i> .	A data de vigência das alterações ainda não foi definida pelo IASB

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.

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.

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

NOTA 5 – ESTIMATIVAS E JULGAMENTOS CONTÁBEIS

Na aplicação das políticas contábeis, a Administração da Companhia deve fazer julgamentos e elaborar estimativas a respeito dos valores contábeis de receitas, despesas, ativos e passivos, bem como as divulgações nas notas explicativas.

As estimativas e as respectivas premissas estão baseadas na experiência histórica e em outros fatores considerados relevantes. As estimativas e premissas subjacentes são revisadas continuamente. Os efeitos decorrentes das revisões feitas às estimativas contábeis são reconhecidos no período em que as estimativas são revistas, se a revisão afetar apenas este período, ou também em períodos posteriores, se a revisão afetar tanto o período presente como períodos futuros.

Ainda que estas estimativas e premissas sejam permanentemente monitoradas e revistas pela Administração da Companhia, a materialização sobre o valor contábil de receitas, despesas, ativos e passivos são inerentemente incertas, por decorrer do uso de julgamento. Como consequência, a Companhia pode sofrer efeitos em decorrência de imprecisão nestas estimativas e julgamentos que sejam substanciais em períodos futuros, que podem ter efeito material adverso na sua condição financeira, no resultado de suas atividades e/ou nos seus fluxos de caixa.

A seguir, são apresentadas as principais premissas das estimativas contábeis avaliadas como as mais críticas pela Administração da Companhia, a respeito do futuro e outras principais origens da incerteza utilizadas que podem levar a ajustes significativos nos valores contábeis dos ativos e passivos nos próximos exercícios:

5.1 - Provisão para redução do valor recuperável de ativos de longa duração

A Administração da Companhia considera premissas e dados técnicos para elaboração do teste de determinação de recuperação de ativos. Nesta prática são aplicadas premissas, baseadas na experiência histórica na gestão do ativo, conjunto de ativos ou unidade geradora de caixa, e práticas de avaliação comumente utilizadas no mercado. Tais premissas podem, eventualmente, não se verificarem no futuro, inclusive quanto à vida útil econômica estimada. Atualmente, a vida útil adotada pela Companhia está de acordo com as práticas determinadas pela ANEEL, aplicáveis sobre os ativos vinculados à concessão do serviço público de energia elétrica, que podem variar em decorrência da análise periódica do prazo de vida útil econômica de bens em vigor.

Diversos eventos incertos também compõem as premissas utilizadas pela Companhia, dentre elas: as tarifas futuras para venda de energia elétrica; data de entrada em operação de empreendimentos em construção; a taxa de crescimento da atividade econômica no país.

5.2 - Provisão para desmobilização de ativos

A Companhia reconhece provisão para obrigações com a desativação de ativos relativos às suas usinas term nucleares. Para determinar o valor da provisão, premissas e estimativas são feitas em relação às taxas de desconto, ao custo estimado para a desativação e remoção de todas as usinas dos locais e à época esperada dos referidos custos (nota 26). A estimativa dos custos é baseada nos requerimentos legais, regulatórios e ambientais para a desativação e remoção de todas as usinas em conjunto assim como os preços de produtos e serviços a serem utilizados no final da vida útil.

5.3 - Obrigações atuariais

As obrigações atuariais registradas são determinadas por cálculos atuariais elaborados por atuários independentes com base na expectativa de vida do participante, idade média de aposentadoria e inflação. Contudo, os resultados reais futuros dos benefícios podem ser diferentes daqueles existentes e registrados contabilmente (nota 25).

5.4 - Provisões e passivos contingentes

As provisões para riscos trabalhistas, tributários e cíveis são reconhecidas quando há obrigações presentes (legais ou presumidas) resultantes de eventos passados, cuja liquidação seja provável e que seja possível estimar os valores de forma confiável, com base na avaliação da Administração e dos assessores jurídicos internos e externos. Os valores provisionados são registrados com base nas estimativas dos custos dos desfechos das referidas contingências. Riscos contingentes com expectativa de perda possível são divulgados pela Administração, não sendo constituída provisão. Essa avaliação é suportada pelo julgamento da Administração, juntamente com seus assessores jurídicos, considerando as jurisprudências, as decisões em instâncias iniciais e superiores, o histórico de eventuais acordos e decisões, a experiência da Administração e dos assessores jurídicos, bem como outros aspectos aplicáveis (nota 24).

5.5 - Provisão para Perda Estimada em Créditos de Liquidação Duvidosa

A Companhia adotou a abordagem simplificada e calcula a perda esperada, com base na expectativa de risco de inadimplência que ocorre ao longo da vida útil do instrumento financeiro, de acordo com o IFRS 9.

Considera-se um ativo financeiro inadimplente quando: (i) é improvável que o credor pague integralmente suas obrigações de crédito com a Companhia, sem recorrer a ações como a garantia (se houver); ou (ii) o ativo financeiro expirou de acordo com as regras atuais.

5.6 - Avaliação de instrumentos financeiros

A Companhia classifica seus instrumentos financeiros sob as seguintes categorias: custo amortizado e valor justo por meio de resultado. A classificação depende do modelo de negócio no qual o instrumento financeiro é mantido e nas características de fluxo de caixa contratual. Os valores justos dos instrumentos financeiros são determinados com base em preços de mercado ou técnicas de avaliação, conforme demonstrado na nota 35.2.

5.7 - Estimativa da taxa incremental de arrendamentos

Os arrendamentos vigentes não possuem sua taxa de juros implícita prontamente identificável, motivo pelo qual a Companhia considera a taxa incremental sobre empréstimos, para mensurar os passivos de arrendamento. A taxa incremental é a taxa de juros que a Companhia teria que pagar ao tomar empréstimos, por prazo semelhante, para obter os recursos necessários para a aquisição de ativos com valores similares ao ativo de direito de uso em ambiente econômico similar. A Companhia obtém as taxas específicas que abrangem o prazo remanescente de cada contrato. Como não é possível determinar a taxa de juros implícita no arrendamento, a Companhia estima o custo de financiamento do arrendatário para determinação da taxa de desconto dos arrendamentos (nota 28).

5.8 – Determinação da vida útil dos ativos

A depreciação é reconhecida com base na vida útil estimada de cada ativo pelo método linear, de modo que o valor do custo, menos o seu valor residual após sua vida útil, esteja integralmente baixado.

A Companhia considera a vida útil estimada de cada ativo em conformidade com as determinações da ANEEL, que são tidas como aceitáveis pelo mercado, limitada a data da licença de operação das usinas. A Companhia registra depreciação acelerada sobre os ativos da Usina Angra 1, visto que o prazo de vigência da licença de operação é dezembro de 2024.

Ativos mantidos por meio de arrendamento financeiro são depreciados pela vida útil esperada, da mesma forma que os ativos próprios ou por um período inferior, se aplicável, conforme termos do contrato de arrendamento em questão.

5.9 – Consumo de Combustível Nuclear

A Companhia efetua um acompanhamento mensal do desempenho dos elementos combustíveis por meio do sistema Cadastro de Combustível Nuclear – CCN, que proporcionaliza os custos de aquisição das recargas de combustíveis nucleares, para cada elemento de combustível nuclear no momento da inclusão no sistema, e calcula mensalmente o consumo de cada elemento. Este consumo (amortização) é registrado contabilmente com base no relatório gerado pelo CCN, que apresenta a queima (consumo) mensal, a queima acumulada mensalmente e o saldo residual dos elementos combustíveis que compõem o núcleo do reator.

NOTA 6 – CAIXA, EQUIVALENTES DE CAIXA

	31/12/2022	31/12/2021
Caixa e Bancos	32.471	10.514
Total	32.471	10.514

Prática contábil

Caixa e equivalentes de caixa incluem o caixa, os depósitos bancários e outros investimentos de curto prazo de alta liquidez com vencimentos originais de até três meses.

Os saldos considerados como equivalentes de caixa são aplicações financeiras de curto prazo, de liquidez imediata, prontamente conversíveis em um montante conhecido de caixa, sujeitos a um insignificante risco de mudança de valor e mantidos com a finalidade de atender a compromissos de caixa de curto prazo e à gestão de caixa da Companhia.

NOTA 7 – TÍTULOS E VALORES MOBILIÁRIOS - CIRCULANTE

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

	31/12/2022	31/12/2021
Circulante		
Investimento em renda fixa:		
BB RF Ref DI TP FI	2.589.286	386.133
BB Extramercado FAE 2 FI	139.769	105.505
FI Caixa Topazio Corporativo RF	25.071	220.076
Total	2.754.126	711.714

Rentabilidade do BB RF Ref DI TP FI nos últimos 12 meses: 12,39% em 30/12/22 e 4,38 % em 31/12/21.

Rentabilidade do BB Extramercado FAE 2 FI nos últimos 12 meses: 11,85% em 30/12/22 e 2,64% em 31/12/21.

Rentabilidade do FI EXTRAMERCADO VI IRF-M 1 RF nos últimos 12 meses: 11,88 % em 30/12/22 e 4,45 % em

Em 2022, houve aplicação em títulos e valores mobiliários de curto prazo no valor de R\$ 5.572.100, rendimento bruto de R\$ 244.113 e resgate de recursos, incluso IRRF e pagamento de IOF, no montante de R\$ 3.773.801. A variação no saldo explica-se pela aplicação dos recursos oriundos do aporte de capital efetuado pela controladora ENBPar no montante de R\$ 3.500.000 no 2º trimestre de 2022.

Prática contábil

Tratam-se das aplicações financeiras destinadas à compra de ativo fixo e outras atividades de investimento. São inicialmente mensurados a valor justo e, posteriormente, pelo valor justo por meio do resultado.

NOTA 8 – TÍTULOS E VALORES MOBILIÁRIOS – NÃO CIRCULANTE – FUNDO PARA DESCOMISSIONAMENTO

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

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

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

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 do Conselho Nacional de Política Energética – CNEN nºs 9.01 e 9.02 que tratam da desmobilização de usinas nucleares e da gestão dos recursos financeiros destinados ao descomissionamento, respectivamente, a Assessoria Especial de Gestão Estratégica - AEGE da Secretaria Executiva - SE do Ministério de Minas e Energia -MME se manifestou no sentido de que já existe arcabouço legal e normativo suficiente para justificar a transferência de titularidade, sem a necessidade de promulgação de novos atos ou alteração de atos já existentes.

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

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

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

A seguir, demonstramos o detalhamento de carteira do mencionado fundo:

	31/12/2022	31/12/2021
Títulos públicos	2.213.727	1.990.189
Op. Compromissadas	342.726	74.551
Dólar comercial futuro	4.769	(9.068)
Outros	52	41
Total	2.561.274	2.055.713

Em 2022, foram aplicados R\$ 384.980 no fundo de descomissionamento (R\$ 373.201 referentes aos recolhimentos mensais e R\$ 11.779 referentes aos recolhimentos adicionais); foi registrado ganho financeiro líquido de R\$ 138.028 (R\$ 78.680 de ganho financeiro em 2021) e foram retidos R\$ 17.447 a título de IRRF/IOF.

Abaixo, apresentamos o quadro da composição do fundo para descomissionamento:

	31/12/2022	31/12/2021
Parcelamento quotas de 2005/2006/2007	102.365	102.365
Quotas de 2008 a 2022	1.299.295	926.144
Total	1.401.660	1.028.509
Planos de Recolhimentos Adicionais	78.800	67.021
IRRF	(13.676)	
Aplicação do IRRF	-	28.046
Ganhos Líquidos auferidos acumulados	1.094.490	932.137
Total	1.159.614	1.027.204
Saldo da Carteira de Aplicativos do Fundo / Patrimônio Líquido do Fundo	2.561.274	2.055.713

Prática contábil

O fundo para descomissionamento é um ativo financeiro mensurado a valor justo por meio do resultado. Os ganhos e perdas são reconhecidos no resultado (nota 35.2).

NOTA 9 – 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 2022 não há saldo de inadimplência das distribuidoras.

A ANEEL, por meio do Despacho nº 3.155, de 13 de outubro de 2021, autorizou que o ONS desconsiderasse as indisponibilidades ou restrições operativas identificadas, em 2021, nos ativos de geração, comprovadamente associadas, única e exclusivamente, à pandemia de Covid-19. Assim, não houve registro de obrigação de ressarcimento em 2021, e a Companhia aguarda a oficialização por parte da CCEE para efetuar as cobranças às distribuidoras de energia interligadas ao SIN.

	31/12/2022			31/12/2021
	A vencer	Vencidos até 90 dias	Vencidos + de 90 dias	Total
Circulante				
Suprimento/Fornecimento de Energia:				
Energia contratada	389.360	-	-	389.360
Indisponibilidade 2021 associada à Covid-19	90.855	-	-	90.855
Total Clientes	480.215	-	-	285.375

NOTA 10 – TRIBUTOS A COMPENSAR

	31/12/2022	31/12/2021
Ativo circulante		
IRRF sobre aplicações financeiras	-	4.878
Créditos fiscais PASEP e Cofins	-	2
PASEP e Cofins Compensáveis Recolhidos a maior (a)	23.073	20.585
Outros	-	22
Total	23.073	25.487

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.

NOTA 11 – IMPOSTO DE RENDA E CONTRIBUIÇÃO SOCIAL - ATIVO

11.1 - Imposto de renda e contribuição social corrente

	31/12/2022	31/12/2021
Ativo circulante		
Antecipações IRPJ e CSLL	-	34.377
Exercícios Anteriores IRPJ e CSLL (a)	57.742	19.155
Total	57.742	53.532

a) Antecipações de IRPJ/CSLL de exercícios anteriores que serão compensadas após a transmissão da Escrituração Contábil Fiscal – ECF no terceiro trimestre de 2023.

11.2 - Composição do imposto de renda e contribuição social diferidos

Impostos diferidos ativos	31/12/2022				31/12/2021			
	Base	Imposto de Renda	Contribuição Social	Total	Base	Imposto de Renda	Contribuição Social	Total
Provisão PLR dos empregados	(109.408)	(27.352)	(9.847)	(37.199)	(109.408)	(27.352)	(9.847)	(37.199)
Imobilizado da desmobilização-Custo	(751.091)	(187.773)	(67.598)	(255.371)	(579.124)	(144.781)	(52.121)	(196.902)
Outros ajustes CPC	(1.045.772)	(261.443)	(94.119)	(355.562)	(934.968)	(233.742)	(84.147)	(317.889)
Arrend. Merc. e AVP Alug Imov Candel 65/Out. Transp. Cont. IFRS 16	(6.382)	(1.596)	(574)	(2.170)	(4.418)	(1.105)	(398)	(1.502)
Baixa despesas administrativas	(193.604)	(48.401)	(17.424)	(65.825)	(193.604)	(48.401)	(17.424)	(65.825)
Provisão Impairment Angra 3	(4.508.764)	(1.127.191)	(405.789)	(1.532.980)	(4.508.764)	(1.127.191)	(405.789)	(1.532.980)
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	(286.721)	(71.680)	(25.805)	(97.485)	(258.335)	(64.584)	(23.250)	(87.834)
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	(160.994)	(40.249)	(14.489)	(54.738)	9.539	2.385	859	3.243
Provisão p/ créditos de liquidação duvidosa	(114.607)	(28.652)	(10.315)	(38.966)	(114.960)	(28.740)	(10.346)	(39.086)
Provisão para risco	(215.908)	(53.977)	(19.432)	(73.409)	(224.130)	(56.033)	(20.172)	(76.204)
Provisão para desvalorização de títulos	(1.532)	(383)	(138)	(521)	(1.532)	(383)	(138)	(521)
Provisão plano incentivo - PSPE/PAE	(1.011)	(253)	(91)	(344)	(8.888)	(2.222)	(800)	(3.022)
Total Ativo	(8.187.385)	(2.046.846)	(736.865)	(2.783.711)	(7.720.183)	(1.930.046)	(694.816)	(2.624.862)
Impostos diferidos passivos								
AVP - obrigação p/ desmobilização	(490.746)	(122.687)	(44.167)	(166.854)	(245.234)	(61.309)	(22.071)	(83.380)
Corr.monetária imobilizado 1995 a 1997	92.913	23.228	8.362	31.590	104.124	26.031	9.371	35.402
D. Fin - Encargos de Dívidas Transf p/invest	1.642.521	410.630	147.827	558.457	1.642.521	410.630	147.827	558.457
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	1.360.058	340.015	122.405	462.420	1.616.781	404.195	145.510	549.706
Impostos diferidos ativos, líquidos sobre diferenças temporárias	(6.827.327)	(1.706.832)	(614.459)	(2.321.291)	(6.103.402)	(1.525.851)	(549.306)	(2.075.157)
(-) Provisão para valor realizável	6.827.327	1.706.832	614.459	2.321.291	6.103.402	1.525.851	549.306	2.075.157
Outros resultados abrangentes	585.263	146.316	52.674	198.989	1.283.690	320.923	115.532	436.455
(-) Provisão para valor realizável	(585.263)	(146.316)	(52.674)	(198.989)	(1.283.690)	(320.923)	(115.532)	(436.455)
Total	-	-	-	-	-	-	-	-

A ELETRONUCLEAR não apresenta perspectiva de lucro tributável futuro consistente e, desta forma, os créditos tributários diferidos de diferenças temporárias não são registrados nas demonstrações financeiras, os quais somam o valor de R\$ 2.520.281 em 31 de dezembro de 2022 (R\$ 2.511.611 em 31 de dezembro de 2021).

O Prejuízo Fiscal IRPJ e a Base Negativa CSLL somam, respectivamente, os valores de R\$ 693.067 e 876.428 em 31 de dezembro de 2022 (R\$ 1.012.336 e 1.195.538 em 31 de dezembro de 2021).

A taxa efetiva de imposto de renda e contribuição social é afetada principalmente pelo fato da Companhia não registrar créditos tributários diferidos, conforme mencionado acima. O cálculo da despesa no resultado do exercício encontra-se detalhado na nota 11.3 a seguir.

11.3 Despesa com imposto de renda e contribuição social

	Imposto de Renda		Contribuição Social	
	31/12/2022	31/12/2021	31/12/2022	31/12/2021
Resultado operacional antes dos tributos	283.051	(510.174)	283.051	(510.174)
Total do IRPJ e CSLL calculado às alíquotas de 25% e 9%, respectivamente	(70.739)	127.544	(25.475)	45.916
Efeitos de adições e exclusões:				
Ajuste a valor presente - obrigação p/desmobilização	(61.378)	(57.072)	(22.096)	(20.546)
Despesa com juros - IFRS 16	(4.475)	(435)	(1.611)	(157)
Ajustes nas depreciações pelos CPCs	(80.592)	(82.817)	(29.013)	(29.814)
Dotação à Fundação de Assist.Médica - permanente	(11.009)	(9.892)	(3.963)	(3.561)
Provisão atuarial benefício pós-emprego	(42.633)	(1.342)	(15.348)	(483)
Provisões diversas	-	(6)	-	(2)
Provisão para Devedores Duvidosos	(157)	(146)	(56)	(53)
Reversão provisão plano incentivo - PSPE/PAE/PDC	1.969	2.353	709	847
Provisão para risco	2.056	8.457	740	3.044
Provisão para PLR dos empregados	-	(10.811)	-	(3.892)
Multas Indedutíveis	(804)	(443)	(289)	(159)
Gastos com Associações	(2.202)	(2.454)	(793)	(884)
Outras	(303)	(132)	(61)	(28)
Reversão de provisão para devedores duvidosos	245	293	88	105
Pgto Arr. Mercantil Aluguel e Transp. Contratados	3.984	5.767	1.434	2.076
Outras	4	28	1	1
Compensação de prejuízo fiscal	79.817	6.340	28.720	2.277
Total da despesa de IRPJ e CSLL	(186.216)	(14.769)	(67.013)	(5.312)
Alíquota efetiva	65,79%	-2,89%	23,68%	-1,04%

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.

Prática Contábil

As despesas de Imposto de Renda e Contribuição Social do exercício compreendem os impostos corrente e diferido. Os impostos sobre a renda são reconhecidos na demonstração do resultado, exceto na proporção em que estiverem relacionados com itens reconhecidos diretamente no patrimônio líquido ou no resultado abrangente. Nesse caso, o imposto também é reconhecido no patrimônio líquido ou no resultado abrangente.

Os encargos de Imposto de renda e a Contribuição Social corrente e diferido são calculados com base nas alíquotas de 15%, acrescidas do adicional de IRPJ de 10% sobre o lucro tributável para imposto de renda e 9% sobre o lucro tributável para contribuição social sobre o lucro líquido, considerando-se a compensação de prejuízos fiscais e base negativa de contribuição social, limitada a 30% do lucro tributável do exercício.

O Imposto de Renda e a Contribuição Social diferidos são reconhecidos usando-se o método do passivo sobre as diferenças temporárias decorrentes de diferenças ente as bases fiscais dos ativos e passivos e seus valores contábeis nas demonstrações financeiras. Entretanto, o Imposto de Renda e a Contribuição Social diferidos não são contabilizados se resultar do reconhecimento inicial de um ativo.

O Imposto de Renda e a Contribuição Social diferidos ativo são reconhecidos somente na proporção da probabilidade de que lucro tributável futuro esteja sendo disponível e contra o qual as diferenças temporárias possam ser usadas.

Os impostos de renda diferidos ativos e passivos são apresentados pelo líquido no balanço, quando há o direito legal e a intenção de compensá-los quando da apuração dos tributos correntes, em geral relacionados com a mesma autoridade fiscal.

NOTA 12- 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.

