



ELETROBRAS TERMONUCLEAR S.A. - ELETRONUCLEAR

Notas explicativas às demonstrações financeiras intermediárias condensadas do período findo em 31 de março de 2022

(Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma)

NOTA 1 – CONTEXTO OPERACIONAL

A ELETROBRAS TERMONUCLEAR S.A. - ELETRONUCLEAR, ("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 controlada da Centrais Elétricas Brasileiras S.A. - Eletrobras.

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 nucleoelétrica, denominada Usina Angra 3, cujo estágio está descrito na nota 31.3.4, todas integrantes da Central Nuclear Almirante Álvaro Alberto - CNAEA.

A Companhia apresenta capital circulante líquido de R\$ 239.768 em 31 de março de 2022, tendo apresentado um valor negativo de R\$ 17.957 em 31 de dezembro de 2021. As tratativas sobre a liquidez da Companhia, impactada substancialmente pelos financiamentos das obras de Angra 3, podem ser observadas na nota 31.3.5.

A emissão destas demonstrações financeiras foi aprovada pela Diretoria Executiva da Companhia em 13 de maio de 2022.

Capitalização da Eletrobras

Em abril de 2022, foi iniciado pelo plenário do TCU, o julgamento da segunda etapa do processo TC 008.845/2018-2, que analisa a modelagem e o formato da capitalização, no que se refere ao acompanhamento do processo de desestatização da Eletrobras, seus impactos setoriais, para o consumidor e para União. O julgamento foi paralisado em razão de pedido de vista do processo, por vinte dias, solicitado pelo Ministro Vital do Rego. A previsão é que a continuação do julgamento se dê em 18 de maio de 2022. Maiores detalhes foram divulgados na nota explicativa 1 das demonstrações financeiras do exercício findo em 31 de dezembro de 2021.

NOTA 2 – DESTAQUES DO 1º TRIMESTRE DE 2022

2.1 – Fornecimento de elementos combustíveis nucleares

Assinatura de novos contratos de fornecimento de elementos combustíveis nucleares, a partir de 2022, abrangendo 5 (cinco) recargas para cada uma das Usinas atualmente em operação (Angra 1 e Angra 2).

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.

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, a partir de 1º de janeiro de 2013, foi 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 2022 a 2029, bem como os montantes de energia a serem alocadas às distribuidoras do SIN em 2022, através das Resoluções Homologatórias:

- 2.179/2016 de 29 de novembro de 2016 (cotas-partes de 2022)
- 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)

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

As demonstrações financeiras intermediárias condensadas foram elaboradas para atualizar os usuários sobre os eventos e transações relevantes ocorridas no período e devem ser analisadas em conjunto com as demonstrações financeiras do exercício findo em 31 de dezembro de 2021. As políticas contábeis, estimativas e julgamentos contábeis e métodos de mensuração são os mesmos que aqueles adotados na elaboração das demonstrações financeiras do exercício findo em 31 de dezembro de 2021.

4.1- Declaração de conformidade

As demonstrações financeiras intermediárias condensadas da Companhia, relativas ao período de três meses findos em 31 de março de 2022, foram preparadas de acordo com o CPC 21 (R1) Demonstração Intermediária e a IAS 34 Interim Financial Reporting, emitidas pelo International Accounting Standards Board (IASB), aplicáveis à elaboração de demonstrações Financeiras Intermediárias condensadas. 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 as disposições contidas na legislação societária brasileira.

A Administração da Companhia aprovou a emissão das demonstrações financeiras intermediárias condensadas em reunião realizada no dia 13 de maio de 2022. Todas as informações relevantes próprias das demonstrações financeiras intermediárias condensadas, e somente elas, estão sendo evidenciadas, e correspondem àquelas utilizadas pela Administração na sua gestão

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.

4.3 – Moeda funcional e de apresentação das demonstrações financeiras

Essas demonstrações financeiras intermediárias condensadas são apresentadas em Real, que é a moeda funcional da ELETRONUCLEAR. As demonstrações financeiras intermediárias condensadas são apresentadas em milhares de reais arredondadas para o número mais próximo, exceto quando indicado de outra forma.

4.4 – 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

4.5 – Novas normas e interpretações ainda não vigentes

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 divulgadas a seguir:

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

NOTA 5 – CAIXA, EQUIVALENTES DE CAIXA

	31/03/2022	31/12/2021
Caixa e Bancos	7.841	10.514
Total	7.841	10.514

NOTA 6 – 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:

	31/03/2022	31/12/2021
Circulante		
Investimento em renda fixa:		
BB RF Ref DI TP FI	369.514	386.133
BB Extramercado FAE 2 FI	15.264	105.505
FI Caixa Topazio Corporativo RF	-	220.076
Total	384.778	711.714

Rentabilidade no ano de 2022: 6,52% e 4,83% nos últimos 12 meses

Rentabilidade no ano de 2021: 4,38 %, 2,64% e 4,45 % no últimos 12 meses

No 1º trimestre de 2022, houve aplicação em títulos e valores mobiliários de curto prazo no valor de R\$ 201.100, rendimento bruto de R\$ 12.626 e resgate de recursos, incluso IRRF e pagamento de IOF, no montante de R\$ 540.662

NOTA 7 – CLIENTES

	31/03/2022			Total	31/12/2021
	A vencer	Vencidos até 90 dias	Vencidos + de 90 dias		
Circulante					
Suprimento/Fornecimento de Energia:					
Energia contratada	405.880	-	-	405.880	285.375
Total Clientes	405.880	-	-	405.880	285.375

a) O faturamento da Companhia é realizado, mensalmente, com base na Resolução Normativa nº 1.009, editada em 22 de março de 2022, pela Aneel, para todas as concessionárias, permissionárias ou autorizadas de serviço público de distribuição no Sistema Interligado Nacional – SIN. Em 31 de março de 2022, não há histórico de inadimplência que justifique a constituição de Provisão para Créditos de Liquidação Duvidosa - PCLD.

b) Em 31 de março de 2022, não há valor a ser ressarcido às distribuidoras. A ANEEL, por meio do Despacho nº 3.155, de 13 de outubro de 2021, autorizou que o ONS desconsidere as indisponibilidades ou restrições operativas identificadas nos ativos de geração, comprovadamente associadas, única e exclusivamente, à pandemia de Covid-19.