Abaixo, está apresentada a movimentação do estoque de combustível nuclear destinado à operação da Usina Angra 1 e Usina Angra 2:

Angra 1	31/12/2021	Consumo	Adição	Transferência	BAIXA	31/12/2022
Ativo circulante						
Elementos Prontos	263.423	(195.617)	-	170.806	-	238.612
	263.423	(195.617)	-	170.806	-	238.612
Ativo não circulante						
Elementos Prontos Bruto	1.339.833	-	338.515	24.811	(1.671)	1.701.488
Consumo Acumulado	(1.174.169)	-	-	(195.617)	-	(1.369.786)
Provisão para perda	-	-	-	-	-	-
Elementos Prontos	165.664	-	338.515	(170.806)	(1.671)	331.702
Concentrado de urânio	93.195	-	184.788	(93.195)	-	184.788
Serviços em curso	192.182	-	282.506	(245.320)	-	229.368
	451.041	-	805.809	(509.321)	(1.671)	745.858
Total	714.464	(195.617)	805.809	(338.515)	(1.671)	984.470

Angra 2	31/12/2021	Consumo	Adição	Transferência	BAIXA	31/12/2022
Ativo circulante						
Elementos Prontos	224.472	(305.060)	-	542.252	-	461.664
	224.472	(305.060)	-	542.252	-	461.664
Ativo não circulante						
Elementos Prontos Bruto	3.197.878	-	483.874	(237.192)	(43.240)	3.401.320
Consumo Acumulado	(2.646.156)	-	-	(305.060)	-	(2.951.216)
Provisão para perda	-	-	-	-	(33.009)	(33.009)
Elementos Prontos	551.722	-	483.874	(542.252)	(76.249)	417.095
Concentrado de urânio	168.557	-	322.205	(162.332)	-	328.430
Serviços em curso	319.500	-	403.546	(321.542)	-	401.504
	1.039.779	-	1.209.625	(1.026.126)	(76.249)	1.147.029
Total	1.264.251	(305.060)	1.209.625	(483.874)	(76.249)	1.608.693

Prática contábil

Os materiais em estoque de combustível são classificados no ativo circulante e não circulante, de acordo com o prazo efetivo de consumo. São apresentados ao custo médio de aquisição ou pelo valor líquido de mercado / realização, dos dois o menor. Os elementos de combustível nuclear estão disponíveis no núcleo do reator e no estoque da Piscina de Combustível Usado – PCU; são apropriados ao resultado do exercício em função da sua utilização no processo da geração de energia elétrica. O estoque de combustível é composto pelo concentrado de urânio em estoque, os serviços correspondentes e os elementos de combustível nuclear utilizados nas Usinas Angra 1 e Angra 2.

Em 31 de dezembro de 2022, o saldo do almoxarifado é composto por materiais utilizados para consumo das Usinas, no montante de R\$ 268.113 (R\$ 254.424 em 31 de dezembro de 2021) no curto prazo, assim como, os adiantamentos efetuados a fornecedores para a aquisição dos correspondentes materiais, no montante de R\$ 18.248 (R\$ 18.249 em 31 de dezembro de 2021), totalizando R\$ 286.361 (R\$ 272.673 em 31 de dezembro de 2021).

Prática contábil

O Almoxarifado, classificado no ativo circulante, está registrado ao custo médio de aquisição, que não excede o valor de mercado / realização.

NOTA 14 – DEPÓSITOS VINCULADOS

a) Composição

	31/12/2022	31/12/2021
Depósitos judiciais		
Contingências trabalhistas	51.666	50.660
Contingências cíveis	1.131	1.117
Contingências tributárias	14.243	14.227
Total	67.040	66.004

b) Movimentação

	31/12/2021	31/12/2022		
		Baixa	Inclusão	Saldo
Depósitos judiciais	38.425	(1.952)	1.942	38.415
Atualização monetária s/depósitos judiciais	27.579	-	1.046	28.625
Total	66.004	(1.952)	2.988	67.040

Prática Contábil

Os depósitos vinculados estão registrados ao custo histórico, acrescidos das respectivas atualizações monetárias (atualizações e reversões).

NOTA 15 – OUTROS ATIVOS

A composição dos demais ativos é apresentada a seguir:

	31/12/2022	31/12/2021
Circulante		
Prêmios de seguros	25.147	27.586
IRRF s/ rend Fdo Descom até jun 2022- Eletrobras	64.817	61.289
Tx de ocupação - Furnas	1.632	1.649
Cessão de pessoal - Eletronorte	-	26
Adiantamentos a fornecedores	189	3.196
INEPAR - multa contratual	4.141	4.141
Desativações em curso	(5.519)	(4.354)
Devedores diversos	35.583	46.502
Provisão para Crédito de Liquidação Duvidosa	(25.348)	(25.702)
	100.642	114.333
Não Circulante		
Tx de ocupação/IPTU - Furnas	1.289	1.289
Total	101.931	115.622

- a) Os saldos relativos às empresas Eletrobras, Furnas e Eletronorte referem-se a transações com partes relacionadas (nota 36.2).

NOTA 16 – 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 01.03.2021, a qual atribuiu 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. A ELETRONUCLEAR ainda está preparando as análises para a solicitação de extensão de vida útil para a Usina Angra 1. Isso será feito no momento oportuno. A Licença de operação emitida pelo IBAMA é para a Central Nuclear Almirante Álvaro Alberto – CNAAA, ou seja, para Angra 1, e é válida até 2024. A atual Autorização para Operação Permanente de Angra 1, emitida pela CNEN, expira em dezembro de 2024. Para a usina Angra 2, a atual autorização para Operação Permanente de Angra 2, emitida pela CNEN, expira em junho de 2041.

A seguir demonstramos a movimentação do imobilizado:

	Saldo em 31/12/2021	Adição / Constituição	Baixas / Reversões	Depreciação	Transferências	Saldo em 31/12/2022
Imobilizado em serviço - Angra 1 e Angra 2						
Terrenos	34.380	-	-	-	-	34.380
Barragens, reservatórios e adutoras	1.284	-	-	(143)	-	1.141
Edificações, obras civis e benfeitorias	492.840	-	-	(44.016)	94.434	543.258
Edificações, obras civis e benfeitorias - Direito de Uso	6.284	30.628	(9.929)	(8.284)	-	18.699
Máquinas e equipamentos (a)	3.125.057	-	(866.462)	(522.738)	164.365	1.900.222
Veículos	1.137	-	-	(3.617)	27.280	24.800
Veículos - Direito de Uso	2.230	63.132	(2.867)	(6.296)	-	56.199
Móveis e Utensílios	6.107	-	(20)	(827)	238	5.498
Outros	-	-	-	-	-	-
Provisão para valor recuperável dos ativos (<i>Impairment</i>)	-	-	-	-	-	-
	3.669.319	93.760	(879.278)	(585.921)	286.317	2.584.197
Imobilizado em curso - Angra 1 e Angra 2						
Terrenos	-	-	-	-	-	-
Barragens, reservatórios e adutoras	26.666	1.378	-	-	-	28.044
Edificações, obras civis e benfeitorias	174.815	121.747	(150.337)	-	(94.434)	51.791
Máquinas e equipamentos	387.908	157.629	39.870	-	(164.460)	420.947
Veículos	55.923	11.089	(39.836)	-	(27.171)	5
Móveis e Utensílios	1.811	878	-	-	(252)	2.437
A Ratear	218.205	91.962	150.337	-	-	460.504
Transf./Fab e Rep/Mat em Processo	2.214	1.764	-	-	-	3.978
Adiantamento a Fornecedores	27.350	-	-	-	-	27.350
	894.892	386.447	34	-	(286.317)	995.056
Imobilizado em curso - Angra 3						
Terrenos	56.433	-	-	-	-	56.433
Barragens, reservatórios e adutoras	470.862	128.864	-	-	-	599.726
Edificações, obras civis e benfeitorias	2.007.829	47.839	-	-	-	2.055.668
Máquinas e equipamentos	3.769.144	425.324	(52)	-	-	4.194.416
Veículos	3.359	932	(741)	-	-	3.550
Móveis e Utensílios	503	-	(13)	-	-	490
A Ratear	6.728.433	376.373	-	-	-	7.104.806
Transf./Fab e Rep/Mat em Processo	2.860	-	-	-	-	2.860
Adiantamento a Fornecedores	665.665	-	-	-	-	665.665
Provisão para valor recuperável dos ativos (<i>Impairment</i>)	(4.508.764)	-	-	-	-	(4.508.764)
	9.196.324	979.332	(806)	-	-	10.174.850
Total	13.760.535	1.459.539	(880.050)	(585.921)	-	13.754.103

- a) Baixa de máquinas e equipamentos no montante de R\$ 866.462, composta por atualização da estimativa de descomissionamento no montante de R\$ 862.276 (nota 26) e outros ajuste no montante de R\$ 4.186.

	Saldo em 31/12/2020	Adição / Constituição	Baixas / Reversões	Depreciação	Transferências	Saldo em 31/12/2021
Imobilizado em serviço - Angra 1 e Angra 2						
Terrenos	34.380	-	-	-	-	34.380
Barragens, reservatórios e adutoras	1.426	-	-	(142)	-	1.284
Edificações, obras civis e benfeitorias	535.225	-	-	(42.385)	-	492.840
Edificações, obras civis e benfeitorias - Direito de Uso	14.324	-	-	(8.040)	-	6.284
Máquinas e equipamentos	3.651.182	-	(89)	(544.051)	18.015	3.125.057
Veículos	1.599	-	-	(479)	17	1.137
Veículos - Direito de Uso	15.989	-	-	(13.759)	-	2.230
Móveis e Utensílios	6.861	-	(4)	(827)	77	6.107
	4.260.986	-	(93)	(609.683)	18.109	3.669.319
Imobilizado em curso - Angra 1 e Angra 2						
Terrenos	-	-	-	-	-	-
Barragens, reservatórios e adutoras	24.849	1.817	-	-	-	26.666
Edificações, obras civis e benfeitorias	171.936	2.879	-	-	-	174.815
Máquinas e equipamentos	267.803	138.143	(26)	-	(18.012)	387.908
Veículos	58.281	(2.347)	-	-	(11)	55.923
Móveis e Utensílios	1.745	152	-	-	(86)	1.811
A Ratear	111.742	106.485	(22)	-	-	218.205
Transf./Fab e Rep/Mat em Processo	2.214	-	-	-	-	2.214
Adiantamento a Fornecedores	27.350	-	-	-	-	27.350
	665.920	247.129	(48)	-	(18.109)	894.892
Imobilizado em curso - Angra 3						
Terrenos	56.433	-	-	-	-	56.433
Barragens, reservatórios e adutoras	356.513	114.349	-	-	-	470.862
Edificações, obras civis e benfeitorias	1.993.726	14.103	-	-	-	2.007.829
Máquinas e equipamentos	2.917.430	851.714	-	-	-	3.769.144
Veículos	211	3.534	(386)	-	-	3.359
Móveis e Utensílios	517	-	(14)	-	-	503
A Ratear	6.470.913	257.520	-	-	-	6.728.433
Transf./Fab e Rep/Mat em Processo	2.860	-	-	-	-	2.860
Adiantamento a Fornecedores (b)	801.418	-	(135.753)	-	-	665.665
Provisão para valor recuperável dos ativos (Impairment)	(4.508.764)	-	-	-	-	(4.508.764)
	8.091.257	1.241.220	(136.153)	-	-	9.196.324
Total	13.018.163	1.488.349	(136.294)	(609.683)	-	13.760.535

- b) Baixa de adiantamento a fornecedor no montante de R\$ 135.753, composta por transferência para o estoque de combustível nuclear no montante de R\$ 118.744 e baixa de adiantamento por entrada de faturas no montante de R\$ 17.009

Taxa média de depreciação e custo histórico:

	31/12/2022				31/12/2021			
	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								
Direito de Uso - IFRS16	0,00%	-	-	-	27,98%	77.923	(69.409)	8.514
Terrenos	0,00%	34.380	-	34.380	0,00%	34.380	-	34.380
Barragens, reservatórios e adutoras	7,27%	5.716	(4.575)	1.141	7,27%	5.716	(4.433)	1.283
Edificações, obras civis e benfeitorias	3,28%	1.649.041	(1.105.783)	543.258	3,18%	1.554.607	(1.061.767)	492.840
Máquinas e equipamentos	6,16%	8.345.584	(6.445.362)	1.900.222	6,35%	9.072.082	(5.947.025)	3.125.057
Veículos	14,31%	39.869	(15.069)	24.800	18,09%	13.585	(12.448)	1.137
Móveis e Utensílios	6,25%	21.288	(15.790)	5.498	6,26%	21.638	(15.530)	6.108
		10.095.878	(7.586.579)	2.509.299		10.779.931	(7.110.612)	3.669.319
Imobilizado em curso		11.169.906	-	11.169.906		10.091.216	-	10.091.216
Direito de Uso		11.169.906	-	11.169.906		10.091.216	-	10.091.216
Imobilizado em serviço								
Edificações, obras civis e benfeitorias	11,82%	36.912	(18.213)	18.699	-	-	-	-
Veículos	2,74%	65.362	(9.163)	56.199	-	-	-	-
		102.274	(27.376)	74.898		-	-	-
Total		21.368.058	(7.613.955)	13.754.103		20.871.147	(7.110.612)	13.760.535

Cabe mencionar que informações sobre o *impairment* estão apresentadas na nota 18.

Prática contábil

O imobilizado é mensurado pelo custo histórico deduzido da depreciação acumulada. O custo histórico inclui os gastos diretamente atribuídos à aquisição dos ativos e, no caso de ativos qualificáveis, também inclui os custos de empréstimos capitalizados de acordo com a política contábil da Companhia. Tais imobilizações são classificadas nas categorias

adequadas do imobilizado quando concluídas e prontas para o uso pretendido.

Os itens do ativo imobilizado referem-se substancialmente à infraestrutura para geração de energia elétrica e ativos corporativos.

A depreciação desses ativos inicia-se quando eles estão prontos para o uso e em operação. A depreciação reconhecida é mensurada com base na vida útil estimada de cada ativo pelo método linear, de modo que o valor do custo menos o seu valor residual após sua vida útil esteja integralmente baixado. A Companhia considera a vida útil estimada de cada ativo em conformidade com as determinações da ANEEL, que são tidas como aceitáveis pelo mercado, limitada a data da licença de operação das usinas. A Companhia registra depreciação acelerada sobre os ativos da Usina Angra 1, visto que a licença de operação terminará em dezembro de 2024.

Os ativos de Direito de Uso são depreciados pela vida útil esperada da mesma forma que os ativos próprios ou por um período inferior, se aplicável, conforme termos do contrato de arrendamento em questão.

Os custos subsequentes são incluídos no valor contábil do ativo ou reconhecidos como um ativo separado somente quando forem prováveis que fluam benefícios econômicos futuros associados ao item e que o custo do item possa ser mensurado com segurança. O valor contábil de itens ou peças substituídos é baixado.

Todos os outros reparos e manutenções são lançados em contrapartida ao resultado do exercício, quando incorridos.

Os custos do imobilizado incluem a estimativa de custos de desmobilização de suas unidades operativas, nos termos do que estabelece o Pronunciamento Técnico CPC 27 - Ativo imobilizado (nota 27).

Os ganhos e as perdas de alienações são determinados pela comparação dos resultados com o valor contábil e são reconhecidos em "outras receitas (despesas) operacionais, líquidos" na demonstração do resultado.

NOTA 17 – INTANGÍVEL

O ativo intangível da Companhia compõe-se, basicamente: 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%.

	Saldo em 31/12/2021	Adições	Baixas	Transferências	Saldo em 31/12/2022
Geração	64.284	(591)	-	-	63.693
Em serviço	17.376	(8.019)	-	-	9.357
Custo	101.686				101.686
Amortização acumulada	(84.310)	(8.019)	-	-	(92.329)
Em curso	46.908	7.428	-	-	54.336
Custo	46.908	7.428	-	-	54.336
Administração	14.909	18.397	-	-	33.306
Em serviço	1.414	(656)	-	-	758
Custo	71.914	-	-	-	71.914
Amortização acumulada	(70.500)	(656)	-	-	(71.156)
Em curso	13.495	19.053	-	-	32.548
Custo	13.495	19.053	-	-	32.548
Total	79.193	17.806	-	-	96.999

	Saldo em 31/12/2020	Adições	Baixas	Transferências	Saldo em 31/12/2021
Geração	77.222	(12.938)	-	-	64.284
Em serviço	40.831	(23.455)	-	-	17.376
Custo	101.686				101.686
Amortização acumulada	(60.855)	(23.455)	-	-	(84.310)
Em curso	36.391	10.517	-	-	46.908
Custo	36.391	10.517	-	-	46.908
Administração	15.152	(243)	-	-	14.909
Em serviço	6.451	(5.037)	-	-	1.414
Custo	71.914	-	-	-	71.914
Amortização acumulada	(65.463)	(5.037)	-	-	(70.500)
Em curso	8.701	4.794	-	-	13.495
Custo	8.701	4.794	-	-	13.495
Total	92.374	(13.181)	-	-	79.193

Prática contábil

Ativos intangíveis com vida útil definida adquiridos separadamente são registrados ao custo, deduzido da amortização e das perdas por redução ao valor recuperável acumuladas. A amortização é reconhecida pelo método linear com base na vida útil estimada dos ativos. A vida útil estimada e o método de amortização são revisados no fim de cada exercício e o efeito de eventuais mudanças nas estimativas é contabilizado prospectivamente. Ativos intangíveis com vida útil indefinida adquiridos separadamente são registrados ao custo, deduzidos das perdas por redução ao valor recuperável acumuladas.

NOTA 18 – 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 de retomada de Angra 3 pelo BNDES, ainda sob análise dos órgãos de controle e ainda pendente de aprovação pelo CNPE, tem como pilar a questão de sua viabilidade econômico-financeira do Projeto, conforme estabelecido na Lei 14.120/2021 e também pela Resolução CNPE nº 23, de 20 de outubro de 2021, por meio da qual foram estabelecidas 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 próprio CNPE. Em virtude de questionamentos advindos do Tribunal de Contas da União – TCU acerca dos parâmetros utilizados na modelagem da retomada do empreendimento, o tema não foi levado para apreciação do colegiado do CNPE, que aguarda então o alinhamento dos pontos listados pelo tribunal de contas a respeito do relatório elaborado.

Desta forma, a Companhia efetuou uma análise de recuperabilidade de sua segunda Unidade Geradora de Caixa - UGC 2 (Angra 3) para avaliar os possíveis resultados da tarifa proposta no Relatório elaborado pelo BNDES e enviado para análise do TCU. Neste caso, com base nos resultados obtidos, não foi identificada a necessidade de registros de

impairment adicional em 2022. Com relação à sua primeira Unidade Geradora de Caixa - UGC 1 (Angra 1 e 2) não foi identificada necessidade de realizar a análise de recuperabilidade da mesma.

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

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

b) Taxa de desconto.

Para a Usina Angra 3, em função das características peculiares de financiamento, a taxa de desconto foi calculada considerando a estrutura de capital específica do projeto, o que resultou na taxa de desconto para a base dezembro de 2022 de 6,28% (7,01% em dezembro de 2021). Nesses cálculos foram utilizados parâmetros dos relatórios preliminares elaborados no âmbito do Serviço C da modelagem da retomada de Angra 3 sendo conduzidas pelo BNDES.

c) Data de Entrada em Operação.

A data prevista para entrada em operação da usina está estimada para julho de 2028, conforme aprovação da Diretoria Executiva da ELETRONUCLEAR com base nos estudos em curso pelo BNDES para viabilizar o empreendimento Angra 3.

d) Orçamento Total do Projeto

Com base nos relatórios encaminhados pelo BNDES e após a devida revisão, a Diretoria Executiva da ELETRONUCLEAR aprovou nova revisão do Cronograma Executivo do Empreendimento Angra 3, alterando a data de previsão de Início de operação da Usina para julho de 2028, assim como o Orçamento de Custos Diretos do empreendimento de R\$ 30.832,0 milhões (base dezembro-2021) para R\$ 29.243,7 milhões (base setembro de 2021).

O total de custos indiretos, estimados para o empreendimento, soma o valor total de R\$ 8.953,3 milhões, sendo R\$ 3.924,8 milhões realizados e R\$ 5.028,5 milhões a realizar até julho de 2028. O aumento nos custos indiretos em relação ao teste realizado em 2021 está relacionado à manutenção dos pagamentos dos contratos de financiamento do BNDES e CEF.

Houve redução nominal de R\$ 630,7 milhões em relação ao Orçamento base dezembro de 2020, utilizado no teste de *impairment*, realizado em 2021. Desta forma, o orçamento direto totalizou o valor de R\$ 30.832,0, sendo R\$ 10.758,8 milhões realizados e R\$ 19.442,5 milhões a realizar.

e) Sinergia

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

A sinergia apurada para o projeto, considerando estudos internos, baseados na utilização da mão de obra da Companhia, apontou para um patamar de cerca de 25,4% conforme Nota Técnica da Superintendência Financeira– SF.A 022/2016, sendo esse percentual utilizado para estimativa do custo operacional PMSO da Usina Angra 3, no teste de *impairment* de dezembro de 2015 e nos testes posteriores, com ajustes inflacionários e reduções por ganhos no custo de pessoal decorrentes dos planos de desligamentos.

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

Durante o ano de 2022 foram celebrados entre ENBPAR, nova controladora da ELETRONUCLEAR, e a ELETROBRAS, ainda uma acionista relevante mesmo após o processo de desestatização, Acordos de Acionista e de Investimentos. No âmbito do Acordo de Investimentos, as duas partes concordaram em cooperar com a ELETRONUCLEAR para a captação de novos recursos para conclusão da construção da Usina Angra 3. As obrigações assumidas pela ELETROBRAS antes de sua desestatização (garantias aos contratos de financiamentos para o projeto de Angra 3, como é o caso dos contratos com o BNDES e CEF) foram mantidas. Com relação à novas captações, as duas partes se comprometem a prestar as garantias necessárias na proporção do capital votante das duas no capital social da ELETRONUCLEAR.

Em fevereiro de 2022 foi assinado o contrato para realização das obras civis com o Consórcio formado pela Ferreira Guedes, Matricial e ADtranz. Entre as principais atividades a serem executadas nesta etapa da retomada da obra de Angra 3, está a conclusão da superestrutura de concreto do edifício do reator de Angra 3.

Em novembro de 2022 houve o reinício do processo de concretagem de Angra 3. O evento marcou a retomada das obras civis da usina. Desde a assinatura do contrato houve a mobilização para preparação do canteiro de obras, o que incluiu a montagem de uma central de concreto no local.

A despeito dos significativos avanços acima mencionados, para a realização do teste de recuperabilidade em dezembro de 2022, apesar de todos os parâmetros para o cálculo da tarifa de equilíbrio do projeto estarem disponíveis, a tarifa não é definida pela Companhia, sendo de responsabilidade do CNPE. Portanto, ainda resta pendente a homologação tarifária, que é de grande relevância para a estruturação do projeto.

A fundamentação da manutenção do saldo provisionado de *impairment* no montante de R\$ 4.508.764 é derivada substancialmente da carência da homologação da tarifa do empreendimento.

Seguem abaixo as posições de *impairment* no período:

	31/12/2022		31/12/2021	
	Geração	Total	Geração	Total
Imobilizado	(4.508.764)	(4.508.764)	(4.508.764)	(4.508.764)
Total	(4.508.764)	(4.508.764)	(4.508.764)	(4.508.764)

Prática contábil

A Companhia avalia periodicamente se há alguma indicação de que seus ativos não financeiros (Unidades Geradoras de Caixa - UGCs) tenham sofrido alguma perda por redução ao valor recuperável. Se houver tal indicação, o montante recuperável do ativo é estimado com a finalidade de mensurar o montante dessa perda.

Na avaliação do valor em uso, os fluxos de caixa futuros estimados são descontados ao valor presente por uma taxa que reflete uma avaliação atual de mercado e/ou custo de oportunidade da Companhia, do valor da moeda no tempo e dos riscos específicos do ativo para o qual a estimativa de fluxos de caixa futuros foi efetuada.

	31/12/2022			31/12/2021
	A vencer	Vencidos	Total	Total
Circulante				
Bens, materiais e Serviços:				
Fatura processada (a)	375.980	821.315	1.197.295	1.178.891
Varição cambial (b)	35.955	-	35.955	61.219
Provisão (c)	217.221	-	217.221	783
Total	629.156	821.315	1.450.471	1.240.893

- a) Cobranças em aberto junto aos fornecedores de materiais, equipamentos, combustível nuclear e serviços. Dos montantes vencidos, R\$ 255.463 já foram pagos em 2023.
- b) Estimativa de variação cambial na quitação dos pagamentos em aberto.
- c) Provisão de serviços executados não faturados no exercício.

Prática contábil

São reconhecidas as obrigações relacionadas com encargos de uso da rede elétrica, e compras de bens, mercadorias (material, combustível nuclear e etc.) e de serviços. A rubrica de fornecedores é mensurada a custo amortizado, os passivos são baixados mediante a liquidação do título e as variações cambiais/monetárias são reconhecidas no resultado financeiro.

NOTA 20 – EMPRÉSTIMOS E FINANCIAMENTOS

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

	31/12/2022		
	Taxa Efetiva	Circulante	Não Circulante
ANGRAS 1 e 2:			
ELETROBRAS - RGR ECF 2278/ ECF 2507/ ECF 2579	5,00%	37.787	96.575
FURNAS - Instrumento de Confissão de Dívida	7,85%	40.805	238.026
SANTANDER - LTO Angra 1	4,78%	21.563	81.829
ANGRA 3:			
ELETROBRAS - RGR- ECF 2878	5,00%	34.254	418.450
BNDES - Nº 10.2.2032.1 - Subcréditos A e B	7,73%	154.981	3.100.495
CEF - Nº 0410.351-27/13	6,50%	125.045	2.782.808
Total		414.435	6.718.183

	31/12/2021		
	Taxa Efetiva	Circulante	Não Circulante
ANGRAS 1 e 2:			
ELETROBRAS - RGR ECF 2278/ ECF 2507/ ECF 2579	5,00%	34.161	130.736
FURNAS - Instrumento de Confissão de Dívida	7,90%	38.531	263.295
ANGRA 3:			
ELETROBRAS - RGR- ECF 2878	5,00%	29.713	448.163
BNDES - Nº 10.2.2032.1 - Subcréditos A e B	6,47%	143.057	3.221.505
BNDES - Nº 10.2.2032.1 - Subcrédito D	2,80%	2.290	-
CEF - Nº 0410.351-27/13	6,50%	118.490	2.894.786
Total		366.242	6.958.485

a) Aplicações nas Usina Angra 1

Tratam-se de financiamentos captados com a Eletrobras para diversas etapas de melhoramentos da Usina Angra 1, para a troca dos geradores de vapor, a troca da tampa do vaso de pressão do reator e para o capital de giro da Companhia.

Em garantia dos compromissos assumidos com a Eletrobras, 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, possa receber diretamente os valores em atraso.

A ELETRONUCLEAR firmou, em 08 de junho de 2022, o *"Credit Agreement"*, no valor de USD 22,2 milhões, com o Banco Santander S.A., com garantia do *US Exim Bank* e contragarantia da Eletrobras, para financiar o *Engineering Multiplier Program – EMP*, que abrange estudos de viabilidade e serviços de pré engenharia a serem executados pela *Westinghouse* no âmbito do Programa de Extensão de Vida Útil de Angra 1 – LTO (*Long Term Operation*) para viabilizar a continuidade operacional da usina por mais 20 anos, considerando que em dezembro de 2024 a atual licença de operação concedida pela CNEN vai se expirar. A solicitação de renovação já foi encaminhada ao órgão regulador em outubro de 2019 e a companhia aguarda resposta ao mesmo tempo que toma as medidas cabíveis para que a renovação seja aceita. A primeira liberação de recurso do *"Credit Agreement"* ocorreu em 09 de setembro de 2022, no valor de USD 14,1 milhões. A segunda liberação de recurso ocorreu em 15 de dezembro de 2022, no montante de USD 5,45 milhões.

b) Aplicações na Usina Angra 3

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

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 foi obrigada a pagar uma Comissão de Renegociação por cada uma destes aditamentos, no valor de 0,5% do saldo devedor. O montante em débito, acrescido de IOF, foi incorporado ao saldo devedor do contrato original, na forma dos Subcréditos C e D, com prazo de pagamento de 54 parcelas, após um prazo de carência de 6 meses. O Subcrédito C começou a ser amortizado em 15 de fevereiro de 2017, enquanto o Subcrédito D teve sua amortização iniciada em 16 de novembro de 2017.

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

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

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

Em 10 de Maio de 2022, a ELETRONUCLEAR recebeu comunicação formal do BNDES, por meio da carta 042/2022 - BNDES AE/DEENE1, em resposta ao pedido encaminhado pela Companhia em 25 de março de 2022, autorizando a prorrogação do prazo (de 15 de junho de 2022 para 15 de junho de 2024) para o cumprimento pela ELETRONUCLEAR da obrigação do preenchimento da Conta Reserva com o saldo equivalente à soma das últimas 3 (três) prestações de amortização, juros e demais acessórios do Contrato de Financiamento Mediante Abertura de crédito nº 10.2.2023.1, conforme previsto na Cláusula de Garantia da Operação.

No mesmo documento enviado pelo BNDES, também houve autorização de prorrogação de prazos (de 01 de novembro de 2023 para 01 de outubro de 2026) para a apresentação da Autorização para a Utilização de Material Nuclear - AUMAN e (de 01 de janeiro de 2023 para 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, que se referem às obrigações da beneficiária previstas em Cláusula do Contrato de Financiamento Mediante Abertura de Crédito nº 10.2.2023.1 .

c) Confissão de Dívida

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

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

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

Em novembro de 2021, teve início do pagamento do serviço da dívida com a amortização de principal referente ao Instrumento Particular de Confissão de Dívida firmado com Furnas. O saldo da dívida em 31 de dezembro de 2022 totaliza o montante de R\$ 278.831.

20.1 - Movimentação dos empréstimos e financiamentos.

A movimentação apresentada a seguir compreende os exercícios findos em 31 de dezembro de 2022 e 2021.

Saldo inicial em 31 de dezembro de 2021	7.324.727
Captação	93.666
Juros, encargos, variações monetária incorridos	548.525
Juros pagos	(494.385)
Amortização do principal	(339.915)
Saldo final em 31 de dezembro de 2022	7.132.618

Saldo inicial em 31 de dezembro de 2020	7.611.771
Juros, encargos, variações monetária incorridos	508.427
Juros pagos	(478.130)
Amortização do principal	(317.341)
Saldo final em 31 de dezembro de 2021	7.324.727

Segue abaixo o fluxo de vencimento do saldo de empréstimos e financiamentos registrados em 31 de dezembro de 2022:

	2023	2024	2025	2026	2027	Após 2027	Total
Empréstimos	414.435	400.353	419.151	434.400	433.501	5.030.778	7.132.618

20.2 – Obrigações Assumidas – Covenants

A ELETRONUCLEAR possui cláusulas de *covenants* em alguns de seus contratos de empréstimos, financiamentos e debêntures. Os principais *covenants* são referentes a: apresentar demonstrações financeiras e 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 STN posição dos créditos empenhados no Contrato de Contragarantia junto à União; no caso de FURNAS, 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 não conformidade em 2022.

Prática contábil

Os empréstimos e financiamentos são reconhecidos inicialmente pelo valor justo menos os custos de transação diretamente atribuíveis, e subsequentemente mensurados ao custo amortizado, utilizando o método dos juros efetivos. Quando os seus termos contratuais são modificados e tal modificação não for substancial, seus saldos contábeis refletirão o valor presente dos seus fluxos de caixa sob os novos termos, utilizando a taxa de juros efetiva original. A diferença entre o saldo contábil do instrumento remensurado quando da modificação não substancial dos seus termos e seu saldo contábil imediatamente anterior a tal modificação é reconhecida como ganho ou perda no resultado do exercício. Quando tal modificação for substancial, o financiamento original é extinto e reconhecido um novo passivo financeiro, com impacto no resultado do exercício.

NOTA 21 – TRIBUTOS A RECOLHER

	31/12/2022	31/12/2021
Passivo circulante		
I.R.P.J. Parcelamento	-	1.273
IR - Encargos Dívida	379	1.046
IRRF - Folha de pagamento	-	4.504
ISS sobre importação e outros	2.522	2.200
ICMS	(1.449)	929
COSIRF	33.860	10.736
Outros tributos retidos na fonte	31.171	29.608
INSS	5.507	4.203
IPTU Acordo Angra	-	-
PASEP e COFINS	43.253	38.579
PASEP e COFINS - Diferidos	3.347	3.347
FGTS	4.973	3.881
CIDE s/serviços no exterior	7.292	10.342
Taxas de importação e outros	-	(38)
IRRF S/JCP e Atualiz. Monet de Dividendos	326	-
Recolhimento Impostos e Taxas	2	2
Total	131.183	110.612
Passivo não circulante		
I.R.P.J. Parcelamento	-	212
Total	-	212

NOTA 22 – OBRIGAÇÕES ESTIMADAS

	31/12/2022	31/12/2021
Passivo Circulante		
Provisão IR e CSLL sobre lucro Real	77.785	-
Provisão e gratificação de férias	57.508	34.224
Encargos sociais sobre provisões de férias	27.699	19.019
Encargos sobre honorários	151	279
Total	163.143	53.522

Prática contábil

Os pagamentos de benefícios tais como salário ou férias, bem como os respectivos encargos trabalhistas incidentes sobre estes benefícios são reconhecidos mensalmente no resultado, respeitando o regime de competência.

NOTA 23 – ENCARGOS SETORIAIS

	31/12/2022	31/12/2021
Passivo Circulante		
Quota RGR	44.638	8.545
Taxa de Fiscalização Aneel	782	690
Total	45.420	9.235

Prática contábil

Os encargos setoriais são reconhecidos como obrigações a recolher, derivadas dos encargos estabelecidos em lei e são registrados na rubrica de passivo circulante de acordo com a competência.

NOTA 24 – 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.

24.1 – Provisões

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

	31/12/2022	31/12/2021
Não Circulante		
Ambientais	2.767	2.742
Cíveis	10.079	9.170
Trabalhistas	182.369	191.533
Tributárias	7.454	7.446
Total	202.669	210.891

Estas contingências tiveram a seguinte evolução:

Saldo em 31 de dezembro de 2021	210.891
Constituição de provisões	7.550
Reversão de provisões	(15.001)
Atualização Monetária	(771)
Saldo em 31 de dezembro de 2022	202.669

Saldo em 31 de dezembro de 2020	244.718
Constituição de provisões	32.526
Reversão de provisões	(50.667)
Atualização Monetária	(15.686)
Saldo em 31 de dezembro de 2021	210.891

A movimentação da constituição 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 2022 com relação às informações divulgadas no exercício de 2021.

24.2 – Cauções e Depósitos Vinculados a Processos Prováveis

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

	31/12/2022	31/12/2021
Cíveis	81	73
Trabalhistas	42.399	40.752
Tributárias	13.366	13.350
Total	55.846	54.175

24.3 – Passivos Contingentes

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

	31/12/2022	31/12/2021
Ambientais	283.452	280.215
Cíveis	252.458	242.622
Trabalhistas	716.621	660.119
Tributárias	1.808	659
Total	1.254.339	1.183.615

Dentre as ações de causas possíveis e prováveis e que apresentam valores avaliados com perda superiores a 1% da Receita Operacional Líquida ou seja, acima de R\$ 39.633, destacam-se:

1. AMBIENTAL - AÇÃO CIVIL PÚBLICA - Processo nº 5000859-28.2020.4.02.5111	
Instância/Juízo	
Partes no processo	POLO ATIVO: Ministério Público Federal POLO PASSIVO: ELETRONUCLEAR S.A e outros
Valores, bens ou direitos envolvidos	R\$ 241.042
Objeto	ACP proposta pelo Ministério Público Federal em face da ELETRONUCLEAR, COMISSÃO NACIONAL DE ENERGIA NUCLEAR-CNEN e INSTITUTO BRASILEIRO DO MEIO AMBIENTE E DOS RECURSOS NATURAIS RENOVÁVEIS - IBAMA objetivando a declaração de nulidade das licenças concedidas à 1ª RÉ para o desenvolvimento da UNIDADE DE ARMAZENAMENTO COMPLEMENTAR A SECO - UAS da Central Nuclear Almirante Álvaro Alberto – CNAAA. Em 21.01.2021: Apresentação de contestação pela ELETRONUCLEAR. Realizada audiência em 03.02.2021, sem acordo. Em 18.02.2021, a

	<p>liminar que impedia a transferência dos elementos combustíveis usados para a UAS foi revogada. Em primeira instância, os autos foram encaminhados para saneamento. Em segunda instância, houve a apresentação de agravo de instrumento contra a decisão de revogação da liminar por associação ambiental. Em 23.04.2021, o recurso foi respondido pela ELETRONUCLEAR. Em 05.03.23, em decisão favorável à ETN, o TRF entendeu que o agravo de instrumento não foi interposto pela parte vencida, pelo terceiro prejudicado, nem pelo Ministério Público, como determina o art. 996 do CPC/2015, mas pelo amicus curiae, assim admitido nos termos da decisão proferida no Evento 118 dos autos principais, razão pela qual não se revela admissível o recurso.</p>
Expectativa de perda	Possível

2. 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\$ 165.668/IMAGEM
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 16.05.18. Réplica pela AG em 10.08.18.</p> <p>Despacho do juiz determinando às partes que especifiquem as provas a serem produzidas. Em 07.01.2020, 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 27.01.2020, a Andrade ofereceu embargos de declaração requerendo o acolhimento do seu recurso para que a ação movida pela ELETRONUCLEAR em face da AG seja suspensa alegando que a ação que move contra a ELETRONUCLEAR é prejudicial àquela. Em 17.12.2020: Despacho Saneador. Determinação de prova pericial.</p> <p>Iniciada a fase pericial. Em 22/12/2022, foi juntada petição da Caixa Econômica Federal informando que fez a transferência de valores referentes aos honorários periciais da Swot Global Consulting, determinada pelo juízo em despacho do dia 14/12/2022.</p> <p>Desde 28/02/2023, o processo se encontra concluso para despacho.</p>
Expectativa de perda	Possível

3. 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 POLO PASSIVO: ELETRONUCLEAR S.A

Valores, bens ou direitos envolvidos	R\$ 624.300
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 Eletrobras Eletronuclear, ao explicitar que: [1] a decisão em fase de liquidação/execução que estabelece direito à incorporação da URP/1989 na remuneração dos substituídos ofende a decisão já transitada em julgado; [2] o valor exigido com base na decisão transitada em julgado, ou seja, o pagamento da URP relativa apenas ao mês de fevereiro de 1989, já foi adimplido, por conta da existência de Acordo Coletivo pactuado em 1989, entre as partes da presente ação judicial, cujo conteúdo trata especificadamente da quitação da URP/1989. No momento há laudo emitido pelo perito do Juízo.</p> <p>Em 30/11/2022, a juíza determinou a renovação da intimação do perito para se manifestar sobre os cálculos da liquidação, visando prolação de decisão de embargos à execução e impugnação à sentença de liquidação opostos anteriormente.</p> <p>FASE ATUAL:</p> <p>- Em 24.11.2017 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 16.03.2018, 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 19.07.19 foi publicada decisão para a Companhia pagar honorários do perito do Juízo, o que já foi realizado. Em 04/12/2019 foram opostos embargos de declaração pela Eletronuclear. Em 19/08/2021, 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 empresa (opostos em 2019). Na sequência, a Eletronuclear interpôs embargos à execução, ainda pendentes de julgamento.</p>

Prática contábil

As provisões são reconhecidas para obrigações presentes resultantes de eventos passados, cuja liquidação seja provável e que seja possível estimar os valores de forma confiável. O valor reconhecido como provisão é a melhor estimativa das considerações requeridas para liquidar a obrigação no final de cada período de relatório, considerando-se os riscos e as incertezas relativos à obrigação. Quando a provisão é mensurada com base nos fluxos de caixa estimados para liquidar a obrigação, seu valor contábil corresponde ao valor presente desses fluxos de caixa (em que o efeito do valor temporal do dinheiro é relevante).

As provisões para contingências judiciais são reconhecidas quando contingência representa uma provável saída de recursos para a liquidação das obrigações e os montantes envolvidos seriam mensuráveis com suficiente segurança, levando em conta a opinião dos assessores jurídicos, a natureza das ações, similaridade com processos anteriores, complexidade e o posicionamento de tribunais (jurisprudência).

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).

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 registrada no passivo da Companhia; enquanto que 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.

As tabelas abaixo apresentam a conciliação do valor presente das obrigações de benefício definido e do valor justo dos ativos com os valores registrados no balanço patrimonial para os benefícios previdenciários e para os demais benefícios pós-emprego. A seguir estão apresentados os resultados das obrigações com benefícios pós-emprego da Companhia.