NOTA 8 – TRIBUTOS A COMPENSAR

	<u>31/03/2022</u>	<u>31/12/2021</u>
Ativo circulante		
IRRF sobre aplicações financeiras	-	4.878
Créditos fiscais PASEP e Cofins	1.033	2
PASEP e Cofins Compensáveis Recolhidos a maior (a)	20.585	20.585
Outros	22	22
Total	<u>21.640</u>	<u>25.487</u>

a) Solicitação de restituição de PIS/Cofins recolhidos a maior.

NOTA 9 – IMPOSTO DE RENDA E CONTRIBUIÇÃO SOCIAL - ATIVO

9.1 - Imposto de renda e contribuição social corrente

	<u>31/03/2022</u>	<u>31/12/2021</u>
Ativo circulante		
Antecipações IRPJ e CSLL (a)	63.000	34.377
Exercícios Anteriores IRPJ e CSLL (b)	59.578	19.155
Total	<u>122.578</u>	<u>53.532</u>

a) Saldo de antecipações de IRPJ/CSLL.

b) Antecipações de IRPJ/CSLL de exercícios anteriores que não puderam ser compensadas no exercício anterior em função do registro de baixa de elementos combustíveis que reduziram a base tributável no final do exercício. Em 2022, essa compensação será possível após a transmissão da Escrituração Contábil Fiscal – ECF de 2021.

9.2 - Composição do imposto de renda e contribuição social diferidos

	31/03/2022				31/12/2021			
	Base	Imposto de Renda	Contribuição Social	Total	Base	Imposto de Renda	Contribuição Social	Total
Impostos diferidos ativos								
Provisão PLR dos empregados	(109.408)	(27.352)	(9.847)	(37.199)	(109.408)	(27.352)	(9.847)	(37.199)
Imobilizado da desmobilização-Custo	(622.116)	(155.529)	(55.990)	(211.519)	(579.124)	(144.781)	(52.121)	(196.902)
Outros ajustes CPC	(962.362)	(240.591)	(86.613)	(327.203)	(934.968)	(233.742)	(84.147)	(317.889)
Arrend. Merc. e AVP Alug Imov Candel 65/Out. Transp. Cont. IFRS 16	(4.605)	(1.151)	(414)	(1.566)	(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	(240.060)	(60.015)	(21.605)	(81.620)	(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	(17.637)	(4.409)	(1.587)	(5.997)	9.539	2.385	859	3.243
Provisão p/ créditos de liquidação duvidosa	(115.090)	(28.773)	(10.358)	(39.131)	(114.960)	(28.740)	(10.346)	(39.086)
Provisão para risco	(265.431)	(66.358)	(23.889)	(90.247)	(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	(6.555)	(1.639)	(590)	(2.229)	(8.888)	(2.222)	(800)	(3.022)
Total Ativo	(7.838.755)	(1.959.689)	(705.488)	(2.665.177)	(7.720.183)	(1.930.046)	(694.816)	(2.624.862)
Impostos diferidos passivos								
AVP - obrigação p/ desmobilização	(304.948)	(76.237)	(27.445)	(103.682)	(245.234)	(61.309)	(22.071)	(83.380)
Corr.monetária imobilizado 1995 a 1997	101.315	25.329	9.118	34.447	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	1.554.258	388.565	139.883	528.448	1.616.781	404.195	145.510	549.706
Impostos diferidos passivos, líquidos sobre diferenças temporárias	(6.284.497)	(1.571.124)	(565.605)	(2.136.729)	(6.103.402)	(1.525.851)	(549.306)	(2.075.157)
(-) Provisão para valor realizável	6.284.497	1.571.124	565.605	2.136.729	6.103.402	1.525.851	549.306	2.075.157
Outros resultados abrangentes	1.283.690	320.923	115.532	436.455	1.283.690	320.923	115.532	436.455
(-) Provisão para valor realizável	(1.283.690)	(320.923)	(115.532)	(436.455)	(1.283.690)	(320.923)	(115.532)	(436.455)
Total	-	-	-	-	-	-	-	-

A ELETRONUCLEAR não apresenta perspectiva de lucro tributável futuro e, desta forma, os créditos tributários diferidos de diferenças temporárias não são registrados nas demonstrações financeiras, os quais somam o valor de R\$ 2.573.184 em 31 de março de 2022 (R\$ 2.511.611 em 31 de dezembro de 2021).

O cálculo da taxa efetiva de imposto de renda e contribuição social encontram-se detalhados na nota 9.3 a seguir.

9.3 Despesa com imposto de renda e contribuição social

	31/03/2022		31/03/2021	
	IRPJ	CSLL	IRPJ	CSLL
Resultado operacional antes dos tributos	203.178	203.178	32.450	32.450
Total do IRPJ e CSLL calculado às alíquotas de 25% e 9%, respectivamente	(50.789)	(18.286)	(8.107)	(2.921)
Efeitos de adições e exclusões:				
Ajuste a valor presente - obrigação p/desmobilização	(14.977)	(5.392)	(13.881)	(4.997)
Despesa com juros - IFRS 16	(365)	(131)	(159)	(57)
Ajustes nas depreciações pelos CPCs	(20.073)	(7.226)	(21.267)	(7.656)
Dotação à Fundação de Assist.Médica - permanente	(2.580)	(929)	(2.289)	(824)
Provisão atuarial benefício pós-emprego	(6.794)	(2.446)	(3.456)	(1.244)
Provisões diversas	-	-	(2)	(1)
Provisão para Devedores Duvidosos	(38)	(14)	(31)	(11)
Reversão provisão plano incentivo - PSPE/PAE/PDC	583	210	589	212
Provisão para risco	(3.983)	(1.434)	197	71
Multas Indedutíveis	(81)	(29)	(75)	(27)
Gastos com Associações	(811)	(292)	(540)	(194)
Outras	(43)	(13)	(26)	(7)
Reversão de provisão para devedores duvidosos	371	134	41	15
Pgto Arr. Mercantil Aluguel e Transp. Contratados	-	-	1.691	609
Compensação de prejuízo fiscal	29.875	10.754	14.196	5.110
Total da despesa de IRPJ e CSLL	(69.702)	(25.093)	(33.117)	(11.923)
Alíquota efetiva	34,31%	12,35%	102,06%	36,74%

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

NOTA 10 – 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:

	31/12/2021	Consumo	Adição	Transferência	31/03/2022
Ativo circulante					
Elementos Prontos	487.895	(130.564)	-	157.913	515.244
	487.895	(130.564)	-	157.913	515.244
Ativo não circulante					
Elementos Prontos Bruto	4.537.711	-	-	(27.349)	4.510.362
Consumo Acumulado	(3.820.325)	-	-	(130.564)	(3.950.889)
Elementos Prontos	717.386	-	-	(157.913)	559.473
Concentrado de urânio	261.752	-	-	-	261.752
Serviços em curso	511.682	-	27.587	-	539.269
	1.490.820	-	27.587	(157.913)	1.360.494
Total	1.978.715	(130.564)	27.587	-	1.875.738

* Reversão crédito fiscal de PIS/Cofins sobre insumo elemento de combustível nuclear.