Obrigações de benefício pós-emprego – valores reconhecidos no balanço patrimonial:

	31/12/2022	31/12/2021
Contrato de pactuação obrigação financeira	6.243	10.656
Provisão atuarial	332.451	886.243
Total das obrigações de benefício pós emprego	338.694	896.899
Circulante	5.330	4.783
Não Circulante	333.364	892.116
	338.694	896.899

a) Conciliação dos passivos dos planos de previdência e outros benefícios

Planos de benefícios definidos previdenciários – Valores reconhecidos no balanço patrimonial e demonstração do resultado do exercício:

a.1) Real Grandeza:

	2022	2021
Valor presente das obrigações atuariais parcial ou totalmente cobertas	1.941.491	2.016.816
Valor justo dos ativos do plano	(2.561.747)	(2.506.388)
Teto do ativo	620.256	489.572
Passivo/(Ativo) líquido	-	-
Custo de serviço corrente líquido	4.296	11.616
Custo de juros líquidos	(47.559)	31.226
Despesa/(Receita) atuarial reconhecida no exercício	(43.263)	42.842

a.2) Nucleos

	2022	2021
Valor presente das obrigações atuariais parcial ou totalmente cobertas	2.064.328	2.007.227
Valor justo dos ativos do plano	(1.756.248)	(1.157.701)
Teto do ativo	-	-
Passivo/(Ativo) líquido	308.080	849.526
Custo de serviço corrente líquido	19.983	12.458
Custo de juros líquidos	-	(1.418)
Despesa/(Receita) atuarial reconhecida no exercício	19.983	11.040

Outros benefícios pós-emprego – Valores reconhecidos no balanço patrimonial e na demonstração do resultado do exercício:

a.3) Saúde:

	2022	2021
Valor presente das obrigações atuariais parcial ou totalmente cobertas	23.843	21.219
Passivo/(Ativo) líquido	23.843	21.219
Custo de serviço corrente líquido	-	694
Custo de juros líquidos	2.000	1.043
Despesa/(Receita) atuarial reconhecida no exercício	2.000	1.737

a.4) PAE:

	2022	2021
Valor presente das obrigações atuariais parcial ou totalmente cobertas	526	14.471
Passivo/(Ativo) líquido	526	14.471
Custo de serviço corrente líquido	-	-
Custo de juros líquidos	831	505
Despesa/(Receita) atuarial reconhecida no exercício	831	505

a.4) PID:

	2022	2021
Valor presente das obrigações atuariais parcial ou totalmente cobertas	-	1.028
Passivo/(Ativo) líquido	-	1.028
Custo de serviço corrente líquido	-	-
Custo de juros líquidos	-	22
Despesa/(Receita) atuarial reconhecida no exercício	-	22

b) Divulgação de Benefícios Definidos Previdenciários

Resultados de benefícios definidos previdenciários – conciliação do valor presente das obrigações de benefício definido.

b.1) Real Grandeza:

	2022	2021
Valor das obrigações atuariais no início do ano	2.016.816	2.474.143
Custo de serviço corrente	4.296	11.616
Juros sobre a obrigação atuarial	187.915	159.417
Benefícios pagos no ano	(148.180)	(132.803)
Contribuições Normais do Participante	3.097	2.625
(Ganhos) Perdas sobre as obrigações atuariais decorrentes de remensuração	(122.453)	(498.182)
Valor presente das obrigações atuariais ao final do ano	1.941.491	2.016.816

b.2) Nucleos:

	2022	2021
Valor das obrigações atuariais no início do ano	2.007.227	1.787.687
Custo de serviço corrente	19.983	12.457
Juros sobre a obrigação atuarial	189.209	125.370
Benefícios pagos no ano	(95.810)	(85.736)
Contribuições Normais do Participante	24.861	17.035
(Ganhos) Perdas sobre as obrigações atuariais decorrentes de remensuração	(81.142)	150.414
Valor presente das obrigações atuariais ao final do ano	2.064.328	2.007.227

Planos de benefícios definidos previdenciários – conciliação do valor justo dos ativos:

b.3) Real Grandeza:

	2022	2021
Valor justo dos ativos no início do ano	2.506.388	1.999.236
Benefícios pagos durante o exercício	(148.180)	(132.803)
Contribuições de participante vertidas durante o exercício	3.097	2.625
Contribuições do empregador vertidas durante o exercício	7.599	4.953
Rendimento esperado dos ativos no ano	(42.631)	504.185
Ganho sobre os ativos do plano (excluindo as receitas de juros)	235.474	128.192
Valor justo dos ativos ao final do ano	2.561.747	2.506.388

b.4) Nucleos:

	2022	2021
Valor justo dos ativos no início do ano	1.157.701	1.805.673
Benefícios pagos durante o exercício	(95.810)	(85.736)
Contribuições de participante vertidas durante o exercício	24.861	17.035
Contribuições do empregador vertidas durante o exercício	23.114	21.897
Rendimento esperado dos ativos no ano	537.198	(729.248)
Ganho sobre os ativos do plano (excluindo as receitas de juros)	109.184	128.081
Valor justo dos ativos ao final do ano	1.756.248	1.157.702

Resultados de benefícios definidos previdenciários – Montantes reconhecidos no resultado:

	2022	2021
Ganhos (perdas) atuariais reconhecidos no resultado do exercício - Real Grandeza	(3.205)	(44.930)
Ganhos (perdas) atuariais reconhecidos no resultado do exercício - Nucleos	(95.257)	(11.782)
Ganhos (perdas) atuariais reconhecidos no resultado do exercício - Saúde	(1.495)	(913)
Ganhos (perdas) atuariais reconhecidos no resultado do exercício - PAE	3.133	9.058
Ganhos (perdas) atuariais reconhecidos no resultado do exercício- PID	(73.709)	43.200
	(170.533)	(5.367)

Resultados de benefícios definidos previdenciários – Montantes reconhecidos em Outros Resultados Abrangentes:

	2022	2021
Ganhos (perdas) atuariais reconhecidos em ORA no exercício - Real Grandeza	(3.303)	512.795
Ganhos (perdas) atuariais reconhecidos em ORA no exercício - Nucleos	618.340	(860.383)
Ganhos (perdas) atuariais reconhecidos em ORA no exercício - Saúde	(1.130)	(3.963)
Ganhos (perdas) atuariais reconhecidos em ORA no exercício - PAE	10.812	(5.631)
Ganhos (perdas) atuariais reconhecidos em ORA no exercício - PID	74.737	(42.952)
Encargos e Var. Monetária Pactuação Obrigação Financeira com Fundação Real Grandeza	(1.029)	(1.937)
	698.427	(402.071)

c) Divulgação de Outros Benefícios Pós-Emprego

Resultados de outros benefícios pós-emprego – conciliação do valor presente das obrigações de benefício definido

c.1) Saúde:

	2022	2021
Valor das obrigações atuariais no início do ano	21.219	16.344
Custo de serviço corrente	-	694
Juros sobre a obrigação atuarial	2.000	1.043
Benefícios pagos no ano	(506)	(825)
(Ganhos) Perdas sobre as obrigações atuariais decorrentes de remensuração	1.130	3.963
Valor presente das obrigações atuariais ao final do ano	23.843	21.219

c.2) PAE:

	2022	2021
Valor das obrigações atuariais no início do ano	14.471	17.897
Custo de serviço corrente	-	-
Juros sobre a obrigação atuarial	831	505
Benefícios pagos no ano	(3.964)	(9.563)
(Ganhos) Perdas sobre as obrigações atuariais decorrentes de remensuração	(10.812)	5.632
Valor presente das obrigações atuariais ao final do ano	526	14.471

c.3) PID:

	2022	2021
Valor das obrigações atuariais no início do ano	1.028	1.276
Custo de serviço corrente	-	-
Juros sobre a obrigação atuarial	-	22
Benefícios pagos no ano		(43.222)
(Ganhos) Perda sobre as obrigações atuariais decorrentes de remensuração	(1.028)	42.952
Valor presente das obrigações atuariais ao final do ano	-	1.028

d) Hipóteses Atuariais e Econômicas

As premissas atuariais apresentadas abaixo foram utilizadas na determinação da obrigação de benefício definido e da despesa do exercício.

Hipóteses Econômicas		
Fundação Real Grandeza	2022	2021
Taxa de juros real de desconto atuarial anual	6,21%	5,42%
Projeção de aumento médio dos salários	1,00%	2,00%
Taxa média de inflação anual	5,31%	4,00%
Nucleos	2022	2021
Taxa de juros real de desconto atuarial anual	6,18%	5,43%
Projeção de aumento médio dos salários	1,80%	2,00%
Taxa média de inflação anual	5,31%	4,00%

Hipóteses Demográficas		
Fundação Real Grandeza	2022	2021
Taxa de rotatividade	Nula	0%
Tábua de mortalidade de ativos e inativos	AT-2000 Segregada por sexo	AT-2000 Segregada por sexo
Tábua de mortalidade de inválidos	AT 49 Basic Segregada por Sexo	AT 49 Basic Segregada por Sexo
Tábua de invalidez	Álvaro Vindas, Suavizada em 50%	Álvaro Vindas, Suavizada em 50%
Nucleos	2022	2021
Taxa de rotatividade	Experiência Núcleos 2021	Experiência Núcleos 2021
Tábua de mortalidade de ativos e inativos	AT 2000 Segregada por Sexo e Suavizada em 10%	AT 2000 Segregada por Sexo e Suavizada em 10%
Tábua de mortalidade de inválidos	MI 2006 Segregada por Sexo e Suavizada em 10%	MI 2006 Segregada por Sexo e Suavizada em 10%
Tábua de invalidez	TASA 1927	TASA 1927

A taxa global de retorno esperada corresponde à média ponderada dos retornos esperados das várias categorias de ativos do plano. A avaliação do retorno esperado realizada pela Administração tem como base as tendências históricas de retorno e previsões dos analistas de mercado para o ativo durante a vida da respectiva obrigação. O atual retorno dos ativos do plano REAL GRANDEZA foi perda de R\$ 42.631 em 31 de dezembro de 2022 (ganho de R\$ 504.185 em 31 de dezembro de 2021) e do plano NUCLEOS foi ganho de R\$ 537.198 em 31 de dezembro de 2022 (perda de R\$ 729.248 em 31 de dezembro de 2021).

f) Fluxo de pagamentos de benefícios esperado para os próximos anos:

Real Grandeza	2023	2024	2025	2026	2027 em diante	Total
Em 31 de dezembro de 2021	150.454	151.951	153.618	156.001	4.691.657	5.303.681
Nucleos	2023	2024	2025	2026	2027 em diante	Total
Em 31 de dezembro de 2021	118.514	123.035	126.991	129.806	5.667.175	6.165.521

g) Montantes incluídos no valor justo dos ativos dos planos

g.1) Real Grandeza:

Categoria de Ativo	2022	2021
Valores Disponíveis Imediatos	21	16
Realizáveis	26.296	10.456
Investimentos em Renda Fixa, Variável, Estruturados	2.466.981	2.425.327
Investimentos em Renda Variável		
Investimentos Imobiliários	68.491	86.852
Investimentos Estruturados		
Empréstimos e Financiamentos	24.912	29.328
Outros	28.447	3.897
Ativo Líquido Total	2.615.148	2.555.876
(-) Exigíveis Operacionais	(6.351)	(9.311)
(-) Exigíveis Contingenciais	(10.984)	(8.626)
(-) Fundos de Investimentos	-	(21.095)
(-) Fundos Administrativos	(12.173)	(10.456)
(-) Fundo para garantia de operações com participantes	(23.893)	
Total dos ativos	2.561.747	2.506.388

g.2) Nucleos:

Categoria de Ativo	2022	2021
Valores Disponíveis Imediatos	1.662	14
Realizáveis	12.008	5.012
Investimentos em Renda Fixa, Variável, Estruturados	1.708.452	1.140.693
Investimentos Imobiliários	24.406	15.804
Empréstimos e Financiamentos	7.868	4.974
Depósitos Judiciais	8	(3)
Outros	18.483	914
Ativo Líquido Total	1.772.887	1.167.408
(-) Exigíveis Operacionais	(5.119)	(2.876)
(-) Exigíveis Contingenciais	(573)	(408)
(-) Fundos de Investimentos	-	(1.411)
(-) Fundos Administrativos	(8.602)	(5.012)
(-) Fundo para garantia de operações com participantes	(2.345)	
Total dos ativos	1.756.248	1.157.701

Os valores justos dos instrumentos de capital e de dívida são determinados com base em preços de mercado cotados em mercados ativos enquanto os valores justos de investimentos imobiliários não são baseados em preços de mercado cotados em mercados ativos.

h) Efeitos da variação percentual nas premissas atuariais significativas

As premissas atuariais significativas para a determinação da obrigação definida são: taxa de desconto, aumento salarial, aumento nos custos médicos e mortalidade. As análises de sensibilidade a seguir foram determinadas com base em mudanças, razoavelmente, possíveis das respectivas premissas ocorridas no fim do período de relatório, mantendo-se todas as outras premissas constantes.

Plano de Benefício Definido REAL GRANDEZA

- Se a taxa de desconto fosse 1% mais alta (baixa), a obrigação de benefício definido teria redução de R\$ 154.327 (aumento de R\$ 167.997).

- Se o crescimento salarial fosse 1% mais alto (baixo), a obrigação de benefício definido teria aumento de R\$ 22.027 (redução de R\$ 23.676).

Plano de Benefício Definido NUCLEOS

- Se a taxa de desconto fosse 1% mais alta (baixa), a obrigação de benefício definido teria redução de R\$ 157.388 (aumento de R\$ 170.173).
- Se o crescimento salarial fosse 1% mais alto (baixo), a obrigação de benefício definido teria aumento de R\$ 19.121 (redução de R\$ 20.553).

Plano de Saúde

- Se a taxa de desconto fosse 1% mais alta (baixa), a obrigação de benefício definido teria redução de R\$ 1.818 (aumento de R\$ 1.966).
- Se os custos médicos fossem 1% mais altos (baixos), a obrigação de benefício definido teria aumento de R\$ 2.178 (redução de R\$ 1.814).

Plano de Incentivo de Desligamento – PAE

- Se a taxa de desconto fosse 1% mais alta (baixa), a obrigação de benefício definido teria redução de R\$ 40 (aumento de R\$ 43).
- Se os custos médicos fossem 1% mais altos (baixo), a obrigação de benefício definido teria aumento de R\$ 48 (redução de R\$ 40).

Prática contábil

Obrigações de aposentadoria

A Companhia patrocina planos de pensão, os quais são geralmente financiados por pagamentos a estes fundos de pensão, determinados por cálculos atuariais periódicos. A Companhia possui planos de benefício definido e, também, de contribuição definida. Nos planos de contribuição definida, a Companhia faz contribuições fixas a uma entidade separada. Adicionalmente, não tem obrigações legais nem construtivas de fazer contribuições, se o fundo não possuir ativos suficientes para pagar, a todos os empregados, os benefícios relacionados com os serviços prestados nos exercícios correntes e anteriores atrelados a essa modalidade de plano. Um plano de benefício definido é diferente de um plano de contribuição definida, visto que, em tais planos de benefício definido, é estabelecido um valor de benefício de aposentadoria que um empregado receberá em sua aposentadoria, normalmente dependente de um ou mais fatores, como idade, tempo de serviço e remuneração. Nesse tipo de plano, a Companhia tem a obrigação de honrar com o compromisso assumido, caso o fundo não possua ativos suficientes para pagar, a todos os empregados, os benefícios relacionados com os serviços prestados nos exercícios correntes e anteriores atrelados a essa modalidade de plano.

O passivo reconhecido no Balanço Patrimonial, com relação aos planos de benefício definido, é o valor presente da obrigação de benefício definido na data do balanço, menos o valor justo dos ativos do plano. A obrigação de benefício definido é calculada anualmente por atuários independentes, usando o método do crédito unitário projetado. O valor presente da obrigação de benefício definido é determinado mediante o desconto das saídas futuras estimadas de caixa.

As taxas de juros utilizadas nesse desconto são condizentes com os títulos de mercado, os quais são denominados na moeda em que os benefícios serão pagos e que tenham prazos de vencimento próximos daqueles da respectiva obrigação do plano de pensão.

Os ganhos e as perdas atuariais são decorrentes substancialmente de ajustes, nas mudanças das premissas atuariais e nos rendimentos dos ativos do plano, e são debitados ou creditados em outros resultados abrangentes.

Os custos de serviços passados são imediatamente reconhecidos no resultado no período de ocorrência de uma alteração do plano.

Com relação aos planos de contribuição definida, a Companhia efetua o pagamento das contribuições de forma obrigatória, contratual ou voluntária. A Companhia não tem qualquer obrigação adicional de pagamento depois que a contribuição é efetuada. As contribuições são reconhecidas como despesa de benefícios a empregados, quando devidas. As contribuições feitas antecipadamente são reconhecidas como um ativo na proporção em que um reembolso em dinheiro ou uma redução dos pagamentos futuros estiver disponível.

Outras obrigações pós-emprego

A Companhia oferece benefício de assistência médica pós-aposentadoria a seus empregados, além de seguro de vida para ativos e inativos. O direito a esses benefícios é, geralmente, condicionado à permanência do empregado no emprego até a idade de aposentadoria e a conclusão de um tempo mínimo de serviço, ou à sua invalidez enquanto funcionário ativo.

Os custos esperados desses benefícios são acumulados durante o período do emprego, dispondo da mesma metodologia contábil que é usada para os planos de pensão de benefício definido. Os ganhos e as perdas atuariais, decorrentes de ajustes com base na experiência e nas mudanças das premissas atuariais, são debitados ou creditados em outros resultados abrangentes, no período esperado de serviço remanescente dos funcionários. Essas obrigações são avaliadas, anualmente, por atuários independentes qualificados.

Benefícios de Rescisão

Os benefícios de rescisão são exigíveis quando o vínculo empregatício é encerrado antes da data normal de aposentadoria, ou sempre que um empregado aceitar a demissão voluntária em troca desses benefícios. A Companhia reconhece os benefícios de rescisão na primeira das seguintes datas: (i) quando a Companhia não mais puder retirar a oferta desses benefícios; e (ii) quando a Companhia reconhecer custos de reestruturação que estejam no escopo do CPC 25/IAS 37 e envolvam o pagamento de benefícios de rescisão. No caso de uma oferta efetuada para incentivar a demissão voluntária, os benefícios de rescisão são mensurados com base no número de empregados que, segundo se espera, aceitarão a oferta. Os benefícios que vencerem após 12 meses da data do balanço são descontados a valor presente.

NOTA 26 – OBRIGAÇÃO PARA DESMOBILIZAÇÃO DE ATIVOS

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 é considerado o custo total estimado para o descomissionamento e o cronograma de desembolsos, descontado a uma taxa que represente o risco do passivo para descomissionamento.

Em 2022, a Companhia atualizou as estimativas de custos relacionadas com as atividades de descomissionamento.

A provisão foi estimada a preços correntes e com base no fluxo de caixa projetado, utilizando uma taxa de desconto nominal média de 9,25% a.a., taxa formada pelo spread da NTN-B Principal na data de 29 de dezembro de 2022, com *maturity* mais próxima da próxima da data de início da atividade de cada rubrica, somado à inflação projetada, medida pelo Índice de Preços ao Consumidor Amplo - IPCA.

A estimativa custo para a realização do descomissionamento das Usinas Angra 1 e Angra 2 totaliza o montante de R\$ 7.510.423, sendo o ajuste a valor presente da obrigação para descomissionamento no montante de R\$ 4.858.866, perfazendo um reconhecimento da obrigação na data base de 31 de dezembro de 2022 no montante de R\$ 2.651.537 (R\$ 3.268.301 em 31 de dezembro de 2021).

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

Usinas	31/12/2022			31/12/2021
	Estimativa Total de Custo	Ajuste a Valor Presente	Estimativa a Valor Presente	Valor Presente
ANGRA 1	3.500.622	(1.886.551)	1.614.071	1.841.343
ANGRA 2	4.009.801	(2.972.335)	1.037.466	1.426.958
Total	7.510.423	(4.858.886)	2.651.537	3.268.301

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

O efeito líquido da movimentação da estimativa dos custos para desmobilização de ativos apresentado abaixo ocasionou a redução do saldo do ativo imobilizado no mesmo montante (nota 16):

Usinas	Movimentação da Obrigação para Desmobilização de Ativo a Valor Presente				
	Saldo 31/12/2021	Ajuste a Valor Presente	Revisão da Estimativa		Saldo 31/12/2022
			Estimativa Total de Custo	Ajuste a Valor Presente	
ANGRA 1	1.841.343	132.440	482.710	(842.422)	1.614.071
ANGRA 2	1.426.958	113.072	552.621	(1.055.185)	1.037.466
Total	3.268.301	245.512	1.035.331	(1.897.607)	2.651.537
Redução do Passivo Líquido em função da revisão da estimativa				(862.276)	

Prática contábil

O descomissionamento de usinas nucleares pode ser entendido como 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.

É premissa fundamental para a formação desse passivo para o descomissionamento, que o valor estimado para a sua realização deva ser atualizado ao longo da vida útil econômica das usinas, considerando os avanços tecnológicos, com o objetivo de alocar ao respectivo período de competência da operação os custos a serem incorridos com a desativação técnico-operacional das usinas.

Conforme previsto no pronunciamento IAS 37 – Provisões, Passivos Contingentes e Ativos Contingentes (equivalente ao CPC 25), é constituída provisão ao longo do tempo de vida útil econômica de usinas termonucleares. O objetivo de tal provisão é alocar ao respectivo período de operação os custos a serem incorridos com sua desativação técnico-operacional, ao término da sua vida útil, estimada em quarenta anos.

Nos termos do Pronunciamento Técnico 27 e ICPC 12, do Comitê de Pronunciamentos Contábeis, a Companhia contabilizou no Ativo Imobilizado, em contrapartida ao Passivo Não Circulante, os valores das estimativas aprovadas.

O custo total estimado é descontado a valor presente, com base em taxa que represente o custo de capital da Companhia e registrado no Imobilizado, em contrapartida à obrigação para desmobilização de ativos.

A Companhia revisa anualmente os valores da provisão do passivo para descomissionamento.

Mensurada pelo valor presente dos gastos e classificada no passivo não circulante, essa provisão destina-se ao custeio dos gastos com a desmobilização das usinas nucleares, quais sejam: o desmantelamento e a descontaminação dos materiais, equipamentos e instalações, os quais incorrerão no término da vida útil econômica das usinas, tendo como contrapartida o imobilizado.

NOTA 27 – ADIANTAMENTO PARA FUTURO AUMENTO DE CAPITAL - AFAC

A Companhia apresenta no passivo não circulante, valores correspondentes a AFAC, conforme movimentação abaixo:

Saldo em 31 de dezembro de 2020	1.070.064
Adições	2.447.464
Atualização monetária	49.673
Saldo em 31 de dezembro de 2021	3.567.201
Atualização monetária	132.372
Incorporação	(3.665.520)
Pagamento	(34.053)
Saldo em 31 de dezembro de 2022	-

Houve registro de variação monetária nos valores de R\$ 3.331 no mês de abril, R\$ 4.151 em maio e R\$ 2.507 em junho de 2022, referentes à 1ª liberação do Contrato de AFAC nº ECF-3387/20, ocorrida em 26 de agosto de 2020. Houve também o registro de atualização monetária nos valores de R\$ 6.085 no mês de abril, R\$ 7.582 em maio e R\$ 4.579 em junho de 2022, referente à 2ª liberação do contrato nº ECF-3387/20, que ocorreu em 7 de dezembro de 2020. Adicionalmente, ocorreu registro de atualização monetária nos valores de R\$ 62.734 no mês de abril, R\$ 9.002 em maio e R\$ 5.681 em junho de 2022, referente à 3ª liberação do contrato, ocorrido em 26 de março de 2021.

Com a reestruturação societária da ELETRONUCLEAR aprovada na 102ª AGE e cuja eficácia estava condicionada à liquidação da oferta de ações para desestatização da Eletrobras, ocorrida em 17 de junho de 2022, houve a capitalização de R\$ 3.665.520. Do valor total capitalizado por meio de subscrição de ações pela Eletrobras, o montante de R\$ 3.529.309 era referente ao saldo de AFAC na posição de 30.09.2021, conforme aprovado na 102ª AGE, e R\$ 136.211 referentes à correção monetária líquida de Imposto de Renda - IR sobre os AFACs, apurada a partir de 30 de setembro de 2021 até a data da efetiva liquidação de oferta de ações da Eletrobras em 17 de junho de 2022, e que não estavam previstos para serem capitalizados, mas assim o foram em função de encontro de contas referentes a obrigações (correção monetária sobre os AFACs) e direitos (aporte da Eletrobras tendo em vista a diferença entre o valor da subscrição de capital social

dos dividendos prioritários e o valor líquido destes dividendos pagos pela ELETRONUCLEAR) firmado e aprovado em Diretoria Executiva por ELETRONUCLEAR e Eletrobras.