NOTA 11 – ALMOXARIFADO

Em 31 de março de 2022, o saldo do almoxarifado é composto por materiais utilizados para consumo das Usinas, no montante de R\$ 281.534 (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\$ 299.782 (R\$ 272.673 em 31 de dezembro de 2021).

NOTA 12 – 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 23.

De acordo com a determinação do Conselho Nacional de Política Energética - CNPE, 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, foram atribuídas à Eletrobras. A titularidade deste fundo é da Eletrobras e seu uso é 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.

Anualmente, a Eletrobras estabelece o montante a ser recolhido ao fundo financeiro para o descomissionamento das Usinas Angra 1 e Angra 2, considerando como base de cálculo a parcela considerada pela ANEEL na receita fixa das 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 realizável a longo prazo. Mensalmente, a Eletrobras informa à ELETRONUCLEAR os rendimentos financeiros incorridos durante o período sobre as aplicações do fundo, com a devida tributação do Imposto de Renda Retido na Fonte – IRRF.

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

	31/03/2022	31/12/2021
Títulos públicos	1.982.742	1.990.189
Op. Compromissadas	120.771	74.551
Dólar comercial futuro	(1.960)	(9.068)
Outros	36	41
Total	2.101.589	2.055.713

No primeiro trimestre de 2022, o fundo para descomissionamento apresentou perda financeira de R\$ 50.276. (R\$ 69.047 de ganho financeiro no primeiro trimestre de 2021).

Em 2022, foram aplicados R\$ 96.152 no fundo de descomissionamento (R\$ 93.288 referentes aos recolhimentos mensais e R\$ 2.864 referentes aos recolhimentos adicionais)

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

	31/03/2022	31/12/2021
Parcelamento quotas de 2005/2006/2007	102.365	102.365
Quotas de 2008 a 2022	1.019.432	926.144
Planos de Recolhimentos Adicionais	69.885	67.021
Ganhos líquidos auferidos acumulados	909.907	960.183
Saldo da Carteira de Aplicativos do Fundo / Patrimônio Líquido do Fundo	2.101.589	2.055.713

NOTA 13 – DEPÓSITOS VINCULADOS

a) Composição

	31/03/2022	31/12/2021
Depósitos judiciais		
Contingências trabalhistas	51.316	50.660
Contingências cíveis	1.156	1.117
Contingências tributárias	18.520	14.227
	70.992	66.004

b) Movimentação

	31/12/2021	31/03/2022		
		Baixa	Inclusão	Saldo
Depósitos judiciais	38.425	(133)	147	38.439
Atualização monetária s/depósitos judiciais	27.579		4.974	32.553
Total	66.004	(133)	5.121	70.992

No 1º trimestre de 2022, ocorreram revisões das estimativas de atualização monetária dos depósitos judiciais.

NOTA 14 – 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, segundo a legislação federal vigente.

Para as instalações de geração termonuclear não há concessão. A autorização para operação comercial é concedida, há outorga e registro de geração concedido pela ANEEL. A Comissão Nacional de Energia Nuclear – CNEN 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 de 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 2024. A usina de 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 31/03/2022
Imobilizado em serviço - Angra 1 e Angra 2						
Direito de Uso - IFRS16	8.514	-	(8.514)	-	-	-
Terrenos	34.380	-	-	-	-	34.380
Barragens, reservatórios e adutoras	1.284	-	-	(36)	-	1.248
Edificações, obras civis e benfeitorias	492.840	-	-	(10.349)	-	482.491
Máquinas e equipamentos	3.125.057	-	(229)	(129.509)	1.190	2.996.509
Veículos	1.137	-	-	(94)	-	1.043
Móveis e Utensílios	6.107	-	-	(205)	52	5.954
	<u>3.669.319</u>	<u>-</u>	<u>(8.743)</u>	<u>(140.193)</u>	<u>1.242</u>	<u>3.521.625</u>
Imobilizado em curso - Angra 1 e Angra 2						
Barragens, reservatórios e adutoras	26.666	684	-	-	-	27.350
Edificações, obras civis e benfeitorias	174.815	19.596	-	-	-	194.411
Máquinas e equipamentos	387.908	5.987	-	-	(1.240)	392.655
Veículos	55.923	552	-	-	-	56.475
Móveis e Utensílios	1.811	65	-	-	(2)	1.874
A Ratear	218.205	21.279	-	-	-	239.484
Transf./Fab e Rep/Mat em Processo	2.214	-	-	-	-	2.214
Adiantamento a Fornecedores	27.350	-	-	-	-	27.350
	<u>894.892</u>	<u>48.163</u>	<u>-</u>	<u>-</u>	<u>(1.242)</u>	<u>941.813</u>
Imobilizado em curso - Angra 3						
Terrenos	56.433	-	-	-	-	56.433
Barragens, reservatórios e adutoras	470.862	19.141	-	-	-	490.003
Edificações, obras civis e benfeitorias	2.007.829	6.418	-	-	-	2.014.247
Máquinas e equipamentos	3.769.144	16.283	(12)	-	-	3.785.415
Veículos	3.359	-	(186)	-	-	3.173
Móveis e Utensílios	503	-	(3)	-	-	500
A Ratear	6.728.433	64.068	-	-	-	6.792.501
Transf./Fab e Rep/Mat em Processo	2.860	-	-	-	-	2.860
Adiantamento a Fornecedores	665.665	-	-	-	-	665.665
Provisão para valor recuperável dos ativos (Impairment)	(4.508.764)	-	-	-	-	(4.508.764)
	<u>9.196.324</u>	<u>105.910</u>	<u>(201)</u>	<u>-</u>	<u>-</u>	<u>9.302.033</u>
Direito de Uso						
Imobilizado em serviço						
Edificações, obras civis e benfeitorias		6.284	-	1.141		5.143
Veículos		2.230	-	318		1.912
		<u>8.514</u>	<u>-</u>	<u>1.459</u>		<u>7.055</u>
Total	<u>13.760.535</u>	<u>162.587</u>	<u>(8.944)</u>	<u>(141.652)</u>	<u>-</u>	<u>13.772.526</u>

	Saldo em 31/12/2020	Adição / Constituição	Baixas / Reversões	Depreciação	Transferências	Saldo em 31/03/2021
Imobilizado em serviço - Angra 1 e Angra 2						-
Direito de Uso - IFRS16	30.313	-	-	(6.071)	-	24.242
Terrenos	34.380	-	-	-	-	34.380
Barragens, reservatórios e adutoras	1.426	-	-	(36)	-	1.390
Edificações, obras civis e benfeitorias	535.225	-	-	(10.372)	-	524.853
Máquinas e equipamentos	3.651.182	447	(447)	(128.679)	3.621	3.526.124
Veículos	1.599	-	-	(146)	-	1.453
Móveis e Utensílios	6.861	19	(19)	(206)	26	6.681
	<u>4.260.986</u>	<u>466</u>	<u>(466)</u>	<u>(145.509)</u>	<u>3.647</u>	<u>4.119.123</u>
Imobilizado em curso - Angra 1 e Angra 2						-
Barragens, reservatórios e adutoras	24.849	382	-	-	-	25.231
Edificações, obras civis e benfeitorias	171.936	3.900	-	-	-	175.836
Máquinas e equipamentos	267.803	37.595	-	-	(3.621)	301.777
Veículos	58.281	(17.745)	-	-	-	40.536
Móveis e Utensílios	1.745	36	-	-	(26)	1.755
A Ratear	111.742	32.116	(8)	-	-	143.850
Transf./Fab e Rep/Mat em Processo	2.214	-	-	-	-	2.214
Adiantamento a Fornecedores	27.350	-	-	-	-	27.350
	<u>665.920</u>	<u>56.284</u>	<u>(8)</u>	<u>-</u>	<u>(3.647)</u>	<u>718.549</u>
Imobilizado em curso - Angra 3						-
Terrenos	56.433	-	-	-	-	56.433
Barragens, reservatórios e adutoras	356.513	12.754	-	-	-	369.267
Edificações, obras civis e benfeitorias	1.993.726	3.241	-	-	-	1.996.967
Máquinas e equipamentos	2.917.430	83.502	(9)	-	-	3.000.923
Veículos	211	-	(8)	-	-	203
Móveis e Utensílios	517	-	(4)	-	-	513
A Ratear	6.470.913	34.200	-	-	-	6.505.113
Transf./Fab e Rep/Mat em Processo	2.860	-	-	-	-	2.860
Adiantamento a Fornecedores (b)	801.418	-	(17.009)	-	-	784.409
Provisão para valor recuperável dos ativos (Impairment)	(4.508.764)	-	-	-	-	(4.508.764)
	<u>8.091.257</u>	<u>133.697</u>	<u>(17.030)</u>	<u>-</u>	<u>-</u>	<u>8.207.924</u>
Total	<u>13.018.163</u>	<u>190.447</u>	<u>(17.504)</u>	<u>(145.509)</u>	<u>(0)</u>	<u>13.045.596</u>

b) Baixa de adiantamento a fornecedor no montante de R\$ 17.009 referente entrada de faturas.

Taxa média de depreciação e custo histórico:

	31/03/2022				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	(4.468)	1.248	7,27%	5.716	(4.433)	1.283
Edificações, obras civis e benfeitorias:	3,18%	1.554.607	(1.072.116)	482.491	3,18%	1.554.607	(1.061.767)	492.840
Máquinas e equipamentos	6,35%	9.072.783	(6.076.274)	2.996.509	6,35%	9.072.082	(5.947.025)	3.125.057
Veículos	18,09%	13.586	(12.543)	1.043	18,09%	13.585	(12.448)	1.137
Móveis e Utensílios	6,26%	21.690	(15.736)	5.954	6,26%	21.638	(15.530)	6.108
		<u>10.702.762</u>	<u>(7.181.137)</u>	<u>3.521.625</u>		<u>10.779.931</u>	<u>(7.110.612)</u>	<u>3.669.319</u>
Imobilizado em curso		<u>10.243.846</u>	<u>-</u>	<u>10.243.846</u>		<u>10.091.216</u>	<u>-</u>	<u>10.091.216</u>
Direito de Uso		<u>10.243.846</u>	<u>-</u>	<u>10.243.846</u>		<u>10.091.216</u>	<u>-</u>	<u>10.091.216</u>
Imobilizado em serviço								
Edificações, obras civis e benfeitorias	3,23%	35.369	(30.226)	5.143				
Veículos	0,75%	42.554	(40.642)	1.912				
		<u>77.923</u>	<u>(70.868)</u>	<u>7.055</u>				
Total		<u>21.024.531</u>	<u>(7.252.005)</u>	<u>13.772.526</u>		<u>20.871.147</u>	<u>(7.110.612)</u>	<u>13.760.535</u>

NOTA 15 – 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 31/03/2022
Geração	64.284	(1.166)	-	-	63.118
Em serviço	17.376	(2.005)	-	-	15.371
Custo	101.686	-	-	-	101.686
Amortização acumulada	(84.310)	(2.005)	-	-	(86.315)
Em curso	46.908	839	-	-	47.747
Custo	46.908	839	-	-	47.747
Administração	14.909	(170)	-	-	14.739
Em serviço	1.414	(170)	-	-	1.244
Custo	71.914	-	-	-	71.914
Amortização acumulada	(70.500)	(170)	-	-	(70.670)
Em curso	13.495	-	-	-	13.495
Custo	13.495	-	-	-	13.495
Total	79.193	(1.336)	-	-	77.857

	Saldo em 31/12/2020	Adições	Baixas	Transferências	Saldo em 31/03/2021
Geração	77.222	(1.344)	-	-	75.878
Em serviço	40.831	(3.223)	-	-	37.608
Custo	101.686	-	-	-	101.686
Amortização acumulada	(60.855)	(3.223)	-	-	(64.078)
Em curso	36.391	1.879	-	-	38.270
Custo	36.391	1.879	-	-	38.270
Administração	15.152	6.323	-	-	21.475
Em serviço	6.451	(509)	-	-	5.942
Custo	71.914	-	-	-	71.914
Amortização acumulada	(65.463)	(509)	-	-	(65.972)
Em curso	8.701	6.832	-	-	15.533
Custo	8.701	6.832	-	-	15.533
Total	92.374	4.979	-	-	97.353