Prática contábil

Adiantamentos de recursos recebidos e destinados a aporte de capital concedidos em caráter irrevogável. São classificados como passivo não circulante quando a totalidade das condições de capitalização, principalmente tipo e quantidade de ações ainda não foram definidas e são reconhecidos inicialmente pelo valor justo e subsequentemente atualizados pelo indexador estabelecido contratualmente.

NOTA 28 – 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 2021	9.539
Novos contratos/Remensurações	94.116
Juros Incorridos	3.321
Pagamentos	(30.125)
Saldo final em 31 de dezembro 2022	76.851

Saldo inicial em 31 de dezembro 2020	31.998
Juros Incorridos	1.740
Pagamentos	(24.199)
Saldo final em 31 de dezembro de 2021	9.539

	31/12/2022	31/12/2021
Circulante	25.411	6.327
Não Circulante	51.440	3.212
Total	76.851	9.539

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

	31/12/2022
2024	24.724
2025	21.157
2026	5.038
2027	521
Total	51.440

Os aluguéis fixos e variáveis relacionados a contratos de baixo valor, bem com os contratos com prazos inferiores a 12 meses, foram os seguintes para os exercícios findos em 31 de dezembro de 2022 e 31 de dezembro de 2021, respectivamente:

	31/12/2022	31/12/2021
Arrendamentos de curto prazo	40.240	16.303

Prática contábil

A Companhia reconhece os passivos de arrendamentos mensurados pelo valor presente dos pagamentos dos arrendamentos sem refletir a inflação futura projetada. Os pagamentos são descontados pela taxa incremental sobre empréstimos da companhia, visto que as taxas de juros implícitas nos contratos de arrendamento com terceiros normalmente não podem ser prontamente determinadas.

Remensurações refletem alterações oriundas de índices ou taxas contratuais, bem como nos prazos dos arrendamentos devido a novas expectativas de prorrogações ou rescisões do arrendamento (com correspondente ajuste no direito de uso relacionado). As remensurações são reconhecidas no passivo de arrendamento como ajuste ao ativo de direito de uso.

Os juros e outras despesas financeiras são reconhecidos na demonstração do resultado durante o período do arrendamento, para produzir uma taxa periódica constante de juros sobre o saldo remanescente do passivo para cada período, enquanto os pagamentos reduzem o seu valor contábil. O direito de uso adquirido por meio de arrendamento financeiro está classificado no Ativo Não Circulante sendo depreciado pelo prazo do arrendamento.

NOTA 29 – RESSARCIMENTO DE CLIENTE

	31/12/2022	31/12/2021
Passivo Circulante		
Ressarcimento 2020	-	22.259
Ressarcimento 2022	151.026	-
Total	151.026	22.259
Não Circulante		
Ressarcimento 2022	13.730	-
	13.730	-
Total	164.756	22.259

O Ressarcimento em 2022 foi registrado em decorrência de a energia fornecida ter sido menor que a energia garantida para o exercício. Ele corresponde à quantidade de energia entregue a menor valorado ao máximo entre o Preço de

Liquidação das Diferenças - PLD médio do ano de 2022 (R\$ 59,05/MWh) de referência e a tarifa fixa (R\$ 349,15/MWh), expressa em reais por Megawatt-hora (R\$/MWh). Esse montante deverá ser ressarcido a todas concessionárias, permissionárias ou autorizadas de serviço público de distribuição do Sistema Interligado Nacional – SIN, em parcelas duodecimais a partir de fevereiro de 2023.

Prática contábil

As contas de obrigações de ressarcimento a clientes representam valores a serem restituídos às distribuidoras quando, em um exercício, é verificado que o montante da energia fornecida foi inferior ao montante da energia contratada/garantida para o mesmo período. O valor, apurado em cada competência pela Comercialização de Energia Elétrica - CCEE, é ressarcido no ano seguinte, a partir do mês de fevereiro, em doze parcelas iguais e sucessivas, conforme estabelecido no Art.27, parágrafos 3º ao 6º, da Resolução Normativa Aneel 530/2012.

NOTA 30 – PATRIMÔNIO LÍQUIDO

O capital social da Companhia, em 31 de dezembro de 2022, após o processo de reestruturação societária e conforme descrito na nota 28.1 a seguir, é de R\$ 15.493.956 (R\$ 8.493.036 em 31 de dezembro de 2021) e suas ações são nominativas e não têm valor nominal, sendo as ordinárias com direito a voto.

As ações preferenciais não se podem converter em ações ordinárias e terão, como preferência, prioridade no reembolso do capital, sem direito a prêmio.

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

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

ACIONISTA	31/12/2022					
	ORDINÁRIAS		PREFERENCIAIS		CAPITAL TOTAL	
	QUANTIDADE	%	QUANTIDADE	%	QUANTIDADE	%
Empresa Brasileira de Part. - ENBPar	141.916.224.437	64,10	-	-	141.916.224.437	32,05
Centrais Elétr. Brasil. S.A - ELETROBRAS	79.488.849.747	35,90	221.396.242.535	99,99	300.885.092.282	67,95
Depto de Águas E.Elétrica Est.SP - DAEE	5.960.026	0,00	7.405.548	0,00	13.365.574	0,00
LIGHT - Serviços de Eletricidade S.A.	-	-	5.058.993	0,00	5.058.993	0,00
Outros	1.176.930	0,00	3.504.063	0,00	4.680.993	0,00
Total	221.412.211.140	100,00	221.412.211.139	100,00	442.824.422.279	100,00

ACIONISTA	31/12/2021					
	ORDINÁRIAS		PREFERENCIAIS		CAPITAL TOTAL	
	QUANTIDADE	%	QUANTIDADE	%	QUANTIDADE	%
Centrais Elétr. Brasil. S.A - ELETROBRAS	37.651.029.535	99,98	10.528.730.390	99,85	48.179.759.925	99,95
Depto de Águas E.Elétrica Est.SP - DAEE	5.960.026	0,02	7.405.548	0,07	13.365.574	0,03
LIGHT - Serviços de Eletricidade S.A.	-	0,00	5.058.993	0,05	5.058.993	0,01
Outros	1.176.930	0,00	3.504.063	0,03	4.680.993	0,01
Total	37.658.166.491	100,00	10.544.698.994	100,00	48.202.865.485	100,00

30.1 - Reestruturação Societária

A Lei nº 14.182/2021 condicionou a desestatização da Eletrobras à reestruturação societária para manter sob o controle, direto ou indireto da União, empresas, instalações e participações, detidas ou gerenciadas pela Eletrobras, especificamente ELETRONUCLEAR e Itaipu Binacional. Desta forma, o Decreto nº 10.791/2021 criou a Empresa Brasileira de Participações em Energia Nuclear e Binacional S.A. – ENBPar que tem por finalidade, além de outras, manter sob o controle da União a operação de usinas nucleares e manter a titularidade do capital social e a aquisição dos serviços de eletricidade da Itaipu Binacional.

Ressalta-se que, conforme disposto no artigo 177 da Constituição Federal, é monopólio da União a pesquisa, a lavra, o enriquecimento, o reprocessamento, a industrialização e o comércio de minérios e minerais nucleares e seus derivados, com exceção dos radioisótopos cuja produção, comercialização e utilização podem ser autorizadas sob regime de permissão.

Anteriormente à conclusão da reestruturação societária, o capital social da Companhia era de R\$ 8.493.035.701,18 (oito bilhões, quatrocentos e noventa e três milhões, trinta e cinco mil, setecentos e um reais e dezoito centavos), dividido em 37.658.166.491 (trinta e sete bilhões, seiscentos e cinquenta e oito milhões, cento e sessenta e seis mil, quatrocentas e noventa e uma) ações ordinárias e 10.544.698.994 (dez bilhões, quinhentos e quarenta e quatro milhões, seiscentas e noventa e oito mil, novecentas e noventa e quatro) ações preferenciais, todas nominativas e sem valor nominal.

A Eletrobras, anteriormente à conclusão da reestruturação societária, era a controladora da Companhia, sendo titular de 37.651.029.535 (trinta e sete bilhões, seiscentos e cinquenta e um milhões, vinte e nove mil, quinhentas e trinta e cinco) ações ordinárias e 10.528.730.390 (dez bilhões, quinhentos e vinte e oito milhões, setecentas e trinta mil, trezentas e noventa) ações preferenciais de emissão da Companhia, representativas, no total, de 99,95% (noventa e nove inteiros e noventa e cinco centésimos percentuais) do capital social da Companhia.

Assim, era condição para a Desestatização que o controle da Companhia deixasse de ser detido pela Eletrobras e passasse a ser detido diretamente pela União ou por sociedade por ela controlada.

O detalhamento da modalidade operacional, ajustes e condições para a Desestatização, incluindo a reestruturação relacionada à Companhia, foi aprovado pelo Conselho do Programa de Parcerias de Investimentos, por meio da Resolução nº 203, de 19 de outubro de 2021, e da Resolução nº 221, de 29 de dezembro de 2021 (“Resoluções CPPI”).

As Resoluções CPPI aprovaram, entre outros, os seguintes ajustes e condições relacionados à reestruturação envolvendo a Companhia:

I - realização, pela Eletrobras, de aportes no valor de R\$ 1.417.464.016,00 (um bilhão, quatrocentos e dezessete milhões, quatrocentos e sessenta e quatro mil e dezesseis reais) na Companhia, por meio de novos adiantamentos para futuro aumento de capital entre outubro de 2021 e janeiro de 2022, para posterior integralização de capital a que se refere a alínea "b" do item III abaixo;

II - emissão, pela Companhia, de 308.443.302.951 (trezentos e oito bilhões, quatrocentos e quarenta e três milhões, trezentas e duas mil, novecentas e cinquenta e uma) novas ações ordinárias, pelo preço total de emissão de R\$ 7.606.963.647,84 (sete bilhões, seiscentos e seis milhões, novecentos e sessenta e três mil, seiscentos e quarenta e sete reais e oitenta e quatro centavos), e 86.367.502.441 (oitenta e seis bilhões, trezentos e sessenta e sete milhões, quinhentas e duas mil, quatrocentas e quarenta e uma) novas ações preferenciais, no valor total de R\$ 2.130.033.121,60 (dois bilhões, cento e trinta milhões, trinta e três mil, cento e vinte e um reais e sessenta centavos) (em conjunto, “Novas Ações”), sendo que, do valor total da emissão, R\$ 2.704.317.107,98 (dois bilhões, setecentos e quatro milhões, trezentos e dezessete mil, cento e sete reais e noventa e oito centavos) serão destinados à formação de reserva de capital a ser utilizada para o pagamento da totalidade dos dividendos mínimos acumulados das ações preferenciais de emissão da Companhia, nos termos do disposto no item VI abaixo, enquanto o valor remanescente será destinado à conta de capital social;

III - subscrição, pela Eletrobras, de parte das Novas Ações, sendo 166.379.229.311 (cento e sessenta e seis bilhões, trezentos e setenta e nove milhões, duzentas e vinte e nove mil, trezentas e onze) ações ordinárias e 86.326.103.046 (oitenta e seis bilhões, trezentos e vinte e seis milhões, cento e três mil e quarenta e seis) ações preferenciais, pelo preço

total de emissão de R\$ 6.232.329.437,73 (seis bilhões, duzentos e trinta e dois milhões, trezentos e vinte e nove mil, quatrocentos e trinta e sete reais e setenta e três centavos) (em conjunto, "Novas Ações Eletrobras"), devendo a respectiva integralização ocorrer na data de liquidação da Oferta, sendo:

- a) R\$ 2.698.927.439,83 (dois bilhões, seiscentos e noventa e oito milhões, novecentos e vinte e sete mil, quatrocentos e trinta e nove reais e oitenta e três centavos), utilizando-se prioritariamente os créditos relativos aos dividendos prioritários acumulados contra a Companhia, nos termos do item VI abaixo;
- b) R\$ 3.529.308.617,02 (três bilhões, quinhentos e vinte e nove milhões, trezentos e oito mil, seiscentos e dezessete reais e dois centavos) prioritariamente mediante a capitalização de adiantamentos para futuro aumento de capital realizados pela Eletrobras na Companhia até janeiro de 2022, e
- c) em moeda corrente nacional, com relação ao valor remanescente.

IV - cessão, pela Eletrobras à Empresa Brasileira de Participações em Energia Nuclear e Binacional S.A. – ENBPar ("ENBPar"), a título gratuito, do direito de preferência de subscrição de parte das Novas Ações, em volume equivalente a R\$ 3.500.000.000,00 (três bilhões e quinhentos milhões de reais), correspondente a 141.916.224.437 (cento e quarenta e um bilhões, novecentos e dezesseis milhões, duzentas e vinte e quatro mil, quatrocentas e trinta e sete) ações ordinárias ("Novas Ações ENBPar");

V - exercício, pela ENBPar, do direito de preferência de subscrição das Novas Ações ENBPar a ela cedido nos termos do item IV acima, devendo a integralização ocorrer na data da liquidação da Oferta, em moeda corrente nacional;

VI - declaração, pela Companhia, da totalidade dos dividendos mínimos atribuídos às ações preferenciais, a serem pagos à conta de reserva de capital, acumulados até a realização da alteração estatutária prevista no item VII abaixo;

VII - modificação dos direitos das ações preferenciais de emissão da Companhia, extinguindo o direito a dividendos mínimos cumulativos e o direito de voto em deliberações relativas à modificação do Estatuto Social da Companhia, e passando a conferir prioridade no reembolso de capital;

VIII - aprovação, pela Assembleia Geral da Companhia, de programa de conversão facultativa de ações preferenciais de sua emissão em ações preferenciais, à razão de 1:1, respeitado o limite previsto no §2º do art. 15 da Lei nº 6.404, de 1976, já considerando para este fim a efetivação da subscrição das Novas Ações;

IX - adesão, pela Eletrobras, ao programa de conversão facultativa referido no item VIII acima, abrangendo o maior volume de ações ordinárias detidas pela Eletrobras possível, respeitado o limite aplicável;

As condições acima exigidas por meio das "Resoluções CPPI" foram objeto de aprovação em assembleia dos acionistas da Companhia ocorridas nas respectivas datas de 23.03.2022 e 31.03.2022, tendo a vigência e/ou eficácia das deliberações relacionadas à Desestatização condicionadas à implementação e liquidação da Oferta da Eletrobras, a qual foi concluída em 17.06.2022.

Com a eficácia das alterações aprovadas em assembleia de acionistas e a confirmação de que a ENBPar e Eletrobras subscreveram e integralizaram suas ações, bem como a Eletrobras ainda autorizou a conversão de ações nos exatos termos das Resoluções CPPI, a ENBPar passou a deter a maioria do capital votante e, portanto, o controle societário da Companhia. Ressalta-se que nenhum outro acionista exerceu seu direito de subscrever ações e/ou solicitar a conversão de ações.

Abaixo, o detalhamento dos componentes impactados pela reestruturação societária no âmbito da desestatização da Eletrobras:

O controle societário detido pela Eletrobras na ELETRONUCLEAR foi transferido para a ENBPar mediante as seguintes operações: (i) integralização mediante aporte de capital no montante de R\$ 3.500.000 realizado pela ENBPar; (ii) subscrição de capital, pela Eletrobras, no montante de R\$ 6.232.330 (já integralizados R\$ 6.203.941), demonstrado no quadro abaixo; e (iii) adesão pela Eletrobras ao programa de conversão facultativa das ações ordinárias (ON) em preferenciais (PN) na proporção de 1:1. A Eletrobras converteu 124.541.409 ações ON em PN.

Integralização de capital social da Eletrobras na ELETRONUCLEAR	
Integralização do AFAC	3.665.520
Capitalização dos dividendos a Pagar	2.483.898
Aporte de caixa e equivalentes de caixa	54.523
Total de capital social integralizado	6.203.941
Total de capital social subscrito	(6.232.329)
Total de capital social a integralizar	(28.388)

Integralização de capital social da ENBPar na ELETRONUCLEAR	
Aporte de caixa e equivalentes de caixa	3.500.000
Total de capital social integralizado	3.500.000

Prática contábil

O capital social da Companhia está representado pelas ações ordinárias e preferenciais integralizadas e é classificado no patrimônio líquido.

Outros resultados abrangentes

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

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

NOTA 31 – RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA

	31/12/2022	31/12/2021
Suprimento de Energia Elétrica:		
Receita	4.672.326	3.424.500
Ressarcimento	(164.755)	-
	<u>4.507.571</u>	<u>3.424.500</u>
Outras receitas		
	7.888	450
	<u>7.888</u>	<u>450</u>
(-) Deduções à Receita Operacional		
(-)Pis/PASEP e Cofins		
	(416.950)	(317.268)
(-) Encargos setoriais		
	(135.227)	(102.735)
	<u>(552.177)</u>	<u>(420.003)</u>
Receita operacional líquida	<u><u>3.963.282</u></u>	<u><u>3.004.947</u></u>

Suprimento de energia elétrica

O suprimento líquido de energia elétrica das Usinas Nucleares Angra 1 e 2 de 13.332.208 MWh* no exercício findo em 31 de dezembro de 2022 (13.461.670 MWh* em dezembro de 2021), corresponde a uma receita de R\$ 4.507.571 (R\$ 3.424.500 em 31 de dezembro de 2021).

A receita fixa do exercício de 2022, no montante de R\$ 4.672.327 - foi definida pela Resolução Homologatória Aneel nº 3.002 de 14 de dezembro de 2021. E a receita fixa do exercício de 2021, no montante de R\$ 3.424.500, pela Resolução Homologatória nº 2.821 de 15 de dezembro de 2020.

a) Modalidade de comercialização

Com a regulamentação da Aneel para o dispositivo do art.11, da Lei 12.111/2009, mediante as edições em 21 de dezembro de 2012, da Resolução Normativa nº 1.009, da Resolução Homologatória nº 1.405 e da Resolução Homologatória nº 1.407, a partir de 01 de janeiro de 2013 a receita decorrente da geração das Usinas Angra 1 e 2 passa a ser rateada entre todas as concessionárias, permissionárias ou autorizadas de serviço público de distribuição do Sistema Interligado Nacional – SIN.

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 revisado pelo auditor independente*

Prática contábil

Reconhecimento de receita

O CPC 47/IFRS 15 estabeleceu um novo conceito para o reconhecimento de receita, substituindo o CPC 30/IAS 18 Receita, o CPC 17/IAS 11 Contratos de Construção e as interpretações relacionadas a partir de 1º de janeiro de 2018.

A norma estabelece um modelo de cinco etapas, sendo elas, (1) identificação do contrato, (2) identificação das obrigações de desempenho separadas nos contratos, (3) determinação do preço da transação, (4) alocação do preço de transação às obrigações de desempenho separadas e (5) reconhecimento da receita, para determinar quando reconhecer a receita, e por qual valor. O modelo especifica que a receita deve ser reconhecida quando (ou conforme) uma entidade transfere o controle de bens ou serviços para os clientes, pelo valor que a entidade espera ter direito a receber. Dependendo se determinados critérios são cumpridos, a receita é reconhecida:

- Com o passar do tempo, de uma forma a refletir o desempenho da entidade da melhor maneira possível; ou
- Em um determinado momento, quando o controle do bem ou serviço é transferido para o cliente.

A receita da Companhia compreende o valor justo da contraprestação recebida ou a receber pela comercialização de energia no curso normal de suas atividades. A receita proveniente da venda da geração de energia é registrada com base na energia assegurada e com tarifas especificadas nos termos do contrato de fornecimento.

NOTA 32 – CUSTOS E DESPESAS OPERACIONAIS

	31/12/2022			31/12/2021		
	Custos	Despesas	Total	Custos	Despesas	Total
Encargos de uso da rede de transmissão	(162.896)	-	(162.896)	(137.165)	-	(137.165)
Encargos de uso do sistema de distribuição	(50.450)	-	(50.450)	(48.024)	-	(48.024)
Pessoal	(537.770)	(318.012)	(855.782)	(450.808)	(291.124)	(741.932)
Pessoal - plano médico incentivo desligamento	-	7.877	7.877	-	9.411	9.411
Material	(109.701)	(8.291)	(117.992)	(51.264)	(4.185)	(55.449)
Serviços de terceiros	(312.104)	(189.081)	(501.185)	(239.377)	(168.872)	(408.249)
Depreciação e amortização	(574.608)	(5.409)	(580.017)	(606.867)	(9.508)	(616.375)
Depreciação direito de uso - IFRS 16	-	(14.580)	(14.580)	-	(21.799)	(21.799)
Combustível para produção de energia elétrica	(500.677)	-	(500.677)	(448.673)	-	(448.673)
Aluguéis	(5.055)	(15.782)	(20.837)	(4.400)	(11.903)	(16.303)
Provisões para risco	-	8.222	8.222	-	33.827	33.827
Provisões benefício pós emprego	-	(170.533)	(170.533)	-	(5.367)	(5.367)
Provisão de crédito de liquidação duvidosa	-	353	353	-	587	587
Provisão Perda Estoque Combustível	(33.309)	-	(33.309)	-	-	-
Outras provisões	-	-	-	-	(23)	(23)
Tributos	(8.067)	(40.610)	(48.677)	(2.125)	(27.159)	(29.284)
Seguros	(32.081)	(3.836)	(35.917)	(29.572)	(3.795)	(33.367)
Recuperação de Despesa	-	2.444	2.444	5	34	39
Anuidade e contribuições	(7.666)	(1.216)	(8.882)	(9.516)	(522)	(10.038)
Comunicação	(518)	(1.730)	(2.248)	(404)	(1.868)	(2.272)
Luz e força	(13)	(7.524)	(7.537)	(7)	(6.646)	(6.653)
Condenações Judiciais	-	(8.353)	(8.353)	-	(1.782)	(1.782)
Contribuições CCEE/ONS	(1.528)	-	(1.528)	(1.208)	-	(1.208)
Perda Operacional - Baixa de Elemento Combustível	(44.911)	-	(44.911)	(252.354)	-	(252.354)
Outros	(3.183)	(33.363)	(36.546)	(860)	(6.986)	(7.846)
Total	(2.384.537)	(799.424)	(3.183.961)	(2.282.619)	(517.680)	(2.800.299)

NOTA 33 – RESULTADO FINANCEIRO

	31/12/2022	31/12/2021
Receitas Financeiras		
Rendimento sobre títulos e valores mobiliários de curto prazo	244.113	17.272
Ganho sobre títulos e valores mobiliários de LP para descomissionamento - (Nota 8)	205.873	78.680
Outras receitas financeiras	14.210	3.243
	<u>464.196</u>	<u>99.195</u>
Despesas financeiras		
Encargos sobre financiamentos	(497.300)	(478.335)
Perda sobre títulos e valores mobiliários de LP para descomissionamento - (Nota 8)	(67.845)	-
Ajuste a valor presente da obrigação para desmobilização de ativos	(245.513)	(228.289)
Ajuste a valor presente da obrigação com arrendamento mercantil IFRS 16	(3.321)	(1.740)
Outras despesas financeiras	(44.904)	(7.003)
	<u>(858.883)</u>	<u>(715.367)</u>
Itens financeiros, líquidos		
Variações monetárias	(172.670)	(80.130)
Variações cambiais	71.087	(18.520)
	<u>(101.583)</u>	<u>(98.650)</u>
Resultado Financeiro	<u>(496.270)</u>	<u>(714.822)</u>

Prática Contábil

As transações em moeda estrangeira são convertidas para a moeda funcional utilizando a taxa de câmbio vigente na data das transações. Os ganhos e as perdas cambiais resultantes da conversão pela taxa de câmbio do fim do período são reconhecidos no resultado como despesa ou receita financeira.