NOTA 16 – OUTROS ATIVOS

A composição dos demais ativos é apresentada a seguir:

	31/03/2022	31/12/2021
Circulante		
Prêmios de seguros	18.936	27.586
Outros pagamentos antecipados	24.910	-
Partes Relacionadas (a)	62.999	62.964
Adiantamentos a fornecedores	196	3.196
INEPAR - multa contratual	4.141	4.141
Desativações em curso	(4.184)	(4.354)
Devedores diversos	47.086	46.502
Provisão para Crédito de Liquidação Duvidosa	(25.831)	(25.702)
	<u>128.253</u>	<u>114.333</u>
Não Circulante		
Partes Relacionadas (a)	1.289	1.289
Total	<u><u>129.542</u></u>	<u><u>115.622</u></u>

a) Veja detalhes sobre as transações com partes relacionadas na nota 32.

NOTA 17 – FORNECEDORES

	31/03/2022	31/12/2021
Circulante		
Bens, materiais e Serviços:		
Fatura processada	867.652	1.178.891
Variação cambial	(15.022)	61.219
Provisão	23.921	783
Total	876.551	1.240.893

O recebimento da receita própria da Companhia sem inadimplência, bem como os aportes financeiros oriundos do Contrato nº ECF 3387/20 (nota 24) permitiram o pagamento de obrigações com fornecedores.

NOTA 18 – EMPRÉSTIMOS E FINANCIAMENTOS

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

	31/03/2022		
	Taxa Média	Circulante	Não Circulante
ANGRAS 1 e 2:			
ELETROBRAS - RGR ECF 2278/ ECF 2507/ ECF 2579	5,00%	34.161	122.196
FURNAS - Instrumento de Confissão de Dívida	7,89%	39.416	259.488
ANGRA 3:			
ELETROBRAS - RGR- ECF 2878	5,00%	29.713	440.735
BNDES - Nº 10.2.2032.1 - Subcréditos A e B	7,60%	146.375	3.187.094
BNDES - Nº 10.2.2032.1 - Subcrédito D	2,80%	587	-
CEF - Nº 0410.351-27/13	6,50%	120.089	2.867.468
Total		370.341	6.876.981

	31/12/2021		
	Taxa Média	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 Usinas Angra 1 e Angra 2

Trata-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.

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 irretroatável, 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.

c) Confissão de Dívida

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

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

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

Em novembro de 2021, teve início a amortização do principal do Instrumento Particular de Confissão de Dívida firmado com Furnas.

18.1 - Movimentação dos empréstimos e financiamentos.

A movimentação apresentada a seguir compreende os períodos findos em 31 de março de 2022 e 2021.

Saldo inicial em 31 de dezembro de 2021	7.324.727
Juros, encargos, variações monetária incorridos	133.652
Juros pagos	(125.519)
Amortização do principal	(85.538)
Saldo final em 31 de março de 2022	7.247.322

Saldo inicial em 31 de dezembro de 2020	7.611.771
Juros, encargos, variações monetária incorridos	124.895
Juros pagos	(118.363)
Amortização do principal	(78.375)
Saldo final em 31 de março de 2021	7.539.928
Juros, encargos, variações monetária incorridos	383.532
Juros pagos	(359.767)
Amortização do principal	(238.966)
Saldo final em 31 de dezembro de 2021	7.324.727

A parcela dos empréstimos e financiamentos tem seu vencimento assim programado:

	2022	2023	2024	2025	2026	2027	Após 2027	Total
Empréstimos	282.231	359.135	377.741	396.453	411.609	410.609	5.009.544	7.247.322

18.2 – 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 no 1º trimestre de 2022.

NOTA 19 – TRIBUTOS A RECOLHER

	31/03/2022	31/12/2021
Passivo circulante		
I.R.P.J. Parcelamento	-	1.273
IR - Encargos Dívida	1.025	1.046
IRRF - Folha de pagamento	-	4.504
ISS sobre importação e outros	2.314	2.200
ICMS	(65)	929
COSIRF	25.359	40.344
INSS	4.077	4.203
IPTU Acordo Angra		-
PASEP e COFINS	33.103	38.579
PASEP e COFINS - Diferidos	3.347	3.347
FGTS	2.440	3.881
CIDE s/serviços no exterior	7.774	10.342
Taxas de importação e outros	(41)	(38)
Recolhimento Impostos e Taxas	2	2
Total	79.335	110.612
Passivo não circulante		
I.R.P.J. Parcelamento	-	212
Total	-	212

NOTA 20 – OBRIGAÇÕES ESTIMADAS

	31/03/2022	31/12/2021
Passivo Circulante		
Provisão IR e CSLL sobre lucro Real	93.992	-
Provisão e gratificação de férias	33.048	34.224
Encargos sociais sobre provisões de férias	17.095	19.019
Provisão 13º salário	3.763	-
Encargos sociais sobre provisão de 13º salário	3.459	-
Encargos sobre honorários	381	279
Total	151.738	53.522

NOTA 21 – ENCARGOS SETORIAIS

	31/12/2021	31/12/2020
Passivo Circulante		
Quota RGR	8.545	14.896
Taxa de Fiscalização Aneel	690	680
Total	9.235	15.576

NOTA 22 – 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.

22.1 – Provisões

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

	31/03/2022	31/12/2021
Não Circulante		
Ambientais	2.916	2.742
Cíveis	10.372	9.170
Trabalhistas	196.282	191.533
Tributárias	17.250	7.446
Total	226.820	210.891

Estas contingências tiveram, no exercício findo em 31 de março de 2022, a seguinte evolução:

Saldo em 31 de dezembro de 2021	210.891
Constituição de provisões	1.585
Reversão de provisões	(1.053)
Atualização Monetária	15.397
Saldo em 31 de março de 2022	226.820

Saldo em 31 de dezembro de 2020	244.718
Constituição de provisões	3.601
Reversão de provisões	(4.463)
Atualização Monetária	73
Saldo em 31 de março de 2021	243.929
Constituição de provisões	28.925
Reversão de provisões	(46.204)
Atualização Monetária	(15.759)
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 no período com relação às informações divulgadas na nota 26 das demonstrações financeiras de 31 de dezembro de 2021.

22.2 – Cauções e Depósitos Vinculados a Processos Prováveis

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

	31/03/2022	31/12/2021
Cíveis	106	73
Trabalhistas	41.489	40.752
Tributárias	17.643	13.350
Total	59.238	54.175

22.3 – Passivos Contingentes

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

	31/03/2022	31/12/2021
Ambientais	282.225	280.215
Cíveis	249.497	242.622
Trabalhistas	677.293	660.119
Tributárias	863	659
Total	1.209.878	1.183.615

NOTA 23 – – 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.

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 da Companhia.

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

	31/03/2021	31/12/2021
Contrato de pactuação obrigação financeira	9.719	10.656
Provisão atuarial	913.040	886.243
Total das obrigações de benefício pós emprego	922.759	896.899
Circulante	4.961	4.783
Não Circulante	917.798	892.116
	922.759	896.899

NOTA 24 – 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.

A provisão foi estimada a preços correntes e com base no fluxo de caixa projetado utilizando uma taxa de desconto nominal média de 7,57% a.a, com *maturity* mais próxima da próxima data de início da atividade de cada rubrica somado à inflação projetada medida pelo Índice de Preços para o Consumidor Amplo - IPCA.

No 1º trimestre de 2022, a Companhia não identificou a necessidade de alteração das estimativas de custos relacionadas com as atividades de descomissionamento.

O ajuste a valor presente da obrigação para descomissionamento é de R\$ 3.147.078, perfazendo um reconhecimento da obrigação na data base de 31 de março de 2022 de R\$ 3.268.015 (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	31/03/2022			31/12/2021
	Estimativa Total de Custo	Ajuste a Valor Presente	Estimativa a Valor Presente	Valor Presente
ANGRA 1	3.017.913	(1.144.321)	1.873.592	1.841.343
ANGRA 2	3.457.180	(2.002.757)	1.454.423	1.426.958
Total	6.475.093	(3.147.078)	3.328.015	3.268.301

NOTA 25 – 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	849.999
Saldo em 31 de março de 2021	1.920.063
Adições	1.597.465
Atualização monetária	49.673
Saldo em 31 de dezembro de 2021	3.567.201
Atualização monetária	26.714
Saldo em 31 de março de 2022	3.593.915

No primeiro trimestre de 2022, houve registro de variação monetária nos valores de R\$ 2.855 no mês de janeiro, R\$ 2.944 em fevereiro e R\$ 3.653 em março 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\$ 5.214 no mês de janeiro, R\$ 5.376 em fevereiro e R\$ 6.673 em março de 2022, referente à 2ª liberação do contrato nº ECF-3387/20, que ocorreu em 7 de dezembro de 2020.

NOTA 26 – 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
Juros Incorridos	192
Pagamentos	(1.746)
Saldo final em 31 de março 2022	7.985
Saldo inicial em 31 de dezembro 2020	31.998
Juros Incorridos	634
Pagamentos	(7.047)
Saldo final em 31 de março 2021	25.585
Juros Incorridos	1.106
Pagamentos	(17.152)
Saldo final em 31 de dezembro de 2021	9.539

	31/03/2022	31/12/2021
Circulante	6.178	6.327
Não Circulante	1.807	3.212
Total	7.985	9.539

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

	31/03/2022
2023	1.807
Total	1.807

Os aluguéis fixos e variáveis relacionados a contratos de baixo valor, foram os seguintes para os exercícios findos em 31 de março de 2022 e 31 de dezembro de 2021:

	31/03/2022	31/12/2021
Arrendamentos de ativos de baixo valor	6.605	16.303

NOTA 27 – RESSARCIMENTO DE CLIENTE

	31/03/2022	31/12/2021
Passivo Circulante		
Ressarcimento 2020	-	22.259
Total	-	22.259

NOTA 28 – PATRIMÔNIO LÍQUIDO

O capital social da Companhia, em 31 de março de 2022, é de R\$ 8.493.036 (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 as seguintes preferências ou vantagens, de acordo com o Estatuto da Companhia:

- Prioridade no reembolso do capital, sem direito a prêmio;
- Dividendo prioritário, mínimo cumulativo de 10% ao ano, e participação, em igualdade de condições, com as ações ordinárias nos lucros que remanescerem, depois de pago um dividendo de 12% ao ano às ações ordinárias;
- Direito a voto nas deliberações das Assembleias Gerais Extraordinárias sobre a alteração do Estatuto.

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

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

ACIONISTA	31/03/2022					
	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

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

NOTA 29 – RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA

	31/03/2022	31/03/2021
Suprimento de Energia Elétrica:		
Receita Fixa	1.168.082	856.125
Ressarcimento	-	-
	<u>1.168.082</u>	<u>856.125</u>
Outras receitas	355	62
	<u>355</u>	<u>62</u>
(-) Deduções à Receita Operacional		
(-)Pis/PASEP e Cofins	(108.048)	(79.192)
(-) Encargos setoriais	(35.042)	(25.683)
	<u>(143.090)</u>	<u>(104.875)</u>
Receita operacional líquida	<u><u>1.025.347</u></u>	<u><u>751.312</u></u>

Suprimento de energia elétrica

O suprimento líquido de energia elétrica das Usinas Nucleares Angra 1 e 2 de 3.848.851 MW* no período de 3 meses findos em 31 de março de 2022 (3.646.649 MWh* em março de 2021), corresponde a uma receita de R\$ 1.168.082 (R\$ 856.125 em 31 de março 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