São registrados também os juros dos passivos de arrendamentos, os efeitos dos encargos dos títulos de dívidas sobre empréstimos, financiamentos, e os ganhos e perdas referentes às aplicações financeiras. Maiores informações sobre as práticas contábeis das transações citadas podem ser observadas nas respectivas notas explicativas.

NOTA 34 – 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 compradas pela Companhia e mantidas como ações em tesouraria. O resultado por ação básico e diluído são iguais por não haver fatores de diluição.

	31/12/2022	31/12/2021
Numerador		
Lucro (Prejuízo) atribuído aos acionistas	29.822	(530.255)
Lucro (Prejuízo) do Período	<u>29.822</u>	<u>(530.255)</u>
Denominador		
Média ponderada de número de ações	259.763.866.766	48.202.865.485
Resultado por ação básico e diluído (R\$)	<u>0,000115</u>	<u>(0,011000)</u>

NOTA 35 – INSTRUMENTOS FINANCEIROS E GESTÃO DE RISCOS

35.1- Gestão do Risco de Capital

Condizente com outras 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 20, 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 através da soma do patrimônio líquido, conforme demonstrado no balanço patrimonial consolidado, com a dívida líquida.

	31/12/2022	31/12/2021
Total dos empréstimos e financiamentos	7.132.618	7.324.727
(-) Caixa e Equivalentes de Caixa	(32.471)	(10.514)
(-) Títulos e Valores Mobiliários	(2.754.126)	(711.714)
Exposição líquida	4.346.021	6.602.499
(+) Total do Patrimônio Líquido	10.299.251	2.570.082
Total do Capital	14.645.272	9.172.581
Índice de Alavancagem Financeira	30%	72%

35.2 – 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 usando o método da taxa efetiva de juros. As perdas por *impairment* são apresentadas em uma conta separada na demonstração do resultado.

Ativos financeiros ao valor justo por meio de resultado

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

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

Passivos financeiros

São classificados como "Passivos financeiros ao custo amortizado".

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

	Nível	31/12/2022	31/12/2021
ATIVOS FINANCEIROS			
Custo amortizado		579.727	361.893
Clientes		480.215	285.375
Depósitos Judiciais		67.041	66.004
Caixa e equivalentes de caixa		32.471	10.514
Valor justo por meio do resultado		5.315.400	2.767.427
Títulos e Valores Mobiliários	2	5.315.400	2.767.427
PASSIVOS FINANCEIROS			
Custo amortizado		8.824.696	12.164.619
Fornecedores		1.450.471	1.240.893
Financiamentos e Empréstimos		7.132.618	7.324.727
Adiantamento para Futuro Aumento de Capital		-	3.567.201
Ressarcimento Cliente - Desvio Negativo		164.756	22.259
Arrendamentos		76.851	9.539

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 que esses preços ou técnicas de avaliação são amparados por um mercado pequeno ou inexistente, não observável ou líquido. Nesse nível a estimativa do valor justo torna-se altamente subjetiva.

35.3 - Gestão de Riscos Financeiros

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

Para a gestão de riscos financeiros, a Companhia definiu políticas e estratégias operacionais e financeiras, aprovadas por comitês internos e pela Administração, que visam conferir liquidez, segurança e rentabilidade a seus ativos e manter os níveis de endividamento e perfil da dívida definidos para 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:

35.3.1 - Risco de taxa de câmbio

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

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

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

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

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

PREMISSAS ADOTADAS	
Moeda	* Tx. de câmbio
Euro	5,54
Dólar Americano	5,25

ANÁLISE DE SENSIBILIDADE FORNECEDOR EM 31 DE DEZEMBRO DE 2022			
Moeda	Valor	Valor (R\$)	Ganho/perda estimados até 31/12/2023 (R\$)
Euro	(43.989)	(244.992)	1.487
Dólar Americano	(35.760)	(186.585)	(1.155)
TOTAL		(431.577)	332

*Projeção baseada no relatório FOCUS de 24.02.2023.

35.3.2 - Risco de taxa de juros

A Administração da ELETRONUCLEAR entende que a exposição a risco 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 elevada para 7,20% a.a. para o quarto trimestre de 2022. 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 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 46% da dívida total da ELETRONUCLEAR está indexada à TJLP. No caso da dívida com taxas pré-fixadas, esse montante representa cerca de 41% do total. A dívida que está indexada à UFIR, que está congelada, representa cerca de 8% do total.

Outra fração de aproximadamente 4% do total da dívida da ELETRONUCLEAR está indexada ao Índice de Preços ao Consumidor Amplo - IPCA. Com a liquidação do Subcrédito D do BNDES não há mais nenhuma dívida indexada à taxa SELIC.

A ELETRONUCLEAR firmou, em 08 de junho de 2022, o "Credit Agreement", no valor de USD 22,2 milhões (nota 17), com o Banco Santander S.A., representando aproximadamente 1,06% da dívida total da ELETRONUCLEAR. A taxa contratual SOFR TERM6M foi cotada em 3,42% para a data de liberação do primeiro desembolso, ocorrido em 9 de setembro de 2022. Para o segundo desembolso, ocorrido em 15 de dezembro do mesmo ano, a taxa fixada foi de 4,53%. Conforme cláusula contratual, será com esta taxa acrescida do spread fixo de 1,05% a.a. que será calculado os juros a serem pagos na primeira prestação contratual, somando então uma taxa de 4,47% para este desembolso.

Segue, abaixo, a exposição total do risco de juros dos Financiamentos e Empréstimos:

	Moeda	Indexador	Taxa Efetiva	31/12/2022		31/12/2021	
				Principal	Juros *	Principal	Juros *
ANGRAS 1 e 2:							
ELETROBRAS - RGR - ECF 2278 / ECF 2507 / ECF 2579	R\$	UFIR	5,00%	134.362	18.324	164.897	28.771
FURNAS - Instrumento de Confissão de Dívida	R\$	IPCA	7,85%	278.831	77.733	301.826	96.309
SANTANDER - Credit Agreement LTO - A1	USD	TERM SOFR 6M	4,78%	103.392	15.752	-	-
ANGRA 3:							
ELETROBRAS - RGR - ECF 2878	R\$	UFIR	5,00%	452.704	186.921	477.876	212.456
BNDES - Nº 10.2.2032.1 - Subcréditos A e B	R\$	TJLP	7,73%	3.255.476	2.040.170	3.364.562	2.143.882
BNDES - Nº 10.2.2032.1 - Subcrédito D	R\$	SELIC	2,80%	-	-	2.290	13
CEF - Nº 0410.351-27/13	R\$	Sem indexador	6,50%	2.907.853	1.706.272	3.013.276	1.898.165
Total				7.132.618	4.045.172	7.324.727	4.379.596

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

a) Indexadores nacionais:

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

		Saldo em 31/12/2022	Efeito no resultado		
			Cenário I - Provável 2022 ¹	Cenário II (+25%) ¹	Cenário III (+50%) ¹
IPCA	Empréstimos e financiamentos	(278.831)	(28.233)	(31.499)	(34.761)
	Impacto no resultado	(278.831)	(28.233)	(31.499)	(34.761)
TJLP	Empréstimos e financiamentos	(3.255.476)	(281.246)	(340.256)	(399.593)
	Impacto no resultado	(3.255.476)	(281.246)	(340.256)	(399.593)
TERM SOFR 6M	Empréstimos e financiamentos	(103.392)	(4.656)	(5.216)	(5.776)
	Impacto no resultado	(103.392)	(4.656)	(5.216)	(5.776)
Impacto no resultado dos índices			(314.136)	(376.971)	(440.130)
(!) Premissas adotadas:		31/12/2022	Provável	+25%	+50%
	IPCA	5,79%	5,74%	7,18%	8,61%
	TJLP	7,20%	7,37%	9,21%	11,06%
	TERM SOFR 6M	4,78%	4,82%	6,03%	7,24%

35.3.3 - Risco de crédito

Risco de crédito é o risco de a Companhia incorrer em perdas financeiras decorrentes de um cliente ou de uma contraparte em um instrumento financeiro que falhe ao cumprir com suas obrigações contratuais. 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 do 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 na quitação desse faturamento, face à atividade de administração financeira estar sob o controle da CCEE, que possui autonomia sobre os recursos reservados pelas distribuidoras para esse fim.

A receita fixa das Usinas Angra 1 e 2 é regulada pela Agência Nacional de Energia Elétrica - Aneel, através do modelo do Procedimento de Regulação Tarifária - PRORET: Módulo 6, Submódulo 6.7, com reajustes anuais e revisões quinquenais. A receita fixa para o ano de 2022 foi definida pela Resolução Homologatória nº 3.002 de 14 de dezembro de 2021 - DOU 21 de dezembro de 2021, no montante de R\$ 4.672.327.

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, evidencia que, apesar de o faturamento ser repassado pela CCEE, o risco de crédito final é da ELETRONUCLEAR.

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

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

	31/12/2022	31/12/2021
Caixa e equivalentes de Caixa	32.471	10.514
Clientes - Venda de Energia	480.215	285.375
Títulos e Valores Mobiliários	5.315.400	2.767.427
Total	5.828.086	3.063.316

Abaixo, apresentamos relação de clientes em 31 de dezembro de 2022:

	Concessionária	Faturamento	Atraso em dias
1	AMAZONAS DISTRIBUIDORA DE ENERGIA S. A.	8.994	0
2	AMPLA ENERGIA E SERVIÇOS S. A.	14.123	0
3	CELESC DISTRIBUIÇÃO S. A.	22.978	0
4	CELG DISTRIBUIÇÃO S. A.	17.326	0
5	CEMIG DISTRIBUIÇÃO S. A.	37.508	0
6	CENTRAIS ELÉTRICAS DE CARAZINHO S. A.	233	0
7	COMPANHIA CAMPOLARGUENSE DE ENERGIA	446	0
8	COMPANHIA DE ELETRICIDADE DO AMAPÁ	1.566	0
9	COMPANHIA DE ELETRICIDADE DO ESTADO DA BAHIA	24.397	0
10	COMPANHIA ENERGÉTICA DE PERNAMBUCO	15.710	0
11	COMPANHIA ENERGÉTICA DO CEARÁ	14.640	0
12	COMPANHIA ENERGÉTICA DO RIO GRANDE DO NORTE	6.669	0
13	COMPANHIA ESTADUAL DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA	10.327	0
14	COMPANHIA HIDROELÉTRICA SÃO PATRÍCIO	167	0
15	COMPANHIA JAGUARI DE ENERGIA (CPFL JAGUARI)	518	0
16	COMPANHIA JAGUARI DE ENERGIA (CPFL LESTE PAULISTA)	421	0
17	COMPANHIA JAGUARI DE ENERGIA (CPFL MOCOCA SE)	324	0
18	COMPANHIA JAGUARI DE ENERGIA (CPFL SANTA CRUZ)	572	0
19	COMPANHIA JAGUARI DE ENERGIA (CPFL SUL PAULISTA)	1.383	0
20	COMPANHIA PAULISTA DE FORÇA E LUZ	30.602	0
21	COMPANHIA PIRATININGA DE FORÇA E LUZ	12.531	0
22	COMPANHIA SUL SERGIPANA DE ELETRICIDADE	604	0
23	COOP DE ELET RURAL DE ITAÍ PARANAPANEMA AVARÉ LTDA.	179	0
24	COOPERATIVA ALIANÇA	252	0
25	COOPERATIVA DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA SALTO DONNER	14	0
26	COOPERATIVA DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ENTRE RIOS LTDA.	106	0
27	COOPERATIVA DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA TEUTÔNIA	556	0
28	COOPERATIVA DE DISTRIBUIÇÃO E GERAÇÃO DE ENERGIA DAS MISSÕES	144	0
29	COOPERATIVA DE ELETRICIDADE DE PRAIA GRANDE	64	0
29	COOPERATIVA DE ELETRICIDADE DE SÃO LUDGERO	238	0
31	COOPERATIVA DE ELETRICIDADE JACINTO MACHADO	39	0
32	COOPERATIVA DE ELETRIFICAÇÃO ANITA GARIBALDI	96	0
33	COOPERATIVA DE ELETRIFICAÇÃO DE BRAÇO DO NORTE	196	0
34	COOPERATIVA DE ELETRIFICAÇÃO DE IBIÚNA E REGIÃO	107	0
35	COOPERATIVA DE ELETRIFICAÇÃO E DESENVOLVIMENTO DA REGIÃO DE ITU MAIRINQUE	53	0
36	COOPERATIVA DE ELETRIFICAÇÃO E DESENVOLVIMENTO DA REGIÃO DE MOGI MIRIM	257	0
37	COOPERATIVA DE ENERGIZAÇÃO E DE DESENVOLVIMENTO DO VALE DO MOGI	52	0
38	COOPERATIVA REGIONAL DE ELETRIFICAÇÃO RURAL DO ALTO URUGUAI	83	0
39	COOPERATIVA REGIONAL DE ENERGIA E DESENVOLVIMENTO IJUÍ LTDA.	170	0
40	COOPERATIVA REGIONAL DE ENERGIA TAQUARI JACUÍ	155	0
41	COOPERATIVA REGIONAL SUL DE ELETRIFICAÇÃO RURAL	65	0
42	COOPERLUZ - COOPERATIVA DISTRIBUIDORA DE ENERGIA FRONTEIRA NOROESTE	88	0
43	COPEL DISTRIBUIÇÃO S. A.	33.330	0
44	COPREL COOPERATIVA DE ENERGIA	574	0
45	CRELUZ - COOPERATIVA DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA	133	0
46	DEPARTAMENTO MUNICIPAL DE ENERGIA DE IJUÍ	197	0
47	DISTRIBUIDORA CATARINENSE DE ENERGIA ELÉTRICA LTDA.	287	0
48	DME DISTRIBUIÇÃO S. A.	517	0
49	EDP ESPÍRITO SANTO DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA S. A.	9.965	0
50	EDP SÃO PAULO DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA S. A.	12.826	0
51	ELEKTRO REDES S. A.	17.130	0
52	ELETROPAULO METROPOLITANA ELETRICIDADE DE SÃO PAULO S. A.	50.509	0
53	EMPRESA LUZ E FORÇA SANTA MARIA S. A.	784	0
54	ENERGISA ACRE - DISTRIBUIDORA DE ENERGIA S. A.	1.344	0
55	ENERGISA BORBOREMA - DISTRIBUIDORA DE ENERGIA S. A.	870	0
56	ENERGISA MATO GROSSO - DISTRIBUIDORA DE ENERGIA S. A.	10.001	0
57	ENERGISA MATO GROSSO DO SUL S. A.	6.285	0
58	ENERGISA MINAS GERAIS - DISTRIBUIDORA DE ENERGIA S. A.	1.723	0
59	ENERGISA PARAÍBA - DISTRIBUIDORA DE ENERGIA S. A.	5.287	0
60	ENERGISA RONDÔNIA - DISTRIBUIDORA DE ENERGIA S. A.	4.213	0
61	ENERGISA SERGIPE - DISTRIBUIDORA DE ENERGIA S. A.	3.456	0
62	ENERGISA SUL SUDESTE - DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA S. A. (ENERGISA BR)	1.088	0
63	ENERGISA SUL SUDESTE - DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA S. A. (ENERGISA NA)	853	0
64	ENERGISA SUL SUDESTE - DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA S. A. (ENERGISA SS)	1.680	0
65	ENERGISA SUL SUDESTE - DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA S. A. (ENERGISA VP)	1.310	0
66	ENERGISA TOCANTINS - DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA S. A.	3.057	0
67	EQUATORIAL ALAGOAS DISTRIBUIDORA DE ENERGIA S. A.	4.724	0
68	EQUATORIAL MARANHÃO DISTRIBUIDORA DE ENERGIA S. A.	8.543	0
69	EQUATORIAL PARÁ DISTRIBUIDORA DE ENERGIA S. A.	11.750	0
70	EQUATORIAL PIAUÍ DISTRIBUIDORA DE ENERGIA S. A.	4.667	0
71	FORÇA E LUZ CORONEL VIVIDA LTDA.	73	0
72	LIGHT SERVIÇOS DE ELETRICIDADE S. A.	29.599	0
73	MUXFELDT, MARIN & CIA. LTDA.	93	0
74	NEOENERGIA DISTRIBUIÇÃO BRASÍLIA S. A.	8.723	0
75	NOVA PALMA ENERGIA LTDA.	90	0
76	RGE SUL DISTRIBUIDORA DE ENERGIA S. A. (RGE SUL)	10.025	0
77	RGE SUL DISTRIBUIDORA DE ENERGIA S. A. (RGE DIST)	9.556	0
	Total	480.215	

35.3.4 - Risco de liquidez

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

Abaixo, apresentamos os principais indicadores de liquidez:

- a comparação entre os direitos realizáveis e as exigibilidades, de curto prazo, aponta um índice de liquidez corrente de 1,88 em 31 de dezembro de 2022 (1,01 em 31 de dezembro de 2021) e;
- a comparação entre os direitos realizáveis e as exigibilidades, de curto e de longo prazo, revela um índice de liquidez geral de 0,73 em 31 de dezembro de 2022 (0,33 em 31 de dezembro de 2021).

A administração da ELETRONUCLEAR entende que os riscos de liquidez corrente estão administrados. O índice de liquidez geral está afetado pelos financiamentos das obras da Usina Angra 3, cuja expectativa de entrada em operação, tem como cronograma o início de geração de receita a partir de julho de 2028 (nota 35.3.5 a seguir).

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

	31/12/2022				
	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	2.339.904	886.490	2.553.724	7.246.747	13.026.865
Empréstimos e financiamentos	864.022	861.766	2.527.108	7.246.747	11.499.643
Fornecedores	1.450.471	-	-	-	1.450.471
Arrendamentos	25.411	24.724	26.616	-	76.751
	31/12/2021				
	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	2.086.007	833.517	2.439.682	7.572.481	12.931.687
Empréstimos e financiamentos	838.787	830.305	2.439.682	7.572.481	11.681.255
Fornecedores	1.240.893	-	-	-	1.240.893
Arrendamentos	6.327	3.212	-	-	9.539

35.3.5 – Risco Operacional

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, 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.

Desde 2018, época em que ainda era subordinada ao Ministério de Ciência, Tecnologia, Inovações e Comunicações – MCTIC, a INB vem sofrendo expressivas reduções orçamentárias e severas limitações no Orçamento Fiscal da União, o que tem lhe causado fortes dificuldades para honrar seus compromissos, aí incluindo a aquisição de matéria-prima para a fabricação do combustível nuclear, seja urânio nacional ou importado.

Considerando os riscos de descontinuidade de operação das Usinas Angra 1 e 2, e também do compromisso e da importância que o suprimento de energia elétrica da Central Nuclear Almirante Álvaro Alberto – CNAEA tem no âmbito

do Sistema Interligado Nacional – SIN, a administração da ELETRONUCLEAR tem submetido esses riscos aos diversos órgãos a que está subordinada, no intuito de serem superadas estas ameaças de desabastecimento.

As Indústrias Nucleares do Brasil – INB, por questões legais, era considerada uma estatal dependente para fins de elaboração do orçamento da União. Nesse sentido, a INB vinha apontando que os valores aprovados em seu orçamento fiscal, ao qual vinha se submetendo, trazia riscos à manutenção de sua adimplência contratual para com a ELETRONUCLEAR, o que significa dizer, em última análise, e embora de probabilidade reduzida, numa eventual possibilidade de não fornecimento de insumos ao processo de geração de energia elétrica, que seriam os elementos combustíveis fabricados pela INB.

Como forma de superar estes entraves, a ELETRONUCLEAR e INB assinaram os novos contratos de fornecimento de elementos combustíveis em 24 de fevereiro de 2022, os quais abrangem 5 (cinco) recargas para cada uma das usinas atualmente em operação (Angra 1 e Angra 2) a partir de 2022.

Para solucionar as dificuldades orçamentárias da INB, seus gestores promoveram diversas ações junto às alçadas de governança competentes, estando nelas incluídas o Ministério de Minas e Energia – MME, o Ministério da Economia – ME e o TCU, com o intuito de tornar a INB independente do Tesouro, visto que, a partir de agora ela reunia condições fiscais sustentáveis para a sua eliminação da condição orçamentária de uma “estatal dependente”, o que garantiria a segurança de suas operações e, por consequência, o cumprimento de seu contrato para com a ELETRONUCLEAR, eliminando, assim, o risco de a INB não produzir as recargas contratadas pela ELETRONUCLEAR por restrições orçamentárias.