NOTA 30 – CUSTOS E DESPESAS OPERACIONAIS

	31/03/2022			31/03/2021		
	Custos	Despesas	Total	Custos	Despesas	Total
Encargos de uso da rede de transmissão	(36.116)	-	(36.116)	(32.354)	-	(32.354)
Encargos de uso do sistema de distribuição	(13.951)	-	(13.951)	(7.523)	-	(7.523)
Pessoal	(107.058)	(64.583)	(171.641)	(101.963)	(56.455)	(158.418)
Pessoal - plano médico incentivo desligamento	-	2.332	2.332	-	2.357	2.357
Material	(10.166)	(2.229)	(12.395)	(4.954)	(752)	(5.706)
Serviços de terceiros	(29.425)	(42.237)	(71.662)	(28.134)	(39.852)	(67.986)
Depreciação e amortização	(141.040)	(1.328)	(142.368)	(141.543)	(1.648)	(143.191)
Depreciação direito de uso - IFRS 16	-	(1.459)	(1.459)	-	(6.071)	(6.071)
Combustível para produção de energia elétrica	(130.564)	-	(130.564)	(125.754)	-	(125.754)
Aluguéis	(510)	(6.095)	(6.605)	(401)	(2.733)	(3.134)
Provisões para risco	-	(15.929)	(15.929)	-	789	789
Provisões benefício pós emprego	-	(27.176)	(27.176)	-	(13.823)	(13.823)
Provisão de crédito de liquidação duvidosa	-	(130)	(130)	-	40	40
Outras provisões	-	-	-	-	(8)	(8)
Tributos	(1.894)	(5.467)	(7.361)	(544)	(9.885)	(10.429)
Seguros	(8.116)	(703)	(8.819)	(7.249)	(385)	(7.634)
Recuperação de Despesa	-	7	7	-	8	8
Anuidade e contribuições	(2.848)	(397)	(3.245)	(2.255)	(126)	(2.381)
Comunicação	(121)	(518)	(639)	(109)	(390)	(499)
Luz e força	(2)	(1.998)	(2.000)	(3)	(1.555)	(1.558)
Condênções Judiciais	-	(630)	(630)	-	(106)	(106)
Contribuições CCEE/NOS	(400)	-	(400)	(51)	-	(51)
Outros	(554)	(1.649)	(2.203)	(488)	(1.400)	(1.888)
Total	(482.765)	(170.189)	(652.954)	(453.325)	(131.995)	(585.320)

NOTA 31 – RESULTADO FINANCEIRO

	31/03/2022	31/03/2021
Receitas Financeiras		
Rendimento sobre títulos e valores mobiliários de curto prazo	12.624	11.500
Ganho sobre títulos e valores mobiliários de LP para descomissionamento - (Nota 12)	-	69.047
Outras receitas financeiras	3.608	365
	16.232	80.912
Despesas financeiras		
Encargos sobre financiamentos	(126.190)	(117.943)
Perda sobre títulos e valores mobiliários de LP para descomissionamento - (Nota 12)	(50.276)	-
Ajuste a valor presente da obrigação para desmobilização de ativos	(59.714)	(55.525)
Ajuste a valor presente da obrigação com arrendamento mercantil IFRS 16	(191)	(634)
Outras despesas financeiras	(1.038)	(1.144)
	(237.409)	(175.246)
Itens financeiros, líquidos		
Variações monetárias	(29.043)	(6.327)
Variações cambiais	81.005	(32.881)
	51.962	(39.208)
Resultado Financeiro	(169.215)	(133.542)

NOTA 32 – 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. As ações preferenciais possuem direito assegurado (por ação) de pelo menos 10% na distribuição de Dividendos e participação em igualdade de condições com as ações ordinárias nos lucros que remanescerem depois de pago dividendo de de 12% ao ano às ações ordinárias. O resultado por ação básico e diluído são iguais por não haver fatores de diluição.

31/03/2022	
Numerador	
Lucro atribuível a cada classe de ações	108.383
Lucro do Período	108.383
Denominador	
Média ponderada da quantidade de ações	48.202.865
Resultado por ação básico e diluído (R\$)	0,0022
31/03/2021	
Numerador	
Lucro atribuível a cada classe de ações	(12.590)
Lucro do Período	(12.590)
Denominador	
Média ponderada da quantidade de ações	48.202.865
Resultado por ação básico e diluído (R\$)	(0,0003)

NOTA 33 – INSTRUMENTOS FINANCEIROS E GESTÃO DE RISCOS

33.1- Gestão do Risco de Capital

Condizente com outras companhias do setor, 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 18, subtraído do montante de caixa e equivalentes de caixa e títulos e valores mobiliários, apresentados nas notas 5 e 6. O capital total é apurado através da soma do patrimônio líquido, conforme demonstrado no balanço patrimonial consolidado, com a dívida líquida.

	31/03/2022	31/12/2021
Total dos empréstimos, financiamentos e debêntures	7.247.322	7.324.727
(-) Caixa e Equivalentes de Caixa	(7.841)	(10.514)
(-) Títulos e Valores Mobiliários	(384.778)	(711.714)
Exposição Líquida	6.854.703	6.602.499
(+) Total do Patrimônio Líquido	2.678.465	2.570.082
Total do Capital	9.533.168	9.172.581
Índice de Alavancagem Financeira	72%	72%

33.2 – 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	31/03/2022	31/12/2021
ATIVOS FINANCEIROS			
Custo amortizado		484.713	361.893
Clientes		405.880	285.375
Depósitos Judiciais		70.992	66.004
Caixa e equivalentes de caixa		7.841	10.514
Valor justo por meio do resultado		2.486.367	2.767.427
Títulos e Valores Mobiliários	2	2.486.367	2.767.427
PASSIVOS FINANCEIROS			
Custo amortizado		11.725.773	12.164.619
Fornecedores		876.551	1.240.893
Financiamentos e Empréstimos		7.247.322	7.324.727
Adiantamento para Futuro Aumento de Capital		3.593.915	3.567.201
Ressarcimento Cliente - Desvio Negativo		-	22.259
Arrendamentos		7.985	9.539

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.

33.3 - 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:

33.3.1 - 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	6,41
Dólar Americano	5,62

**ANÁLISE DE SENSIBILIDADE FORNECEDOR
EM 31 DE MARÇO DE 2022**

Moeda	Valor	Valor (R\$)	PERDA
			ESTIMADA ATÉ 31/12/2022
Euro	(68.646)	(360.810)	(79.211)
Dólar Americano	(7.040)	(33.354)	(6.211)
TOTAL		(394.164)	(85.421)

Projeções taxa de câmbio para data-base 31/12/2022 com base em dados de fechamento de mercado BCB - Sistema Expectativas.

33.3.2 - 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, todos os 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 6,08% a.a. para o primeiro 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 45,9% da dívida total da ELETRONUCLEAR está indexada à TJLP. No caso da dívida com taxas pré-fixadas, esse montante representa cerca de 41,2% do total. A dívida que está indexada à UFIR, que está congelada, representa cerca de 8,6% do total.

Além disso, menos 0,1% da dívida total contratada está indexada à taxa SELIC. Outra fração de aproximadamente 4,1% do total da dívida da ELETRONUCLEAR está indexada ao Índice de Preços ao Consumidor Amplo - IPCA.