Em 13 de outubro de 2022 foi emitido o decreto 11.235 que autorizou o aumento do capital social da Empresa Brasileira de Participações em Energia Nuclear e Binacional S.A. – ENBPar por meio do aporte de todas as ações que a União detém no capital social da INB.

Com a reestruturação societária, a INB se torna uma estatal não dependente da União e, portanto, não receberá mais recursos financeiros do Tesouro Nacional para pagamento de despesas com pessoal, de custeio geral ou de capital. A alteração acionária trará maior autonomia orçamentária e financeira e mais eficiência na gestão do caixa da empresa. A INB terá maior flexibilidade para estabelecer parcerias com a iniciativa privada, pois a nova legislação permite que sejam feitos outros modelos de associação entre a empresa e parceiros privados para exploração de jazidas minerais que possuam minérios nucleares.

Em 2022, a INB entregou os elementos combustíveis para abastecimento dos reatores das Usinas Angra 1 e 2 durante as paradas para manutenção programadas, sendo a 18ª parada de Angra 2 ocorrida entre 12.06.2022 e 27.07.2022 e a 27ª parada de Angra 1 ocorrida entre 13.08.2022 e 22.09.2022.

Assim, a administração da ELETRONUCLEAR entende não haver aspectos de natureza operacional que possam indicar um risco de descontinuidade operacional das Usinas Angra 1 e 2.

Com o objetivo de caracterizar a situação atual de Angra 3 e as implicações da sua paralisação para a ELETRONUCLEAR e para o Sistema Eletrobras, a administração da Companhia vem conduzindo iniciativas para a implantação de um Plano de Ações visando o equacionamento das condições necessárias à plena retomada e conclusão do empreendimento.

Desde 2016, a ELETRONUCLEAR vem buscando assessoria de consultorias especializadas visando à conclusão de Angra 3. Foram elas:

- (i) Deloitte Consultores - Para auditar o status das obras civis e verificar irregularidades apresentadas pelo Tribunal de Contas da União - TCU por meio de Relatório de Fiscalização (TC n. 002.651/2015-7), bem como efetuar uma análise da estimativa dos custos relacionados ao cancelamento das obras de implantação da usina, bem como da estimativa de custos para sua conclusão - *Cost to Complete*, foi contratada a Deloitte Consultores. Foi analisada a procedência das constatações do TCU, bem como estudos de mecanismos de ajuizamentos de ações em ressarcimentos a eventuais prejuízos identificados. Já a orçamentação de Angra 3 foi estruturada em rubricas de diversas disciplinas e áreas

envolvidas na construção da obra. Foi desenvolvido um modelo econômico-financeiro para o cancelamento do projeto, contemplando as projeções financeiras na data base de 30 de junho de 2016. O custo total estimado de cancelamento da Usina Termonuclear - UTN Angra 3 considerou o custo de desmobilização das obras já existentes, a multa rescisória do contrato de comercialização e o custo financeiro de liquidação dos empréstimos vigentes;

- (ii) Alvarez & Marsal - Tomando como base os relatórios da Deloitte, foi contratada uma consultoria especializada na estruturação de empresas, com conhecimento na avaliação da construção e operação de usinas nucleares, a Alvarez & Marsal, para realizar os estudos econômico-financeiros necessários para viabilizar uma parceria que atenda questões operacionais e financeiras de acordo com a visão societária definida pela Companhia e assessorá-la no processo de retomada do empreendimento, incluindo assessoria no pleito de revisão tarifária de Angra 3 e a estruturação financeira e operacional com um parceiro, provavelmente internacional. Foram avaliados diversos cenários e modelos de negócio.
- (iii) Veirano Advogados – Para analisar a legalidade da possível estrutura societária do negócio e do ambiente regulatório dos cenários estudados pela Alvarez & Marsal, bem como do modelo de efetivação da parceria em avaliação, foi contratado a Veirano Advogados, uma consultoria jurídica especializada em direito societário, com vasta experiência no setor elétrico.

A conclusão das obras da Usina Angra 3 em condições sustentáveis depende de uma nova estruturação financeira, dado o montante de investimentos (custos diretos) ainda a realizar, da ordem de R\$ 21,0 bilhões (não auditado).

Atualmente, a ELETRONUCLEAR não possui garantias disponíveis para conseguir um novo empréstimo, visto que todos os seus ativos já estão comprometidos nos créditos existentes. Além disso, em outubro de 2017, expirou o *waiver* contratual do BNDES e em julho de 2018 terminou também o período de carência da CEF, passando a Companhia a ser obrigada a pagar também a parte relativa ao principal da dívida, além dos juros, comprometendo, fortemente, o seu caixa. Os pagamentos do serviço da dívida relativos ao contrato de financiamento com o BNDES foram suspensos durante o período de maio de 2020 a outubro de 2020, em função das medidas para mitigar os efeitos da pandemia da COVID-19, com a retomada dos pagamentos das obrigações no mês de novembro de 2020.

Uma das grandes questões que precisava ser sanada para que fosse possível prosseguir rumo à conclusão do empreendimento de Angra 3 era a revisão do valor, originalmente definido para a tarifa de Angra 3, de R\$ 237/MWh (vigente entre novembro de 2016 e outubro de 2017). Esse valor apresentava grande defasagem em relação ao necessário para tornar a operação da usina sustentável, bem como inviabilizava a renegociação com credores.

Para tentar solucionar essa questão, em 05 de junho de 2018, aconteceu a 3ª Reunião Extraordinária do Conselho Nacional de Política Energética - CNPE, na qual foi determinada a formação de um Grupo de Trabalho -GT liderado pelo MME, com a participação dos Ministérios do Planejamento e da Fazenda, da Empresa de Pesquisa Energética - EPE, da Eletrobras, da ELETRONUCLEAR e do Gabinete de Segurança Institucional - GSI, visando elaborar, em 60 dias, um documento propondo e justificando a revisão da tarifa de Angra 3 e as medidas necessárias para conclusão do projeto. A versão final do documento foi concluída em setembro de 2018.

Em 23 de outubro de 2018, foi publicada no DOU a Resolução nº 14 do CNPE, que estabelece condições iniciais para a viabilização de Angra 3, confirmando as decisões da 4ª Reunião Extraordinária do CNPE, ocorrida no dia 09 de outubro de 2018, que apreciou as considerações do referido Grupo de Trabalho. Tal resolução determinou a aprovação do valor de referência para o preço de energia de Angra 3, de R\$ 480,00/MWh (base julho de 2018), conforme calculado pela Empresa de pesquisa Energética - EPE, bem como remeter ao Conselho do Programa de Parceria de Investimento a avaliação dos três modelos propostos pelo Grupo de Trabalho para a viabilização de Angra 3 por meio de participação de investidor privado (societária, não societária e sociedade de propósito específico - SPE) e definição do modelo de negócio e processo competitivo mais adequados.

Essa revisão tarifária foi fundamental, pois, além de dar condições para a renegociação da dívida, restabeleceu a atratividade do projeto, fortalecendo o interesse dos eventuais parceiros.

Conforme orientação do Conselho de Programa de Parcerias de Investimentos - CPPI, a ELETRONUCLEAR realizou, em maio e junho de 2019, o processo de *Market Sounding* junto aos potenciais parceiros, detentores e proprietários de tecnologia de usinas nucleares à água pressurizada (PWR), com experiência em construção e comissionamento de usinas nucleares e atuação internacional no setor nuclear. Após convites e confirmações de interesse em participar desta etapa, as empresas que participaram deste processo foram: *Électricité de France* - EDF e Framatome (ambas da França), *Rosatom State Atomic Energy Corporation* (Rússia), *China Nacional Nuclear Corporation* - CNNC e *State Nuclear Power Technology* - SNPTC (ambas chinesas), *Korea Electric Power Corporation* - KEPCO (Coreia) e *Westinghouse* (EUA). Os potenciais parceiros enviaram seus questionamentos sobre o documento recebido e suas considerações sobre os modelos propostos, que foram apresentadas durante reuniões individuais com cada potencial parceiro interessado na viabilização de Angra 3. O relatório com os resultados do processo foi encaminhado à Eletrobras, MME e CPPI em julho de 2019. É importante ressaltar que grande parte dessas empresas já visitaram o sítio e estabeleceram Memorandos de Entendimento com a ELETRONUCLEAR para troca de informações sobre o Projeto.

Em 16 de julho de 2019, foi publicado o Decreto Presidencial nº 9915/2019 que qualificou Angra 3 no Programa de Parceria de Investimentos - PPI. O mesmo decreto criou um Comitê Interministerial para conduzir o processo de definição do modelo de negócio a ser efetivamente adotado. O Comitê é formado por representantes do Ministério de Minas e Energia, Ministério da Economia, do PPI e do Gabinete de Segurança Institucional da Presidência da República. O parágrafo único do artigo 2º do aludido decreto presidencial prevê que a ELETRONUCLEAR contrate estudos independentes para suportar a decisão final do CPPI, na seleção do modelo.

Em 25 de outubro de 2019, foi assinado o contrato com o BNDES para a estruturação do modelo jurídico, econômico e operacional junto à iniciativa privada para a construção, manutenção e exploração de Angra 3. O escopo do trabalho inclui a avaliação independente do trabalho de modelagem realizado pela ELETRONUCLEAR anteriormente, conjuntamente com a Alvarez & Marsal, e recomendação sobre modelo de negócios mais adequado a ser adotado para a conclusão de Angra 3, bem como estruturação, condução e conclusão do processo de seleção de um parceiro e dos atos contratuais decorrentes.

A minuta do relatório com os resultados da fase 1, com a indicação do modelo, foi entregue em janeiro de 2020.

Em 10 de junho de 2020, após validação do Comitê Interministerial, o modelo alternativo proposto no relatório final da primeira fase do trabalho realizado pelo BNDES, para a viabilização da retomada do empreendimento de Angra 3, foi aprovado em reunião do Conselho de Programa de Parcerias de Investimentos - CPPI, dando início à segunda fase do contrato no qual está prevista a estruturação do modelo proposto. O documento recomenda a contratação de uma empresa especializada por contrato de EPC - o que significa engenharia, gestão de compras e construção, na tradução do inglês - para terminar a obra, com base em avaliação independente feita pelo BNDES. Após a entrega do modelo proposto de retomada, o banco iniciou a fase seguinte, com o detalhamento do modelo selecionado. Nessa reunião, o CPPI também decidiu que, uma vez que a equalização do empreendimento não carece necessariamente de uma parceria nos moldes do programa do PPI, o projeto seja encaminhado ao Conselho Nacional de Política Energética - CNPE que fará o acompanhamento do trabalho elaborado pelo BNDES.

Apesar da decisão final pela contratação de uma empresa especialista para conclusão de Angra 3, o CPPI abriu espaço para a entrada de um sócio no empreendimento, afirmando que essa seria uma escolha estratégica da ELETRONUCLEAR. Caso a Companhia resolva efetivamente selecionar um parceiro, este teria participação minoritária pois a exploração da energia nuclear no Brasil é monopólio da União, segundo a Constituição. Grandes empresas da área nuclear já demonstraram interesse na conclusão de Angra 3.

Os trabalhos conduzidos pelo BNDES, atualmente em sua fase 2, concentram-se atualmente na realização da *Due Diligence* Técnico-Operacional pelo consórcio formado pelas empresas Tractebel Brasil, Tractebel Bélgica e Empresários Agrupados (Espanha), contratadas pelo BNDES. Os trabalhos tiveram início em julho de 2021 e a segunda revisão da versão final do relatório da fase 2 foi entregue. Também estão em curso a *Due Diligence* Jurídica, a *Due Diligence* Contábil-Patrimonial, a Avaliação Ambiental e do licenciamento nuclear e a Avaliação de Recursos Humanos e previdenciária. Além disso tiveram início os trabalhos da Assessoria Financeira. Adicionalmente, os seguintes serviços

técnicos especializados necessários à estruturação do modelo estão em fase de contratação pelo BNDES: Modelagem da reestruturação; Assessoria Jurídica; Assessoria de Comunicação; Outros Serviços Especializados.

O quadro abaixo apresenta o fluxo de ações para a viabilização da retomada e conclusão do empreendimento:



Em paralelo ao trabalho desenvolvido pelo BNDES, após as respectivas apresentações do relatório para o Conselho da Eletrobras e da ELETRONUCLEAR, foi solicitado um estudo adicional sobre riscos e alternativas caso a implementação do modelo proposto sofra atrasos em função de fatos não gerenciáveis pela empresa.

Em 17 de agosto de 2020, na esteira da aprovação pelo CPPI, em junho de 2020, do relatório do comitê interministerial sobre o modelo de negócios para concluir Angra 3, a Eletrobras aprovou o Plano de Aceleração da Linha Crítica do empreendimento, com a previsão de aporte na ELETRONUCLEAR, por meio de Adiantamentos para Futuro Aumento de Capital – AFAC, de cerca de R\$ 1.052.181 no ano de 2020 e de aproximadamente R\$ 2.447.464 em 2021, para viabilizar a retomada das obras de construção de Angra 3.

Os aportes iniciais aprovados no âmbito do Programa de Aceleração da Linha Crítica foram realizados pela Eletrobras na ELETRONUCLEAR por meio de Adiantamento para Futuro Aumento de Capital conforme o contrato ECF-3387, formalizado entre as partes em 05 de agosto de 2020 e já convertidos em capital conforme nota 27.

O principal objetivo do plano de aceleração é preservar a data de entrada em operação da usina, prevista para julho de 2028. O Plano de Aceleração ocorrerá paralelamente à execução da fase 2 do detalhamento do modelo selecionado pelo CPPI para conclusão de Angra 3 e não concorre com a solução para o projeto completo que vem sendo trabalhada pelo BNDES. Trata-se de uma ação corporativa com vistas a preservar o valor do empreendimento, sendo, portanto, complementar àquela.

Essa decisão foi suportada por diversos estudos, dentre os quais destacamos uma análise que demonstrou que esses investimentos não trazem quaisquer empecilhos ao eventual processo de capitalização da Eletrobras.

Entre as principais medidas que constam no Plano de Aceleração da Linha Crítica está a conclusão da superestrutura de concreto do edifício do reator de Angra 3 e o avanço de parte importante da montagem eletromecânica. Para viabilizar esse plano é necessária a contratação de uma empresa que será responsável por finalizar os projetos de engenharia e uma empreiteira para realizar as obras civis e a montagem eletromecânica.

Somam-se à lista de atividades para o retorno efetivo do projeto de Angra 3 a retomada de alguns contratos de fornecimento para o empreendimento que estavam suspensos ou paralisados, além do início do processo de licitação para contratação de novos fornecedores para atendimento das necessidades do empreendimento. Para tal foi firmado contrato com o escritório Veirano Advogados, que está auxiliando a Companhia no processo de retomada dos contratos

de fornecimento de Angra 3. Como consequência disso, contatos foram feitos com os fornecedores desses contratos, tendo-se iniciado o processo de renegociação caso a caso.

Em janeiro de 2021, houve aprovação do descontingenciamento dos recursos necessários para a ELETRONUCLEAR publicar o edital de contratação da obra civil de Angra 3. Em 25 de fevereiro de 2021, a ELETRONUCLEAR publicou, no DOU, o edital para contratação da empresa que retomará a obra civil de Angra 3 e realizará parte da montagem eletromecânica.

Em 29 de junho de 2021, foi realizada sessão pública para abertura das propostas da licitação para contratação da empresa responsável pela execução dos serviços de obras civis, no âmbito do Plano de Aceleração do Caminho Crítico. O licitante melhor classificado apresentou os documentos de habilitação para serem analisados.

Após análise e aprovação da documentação do licitante, o resultado foi divulgado em sessão pública realizada em 23 de julho de 2021, quando a ELETRONUCLEAR declarou o consórcio composto por Ferreira Guedes, Matricial e ADtranz vencedor da licitação. O lance vencedor significou deságio de aproximadamente 16% em relação ao valor de referência. Após o fim da fase recursal da licitação, as empresas vencedoras foram submetidas a uma avaliação de *compliance*, antes de o processo ser encaminhado para homologação.

A assinatura do contrato ficou pendente da aprovação do Conselho de Administração da Eletrobras. Para dar suporte à decisão, a ELETRONUCLEAR realizou um estudo atualizado da tarifa de equilíbrio de Angra 3, incluindo cenários e análise de sensibilidade. Para realização do estudo mencionado, foi firmado em setembro de 2021 um aditamento contratual específico com a consultora Alvarez & Marsal que apresentou os resultados para a ELETRONUCLEAR e para Eletrobras. Em 28 de janeiro de 2022, o Conselho de Administração da Eletrobras autorizou a assinatura do contrato com o consórcio composto por Ferreira Guedes, Matricial e ADtranz para realização das obras civis do Plano de Aceleração, contrato este já em fase de mobilização. Em ato contínuo, o contrato foi assinado em 9 de fevereiro de 2022. Será realizada outra licitação para contratar a empresa ou o consórcio que vai finalizar as obras civis e a montagem eletromecânica da usina.

Do ponto de vista legal e jurídico, em 01 de setembro de 2020, foi editada a Medida Provisória nº 998 de 2020 (DOU de 02 de setembro de 2020), que trazia diversos aspectos relevantes do Setor Elétrico Brasileiro e um artigo dedicado especificamente ao projeto de Angra 3, estabelecendo novos parâmetros para outorga da usina, além da autorização para celebração de um novo Contrato de Energia de Reserva - CER e, principalmente, definindo que o preço de venda da energia deverá garantir a viabilidade econômico-financeira do projeto. A referida MP foi aprovada na Câmara dos Deputados em 17 de dezembro de 2020 na forma de Projeto de Conversão de Lei – PLC nº 42/2020 e depois pelo Senado Federal em 04 de fevereiro de 2021.

Em 01 de março de 2021, o texto da MP 998/20 foi sancionado pelo Sr. Presidente da República e convertida na Lei 14.120/2021. A Lei estabelece um marco legal para diversas questões relacionadas ao empreendimento, dando segurança jurídica para que a ELETRONUCLEAR possa investir na retomada da usina.

Uma das mais importantes é a rescisão do contrato de energia de reserva existente, sem prejuízo às partes envolvidas, além da pactuação de um novo contrato, com preço da energia que atenda à rentabilidade do empreendimento e à modicidade tarifária. Neste sentido, salienta-se que a Resolução 14, de 9 de outubro de 2018, que define o preço de referência para Angra 3, continua vigente e que os estudos em andamento do BNDES, que conta com uma *due diligence* técnico-operacional realizada pelo consórcio composto pelas empresas Tractebel Brasil, Tractebel Bélgica e Empresários Agrupados (Espanha), contratados pelo banco de fomento, conterão informações mais atualizadas com a realidade da usina. Haverá, ainda, conforme previsto no texto sancionado, a apropriação para o preço de energia dos possíveis ganhos que venham a ocorrer durante o processo competitivo de contratações de fornecedores para a conclusão do empreendimento.

Ainda conforme a lei sancionada, o prazo de suprimento do novo contrato de energia de reserva será de 40 anos, a partir do início da operação comercial e caberá ao CNPE autorizar a celebração desse novo instrumento contratual e dar outorga – ou seja, a permissão de operação da usina, que terá um prazo de 50 anos, prorrogáveis por mais 20 anos.

Em 20 de outubro de 2021, foi publicado no Diário Oficial da União - DOU a Resolução CPPI nº 203, de 19 de outubro de 2021, que aprovou as condições para o processo de desestatização da Eletrobras e que em seu item XII do artigo 11º define que a Eletrobras e a ENBPar, nova *holding* da ELETRONUCLEAR, devem celebrar acordo de investimento prevendo a participação das partes na obtenção de novas captações de financiamento para o projeto de Angra 3, seja como repassadoras de mútuo ou como garantidoras na proporção de suas participações acionárias na ELETRONUCLEAR (nota 30).

Em 22 de outubro de 2021, foi publicado no DOU a Resolução CNPE nº 23, de 20 de outubro de 2021, que estabeleceu as diretrizes gerais para a definição do preço de energia da Usina Angra 3, a ser calculada pelo BNDES, considerando a viabilidade econômico-financeira do projeto no prazo do Contrato de Comercialização de Energia da planta assim como sua financiabilidade em condições de mercado. A Resolução ratifica que o preço da energia elétrica produzida por Angra 3 será o resultante dos estudos do BNDES, e considerará a viabilidade econômico-financeira do empreendimento tendo em vista o custo de capital próprio de 8,88% ao ano, em termos reais, os investimentos necessários para conclusão do empreendimento e o pagamento das dívidas novas e pré-existentes. Além disso, a resolução confirma que as reduções de custos decorrentes da existência de competição em contratações de fornecedores para conclusão do empreendimento deverão ser incorporadas de forma a reduzir o preço da energia elétrica de Angra 3. Também foi estabelecido que a Empresa de Pesquisa Energética - EPE será ouvida em relação ao impacto ao consumidor previamente à aprovação do preço.

Em 30 de dezembro de 2021 foi encaminhado pelo Consórcio Angra Eurobras NES, contratado pelo BNDES para os serviços de *Due Diligence* e Assessoria Técnica na revisão do *Capex* e Cronograma do empreendimento de Angra 3, a versão preliminar do Relatório Final. Esse relatório está atualmente em fase de avaliação e comentários. O trabalho aponta um custo de conclusão de R\$ 21,042 bilhões e a data de entrada em operação como sendo julho de 2028.

Em 2021, a ELETRONUCLEAR encomendou à A&M uma atualização do estudo da tarifa de equilíbrio que foi entregue no início de janeiro 2022, considerando as novas estimativas de valores de *Capex*, avaliados de forma independente e indicados no estudo do Consórcio Angra Eurobras NES, mantendo a data estimada de entrada em operação comercial como sendo 29 de novembro de 2027, bem como todos os parâmetros aplicados ao Projeto e garantidos por meio da Resolução CNPE nº 23/2021.

Em 10 de maio de 2022, a Diretoria Executiva da ELETRONUCLEAR aprovou a nova data de Início de Operação de Usina Angra 3 como sendo julho de 2028, conforme Relatório Final preparado pelo Consórcio liderado pela Tractebel, contratado pelo BNDES para a *Due Diligence* Técnica de Angra 3, no âmbito dos estudos que estão sendo realizados para viabilizar o empreendimento.

Em 4 de novembro de 2022, o BNDES submeteu à ELETRONUCLEAR os relatórios completos de modelagem financeira juntamente com as minutas de edital e contrato para a licitação dos serviços de EPC para a conclusão do empreendimento. Esses relatórios estão em análise para aprovação pela governança da ELETRONUCLEAR. Uma vez aprovados, serão apreciados pelo Tribunal de Contas da União, conforme fluxograma detalhado acima.

NOTA 36 – TRANSAÇÕES COM PARTES RELACIONADAS

36.1 - Transações com Entidades Governamentais

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

NATUREZA DA OPERAÇÃO	31/12/2022			31/12/2021		
	ATIVO	PASSIVO	RESULTADO	ATIVO	PASSIVO	RESULTADO
Saldo bancário em conta corrente						
Poder Público Federal - Banco do Brasil	12.399	-	-	5.147	-	-
Poder Público Federal - Caixa Econômica Federal	1.355	-	-	1.359	-	-
Aplicação Financeira						
Poder Público Federal - Banco do Brasil	5.290.329	-	378.486	2.547.351	-	95.882
Poder Público Federal - Caixa Econômica Federal	25.071	-	3.655	220.076	-	70
Empréstimos e Financiamentos a Pagar						
Poder Público Federal - Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social - BNDES	-	3.245.404	(246.013)	-	3.366.852	(216.998)
Poder Público Federal - Caixa Econômica Federal	-	2.894.786	(191.419)	-	3.013.276	(197.940)
Total	5.329.154	6.140.190	(55.291)	2.773.933	6.380.128	(318.986)

36.2 - Transações com Empresas

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

	Saldos e Transações por Natureza					
	31/12/2022			31/12/2021		
	ATIVO	PASSIVO	RESULTADO	ATIVO	PASSIVO	RESULTADO
Fundo descomissionamento	-	-	-	2.055.714	-	-
Outras contas a receber	67.738	-	-	64.252	-	-
Compra de Estoque de Elem Comb Nucl Angra 1 e Angra 2	1.151.122	-	-	778.229	-	-
Compra de Estoque de Elem Comb Nucl Carga Inicial de Angra 3	292.572	-	-	292.572	-	-
Fornecedores	-	520.973	-	-	425.009	-
Devolução tarifa RH 1406/12	-	278.831	-	-	301.826	-
Empréstimos e Financiamentos	-	587.067	-	-	642.773	-
Adiantamento para Futuro Aumento de Capital	-	-	-	-	3.567.201	-
Remuneração do fundo financeiro	-	-	59.652	-	-	76.680
Variação monetária - AFAC	-	-	(132.373)	-	-	(49.673)
Variação monetária - Devolução tarifa RH 1585/13	-	-	(17.207)	-	-	(29.861)
Despesa com Juros - Devolução tarifa RH 1585/13	-	-	(23.887)	-	-	(23.622)
Encargos uso da rede elétrica	-	-	(56.996)	-	-	(55.358)
Encargos Financeiros	-	-	(35.981)	-	-	(40.007)
Cessão de funcionários	-	-	(3.703)	-	-	(1.985)
Auditoria externa	-	-	(1.525)	-	-	(1.403)
Perda do fundo financeiro	-	-	(55.888)	-	-	-
Serviço Manuseio e Inspeção Comb. Nuclear	-	-	(3.395)	-	-	(5.845)
Teste COVID	-	-	-	-	-	(85)
Total	1.511.432	1.386.871	(271.303)	3.190.767	4.936.809	(131.159)

	Saldos e Transações por Entidade					
	31/12/2022			31/12/2021		
	ATIVO	PASSIVO	RESULTADO	ATIVO	PASSIVO	RESULTADO
Eletrobras	64.817	587.067	(166.603)	2.117.003	4.209.974	(14.324)
Furnas	2.920	281.925	(62.576)	2.938	306.625	(74.550)
Chesf	-	1.622	(17.662)	-	1.420	(17.124)
CGTEletrosul	-	615	(7.070)	-	526	(5.886)
Eletronorte	-	1.051	(13.997)	25	866	(13.430)
INB	1.443.695	514.591	(3.395)	1.070.801	417.398	(5.845)
Total	1.511.432	1.386.871	(271.303)	3.190.767	4.936.809	(131.159)

Prática contábil

As transações com partes relacionadas da Companhia são realizadas a preços e condições definidos entre as partes, que levam em consideração as condições que poderiam ser praticadas no mercado com partes não relacionadas, quando aplicável.

36.3 - Remuneração do pessoal chave

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

	31/12/2022	31/12/2021
Remuneração e Benefícios de curto prazo		
Diretores	3.127	2.733
Conselho Fiscal	177	172
Conselho de Administração	394	364
Total	3.698	3.269

A remuneração máxima, mínima e média dos dirigentes e empregados pode ser observada abaixo:

	31/12/2022	31/12/2021
Remuneração de diretores		
Maior remuneração de diretores	62.703	74.569
Menor remuneração de diretores	8.820	37.802
Remuneração média de diretores	43.034	43.703
Remuneração de empregados		
Maior remuneração de empregados	75.694	65.611
Menor remuneração de empregados	622	3.782
Remuneração média de empregados	14.353	13.332
Remuneração de conselheiros		
Maior remuneração de conselheiros	4.146	4.146
Menor remuneração de conselheiros	1.021	255
Remuneração média de conselheiros	4.062	4.025

Prática contábil

As remunerações totais dos dirigentes e dos empregados da Companhia têm por base as diretrizes estabelecidas pela Secretaria de Coordenação e Governança das Empresas Estatais - SEST, do Ministério da Economia, e pelo Ministério de Minas e Energia, nos quais são divulgadas a maior remuneração, a menor remuneração e a remuneração média de cada uma dessas categorias.

NOTA 37 – 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 para reais, pela respectiva cotação 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 31 de dezembro de 2022, é de R\$ 33.199.548 e está assim distribuído:

	Vigência	Valor Segurado	Prêmio Total
Riscos nucleares:	30/10/2023	20.848.886	29.951
Danos materiais		19.044.605	20.964
Responsabilidade civil		1.804.281	8.987
Riscos de Engenharia:	26/08/2023	11.769.031	10.397
Construção		3.635.223	3.269
Responsabilidade civil		30.000	270
Armazenamento de equipamentos		8.103.808	6.858
D&O	01/04/2023	70.000	2.295
Outros diversos		511.632	287
TOTAL		33.199.548	42.930

NOTA 38 – COMPROMISSOS OPERACIONAIS DE LONGO PRAZO

Além das obrigações registradas no presente balanço, a Companhia possui outros compromissos contratados até a data do balanço, mas ainda não incorridos e cujas realizações ocorrerão nos próximos exercícios, portanto sem registros patrimoniais em 31 de dezembro de 2022. 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:

38.1 – 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 pela Aneel para o período de 2023 a 2030. A Resolução Homologatória Aneel nº 3.164/2022 estabeleceu a receita fixa de R\$ 4.662.204 para o ano de 2023, 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 três 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.

Concessionária	2023	2024	2025	2026	2027	Após 2027	TOTAL
AME - AMAZONAS DISTRIBUIDORA DE ENERGIA S.A	73.910	73.910	73.910	73.910	73.910	221.730	591.280
CEA - COMPANHIA DE ELETRICIDADE DO AMAPÁ	15.893	15.893	15.893	15.893	15.893	47.679	127.144
CEAL - COMPANHIA ENERGÉTICA DE ALAGOAS	50.244	50.244	50.244	50.244	50.244	150.732	401.952
CEB-DIS - CEB DISTRIBUIÇÃO S.A.	86.423	86.423	86.423	86.423	86.423	259.269	691.384
CEEE-D - COMPANHIA ESTADUAL DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA	99.761	99.761	99.761	99.761	99.761	299.283	798.088
CEGERO - COOPERATIVA DE ELETRICIDADE SÃO LUDGERO	2.594	2.594	2.594	2.594	2.594	7.782	20.752
CEJAMA - COOPERATIVA DE ELETRICIDADE JACINTO MACHADO	585	585	585	585	585	1.755	4.680
CELESC-DIS - CELESC DISTRIBUIÇÃO S.A.	217.783	217.783	217.783	217.783	217.783	653.349	1.742.264
CELG-D - CELG DISTRIBUIÇÃO S.A.	165.125	165.125	165.125	165.125	165.125	495.375	1.321.000
CELPA - CENTRAIS ELÉTRICAS DO PARÁ S.A.	113.864	113.864	113.864	113.864	113.864	341.592	910.912
CELPE - COMPANHIA ENERGÉTICA DE PERNAMBUCO	156.738	156.738	156.738	156.738	156.738	470.214	1.253.904
CEMAR - COMPANHIA ENERGÉTICA DO MARANHÃO	86.152	86.152	86.152	86.152	86.152	258.456	689.216
CEMIG-D - CEMIG DISTRIBUIÇÃO S.A.	372.845	372.845	372.845	372.845	372.845	1.118.535	2.982.760
CEMIRIM - COOPERATIVA DE ELETRIFICAÇÃO E DESENVOLVIMENTO DA REGIÃO DE MOGI MIRIM	1.941	1.941	1.941	1.941	1.941	5.823	15.528
CEPISA - COMPANHIA ENERGÉTICA DO PIAUÍ	49.517	49.517	49.517	49.517	49.517	148.551	396.136
CEPRAG - COOPERATIVA DE ELETRICIDADE PRAIA GRANDE	802	802	802	802	802	2.406	6.416
CERBRANORTE - COOPERATIVA DE ELETRIFICAÇÃO DE BRAÇO DO NORTE	2.091	2.091	2.091	2.091	2.091	6.273	16.728
CERFOX - COOPERATIVA DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA FOUTOURA XAVIER *	832	1.110	1.110	1.110	1.110	3.330	8.602
CERFAL - COOPERATIVA DE ELETRIFICAÇÃO ANITA GARIBALDI	789	789	789	789	789	2.367	6.312
CERILUZ - COOPERATIVA REGIONAL DE ENERGIA E DESENVOLVIMENTO JUIÍ LTDA.	2.040	2.040	2.040	2.040	2.040	6.120	16.320
CERIM - COOPERATIVA DE ELETRIFICAÇÃO E DESENVOLVIMENTO DA REGIÃO DE ITU MAIRINQUE	790	790	790	790	790	2.370	6.320
CERIPA - COOP DE ELET RURAL DE ITAÍ PARANAPANEMA AVARÉ LTDA	2.551	2.551	2.551	2.551	2.551	7.653	20.408
CERMISSÕES - COOPERATIVA DE DISTRIBUIÇÃO E GERAÇÃO DE ENERGIA DAS MISSÕES	2.532	2.532	2.532	2.532	2.532	7.596	20.256
CERNHE - COOPERATIVA DE ENERGIA RURAL **	187	279	279	279	279	837	2.140
CERON - CENTRAIS ELÉTRICAS DE RONDÔNIA S.A.	42.202	42.202	42.202	42.202	42.202	126.606	337.616
CERPRO - COOPERATIVA DE ELETRIFICAÇÃO RURAL REGIÃO **	108	161	161	161	161	483	1.235
CERSAD - COOPERATIVA DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA SALTO DONNER	134	134	134	134	134	402	1.072
CERTAJA - COOPERATIVA REGIONAL DE ENERGIA TAQUARI JACUÍ	1.932	1.932	1.932	1.932	1.932	5.796	15.456
CERTEL - COOPERATIVA DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA TELTÔNIA	6.932	6.932	6.932	6.932	6.932	20.796	55.456
CERTHIL - COOPERATIVA DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ENTRE RIOS LTDA	709	709	709	709	709	2.127	5.672
CERVAM - COOPERATIVA DE ENERGIZAÇÃO E DE DESENVOLVIMENTO DO VALE DO MOGI	476	476	476	476	476	1.428	3.808
CETRIL - COOPERATIVA DE ELETRIFICAÇÃO DE IBIUNA E REGIÃO	1.260	1.260	1.260	1.260	1.260	3.780	10.080
CHESP - COMPANHIA HIDROELÉTRICA SÃO PATRÍCIO	1.711	1.711	1.711	1.711	1.711	5.133	13.688
COCEL - COMPANHIA CAMPOLARGUENSE DE ENERGIA	3.231	3.231	3.231	3.231	3.231	9.693	25.848
CODESAM - COOPERATIVA DE DISTRIBUIÇÃO SANTA MARIA	803	803	803	803	803	2.409	6.424
COELBA - COMPANHIA DE ELETRICIDADE DO ESTADO DA BAHIA	242.499	242.499	242.499	242.499	242.499	727.497	1.939.992
COMPANHIA JAGUARI DE ENERGIA - CPFL SANTA CRUZ	31.373	31.373	31.373	31.373	31.373	94.119	250.984
COOPERALIANÇA - COOPERATIVA ALIANÇA	2.881	2.881	2.881	2.881	2.881	8.643	23.048
COOPERLUZ - COOPERATIVA DISTRIBUIDORA DE ENERGIA FRONTEIRA NOROESTE	1.266	1.266	1.266	1.266	1.266	3.798	10.128
COOPERMILA - COOPERATIVA DE ELETRIFICAÇÃO LAURO MULLER	255	255	255	255	255	765	2.040
COOPERZEM - COOPERATIVA DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA	623	623	623	623	623	1.869	4.984
COORSEL - COOPERATIVA REGIONAL SUL DE ELETRIFICAÇÃO RURAL	739	739	739	739	739	2.217	5.912
COPEL-DIS - COPEL DISTRIBUIÇÃO S.A.	302.795	302.795	302.795	302.795	302.795	908.385	2.422.360
COPREL - COPREL COOPERATIVA DE ENERGIA	7.724	7.724	7.724	7.724	7.724	23.172	61.792
COSERN - COMPANHIA ENERGÉTICA DO RIO GRANDE DO NORTE	69.238	69.238	69.238	69.238	69.238	207.714	553.904
CPFL - PIRATINGA - COMPANHIA PIRATINGA DE FORÇA E LUZ	116.111	116.111	116.111	116.111	116.111	348.333	928.888
CPFL-PAULISTA - COMPANHIA PAULISTA DE FORÇA E LUZ	299.253	299.724	299.724	299.724	299.724	899.172	2.397.321
CRELUZ-D - COOPERATIVA DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA	2.127	2.127	2.127	2.127	2.127	6.381	17.016
CRERAL - COOPERATIVA REGIONAL DE ELETRIFICAÇÃO RURAL DO ALTO URUGUAI	1.289	1.289	1.289	1.289	1.289	3.867	10.312
DEMEI - DEPARTAMENTO MUNICIPAL DE ENERGIA DE JUIÍ	2.538	2.538	2.538	2.538	2.538	7.614	20.304
DME - DME DISTRIBUIÇÃO S.A.	4.191	4.191	4.191	4.191	4.191	12.573	33.528
EBO - ENERGISA BORBOREMA - DISTRIBUIDORA DE ENERGIA S.A.	8.429	8.429	8.429	8.429	8.429	25.287	67.432
EDP ES - ESPÍRITO SANTO DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA S/A	92.432	92.432	92.432	92.432	92.432	277.296	739.456
EDP SP - SÃO PAULO DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA S/A	118.494	118.494	118.494	118.494	118.494	355.482	947.952
ELEKTRO - ELEKTRO ELETRICIDADE E SERVIÇOS S.A.	160.145	160.145	160.145	160.145	160.145	480.435	1.281.160
ELEKTROACRE - COMPANHIA DE ELETRICIDADE DO ACRE	13.572	13.572	13.572	13.572	13.572	40.716	108.576
ELEKTROCAR - CENTRAIS ELÉTRICAS DE CARAZINHO S/A	2.586	2.586	2.586	2.586	2.586	7.758	20.688
ELFSM - EMPRESA LUZ E FORÇA SANTA MARIA S.A.	7.152	7.152	7.152	7.152	7.152	21.456	57.216
EMG - ENERGISA MINAS GERAIS - DISTRIBUIDORA DE ENERGIA S.A.	17.735	17.735	17.735	17.735	17.735	53.205	141.880
EMS - ENERGISA MATO GROSSO DO SUL - DISTRIBUIDORA DE ENERGIA S.A.	62.991	62.991	62.991	62.991	62.991	188.973	503.928
EMT - ENERGISA MATO GROSSO - DISTRIBUIDORA DE ENERGIA S.A.	99.966	99.966	99.966	99.966	99.966	299.898	799.728
ENEL CE - COMPANHIA ENERGÉTICA DO CEARÁ	143.628	143.628	143.628	143.628	143.628	430.884	1.149.024
ENEL RJ - AMPLA ENERGIA E SERVIÇOS S.A.	134.812	134.812	134.812	134.812	134.812	404.436	1.078.496
ENEL SP - ELETROPOLITANA METROPOLITANA ELETRICIDADE DE SÃO PAULO S. A.	487.754	487.754	487.754	487.754	487.754	1.463.262	3.902.032
EPB - ENERGISA PARAÍBA - DISTRIBUIDORA DE ENERGIA	54.230	54.230	54.230	54.230	54.230	162.690	433.840
EPE - ENERGISA SERGIPE - DISTRIBUIDORA DE ENERGIA S.A.	36.241	36.241	36.241	36.241	36.241	108.723	289.928
ESS - ENERGISA SUL-SUDESTE - DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA S.A.	48.549	48.373	48.373	48.373	48.373	145.119	387.160
ETO - ENERGISA TOCANTINS - DISTRIBUIDORA DE ENERGIA S.A.	30.649	30.649	30.649	30.649	30.649	91.947	245.192
FORCEL - FORÇA E LUZ CORONEL VIVIDA LTDA	573	573	573	573	573	1.719	4.584
IENERGIA - IGUAÇU DISTRIBUIDORA DE ENERGIA ELÉTRICA LTDA	2.629	2.629	2.629	2.629	2.629	7.887	21.032
LIGHT - LIGHT SERVIÇOS DE ELETRICIDADE S.A.	297.909	297.909	297.909	297.909	297.909	893.727	2.383.272
MUXENERGIA - MUXFELDT MARIN & CIA. LTDA	863	863	863	863	863	2.589	6.904
RGE SUL - RGE SUL DISTRIBUIDORA DE ENERGIA S.A.	184.571	183.853	183.853	183.853	183.853	551.559	1.471.542
SULGIPE - COMPANHIA SUL-SERGIPANA DE ELETRICIDADE	4.926	4.926	4.926	4.926	4.926	14.778	39.408
UHENPAL - USINA HIDROELÉTRICA NOVA PALMA LTDA.	979	979	979	979	979	2.937	7.832
Total	4.662.204	4.662.204	4.662.204	4.662.204	4.662.204	13.986.612	37.297.632

Compromisso de venda de energia para o período de 2023 a 2030, de acordo com as REHs Aneel 3.148/2022 e 3.164/2022.

* Incorporação ao SIN a partir de abril/2023.

** Incorporação ao SIN a partir de maio/2023.

38.2 – 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 e futuras recargas de Angra 3 conforme quadro demonstrativo a seguir:

Ano	Valor
2022	-
2023	615.600
2024	1.041.304
2025	1.407.759
2026	1.606.751
2027	1.285.702
2028	285.109
2029	-
Após 2029	-
Total	6.242.225

38.3 – 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	Valor
2022	-
2023	86.806
2024	99.514
2025	94.574
2026	82.895
2027	69.938
2028	-
2029	-
Após 2029	-
Total	433.727

38.4 – 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	Valor
2022	-
2023	337.899
2024	970.810
2025	549.197
2026	130.758
2027	14.648,00
2028	1.748,00
2029	-
Após 2029	-
Total	2.005.060

NOTA 39 – EVENTOS SUBSEQUENTES

Empréstimos e Financiamentos (Liberação de recursos)

Em 03 de fevereiro de 2023 ocorreu a terceira liberação de recursos do “Credit Agreement” (nota 20) firmado com o Banco Santander, com garantia do US EximBank, no valor de R\$ 1.763,6 mil (USD 339, 4 mil).

Plano de Equacionamento de Déficit – PED

Decorrente dos efeitos da pandemia do COVID-19 sobre as economias do Brasil e do mundo, o Nucleos 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 Nucleos – PBB por ter sido ultrapassado no exercício de 2021 o limite permitido na Resolução CNPC nº 30/2018 e Instrução Previc nº 33/2020 em R\$ 289,3 milhões.

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

Do total a ser equacionado, será de responsabilidade da Eletronuclear o montante de R\$ 61.728.234,84 (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 Nucleos. 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.

O PED já foi aprovado em pelo Conselho de Administração da Eletronuclear e da ENBPar e encontra-se sendo analisado pela Secretaria de Coordenação e Governança das Empresas Estatais – SEST. Havendo manifestação favorável desse órgão, o PED será implementado pelo Nucleos.

O prazo de amortização do déficit é de 23 anos e 10 meses, inclusive para as patrocinadoras, sendo 13 pagamentos por ano e, em sendo aprovado pela SEST, passará a vigorar a partir do mês de abril/2023.

Após a conclusão da análise pela SEST, bem como a assinatura do contrato de adesão, será necessária a revisão dos valores registrados em Benefício Pós-Emprego conforme mencionado na Nota Explicativa nº 25.

MARCELLO NASCIMENTO CABRAL DA COSTA
Diretor Financeiro
CPF: 786.987.071-49

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