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

	Moeda	Indexador	Taxa Efetiva	31/03/2022		31/12/2021	
				Principal	Juros *	Principal	Juros *
ANGRAS 1 e 2:							
ELETROBRAS - RGR - ECF 2278 / ECF 2507 / ECF 2579	R\$	UFIR	5,00%	156.357	25.935	164.897	28.771
FURNAS - Instrumento de Confissão de Dívida	R\$	IPCA	7,89%	298.904	92.365	301.826	96.309
ANGRA 3:							
ELETROBRAS - RGR - ECF 2878	R\$	UFIR	5,00%	470.448	205.919	477.876	212.456
BNDES - Nº 10.2.2032.1 - Subcréditos A e B	R\$	TJLP	7,60%	3.333.469	2.169.193	3.364.562	2.143.882
BNDES - Nº 10.2.2032.1 - Subcrédito D	R\$	SELIC	2,80%	587	1	2.290	13
CEF - Nº 0410.351-27/13	R\$	Sem indexador	6,50%	2.987.557	1.849.557	3.013.276	1.898.165
Total				7.247.322	4.342.971	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 31/03/2022	Efeito no resultado		
			Cenário I - Provável 2022 ¹	Cenário II (+25%) ¹	Cenário III (+50%) ¹
IPCA	Empréstimos e financiamentos	(298.904)	(38.549)	(43.798)	(48.309)
	Impacto no resultado	(298.904)	(38.549)	(43.798)	(48.309)
TJLP	Empréstimos e financiamentos	(3.333.469)	(264.883)	(305.442)	(345.547)
	Impacto no resultado	(3.333.469)	(264.883)	(305.442)	(345.547)
Impacto no resultado dos índices			(303.432)	(349.241)	(393.857)
(¹) Premissas adotadas:		31/03/2022	Provável	+25%	+50%
	IPCA	11,30%	7,48%	9,35%	11,22%
	TJLP	6,08%	6,82%	8,53%	10,23%

33.3.3 - Risco de crédito

Risco de crédito é o risco da 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 a partir de janeiro de 2013 comercializada através da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE, com todas as distribuidoras do Sistema Interligado Nacional - SIN.

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:

	31/03/2022	31/12/2021
Caixa e equivalentes de Caixa	7.841	10.514
Clientes - Venda de Energia	405.880	285.375
Titulos e Valores Mobiliários	2.486.367	2.767.427
Total	2.900.088	3.063.316

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

	Concessionária	Faturamento	Atraso em dias
1	AMAZONAS DISTRIBUIDORA DE ENERGIA S. A.	7.601	0
2	AMPLA ENERGIA E SERVIÇOS S. A.	11.937	0
3	CELESC DISTRIBUIÇÃO S. A.	19.557	0
4	CELG DISTRIBUIÇÃO S. A.	14.644	0
5	CEMIG DISTRIBUIÇÃO S. A.	31.701	0
6	CENTRAIS ELÉTRICAS DE CARAZINHO S. A.	197	0
7	COMPANHIA CAMPOLARGUENSE DE ENERGIA	377	0
8	COMPANHIA DE ELETRICIDADE DO AMAPÁ	1.324	0
9	COMPANHIA DE ELETRICIDADE DO ESTADO DA BAHIA	20.620	0
10	COMPANHIA ENERGÉTICA DE PERNAMBUCO	13.279	0
11	COMPANHIA ENERGÉTICA DO CEARÁ	12.374	0
12	COMPANHIA ENERGÉTICA DO RIO GRANDE DO NORTE	5.637	0
13	COMPANHIA ESTADUAL DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA	8.728	0
14	COMPANHIA HIDROELÉTRICA SÃO PATRÍCIO	141	0
15	COMPANHIA JAGUARI DE ENERGIA (CPFL JAGUARI)	438	0
16	COMPANHIA JAGUARI DE ENERGIA (CPFL LESTE PAULISTA)	356	0
17	COMPANHIA JAGUARI DE ENERGIA (CPFL MOCOCA SE)	274	0
18	COMPANHIA JAGUARI DE ENERGIA (CPFL SANTA CRUZ)	483	0
19	COMPANHIA JAGUARI DE ENERGIA (CPFL SUL PAULISTA)	1.169	0
20	COMPANHIA PAULISTA DE FORÇA E LUZ (CPFL PAULISTA)	25.865	0
21	COMPANHIA PIRATININGA DE FORÇA E LUZ (CPFL PIRATININGA)	10.591	0
22	COMPANHIA SUL SERGIPANA DE ELETRICIDADE	511	0
23	COOP DE ELET RURAL DE ITAÍ PARANAPANEMA AVARÉ LTDA.	151	0
24	COOPERATIVA ALIANÇA	213	0
25	COOPERATIVA DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA SALTO DONNER	12	0
26	COOPERATIVA DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ENTRE RIOS LTDA.	90	0
27	COOPERATIVA DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA TEUTÔNIA	470	0
28	COOPERATIVA DE DISTRIBUIÇÃO E GERAÇÃO DE ENERGIA DAS MISSÕES	122	0
29	COOPERATIVA DE ELETRICIDADE DE SÃO LUDGERO	201	0
30	COOPERATIVA DE ELETRICIDADE JACINTO MACHADO	33	0
31	COOPERATIVA DE ELETRIFICAÇÃO DE BRAÇO DO NORTE	166	0
32	COOPERATIVA DE ELETRIFICAÇÃO DE IBIÚNA E REGIÃO	91	0
33	COOPERATIVA DE ELETRIFICAÇÃO E DESENVOLVIMENTO DA REGIÃO DE ITU MAIR	45	0
34	COOPERATIVA DE ELETRIFICAÇÃO E DESENVOLVIMENTO DA REGIÃO DE MOGI MI	217	0
35	COOPERATIVA DE ENERGIZAÇÃO E DE DESENVOLVIMENTO DO VALE DO MOGI	43	0
36	COOPERATIVA REGIONAL DE ELETRIFICAÇÃO RURAL DO ALTO URUGUAI	69	0
37	COOPERATIVA REGIONAL DE ENERGIA E DESENVOLVIMENTO IJUÍ LTDA.	144	0
38	COOPERATIVA REGIONAL DE ENERGIA TAQUARI JACUÍ	131	0
39	COOPERATIVA REGIONAL SUL DE ELETRIFICAÇÃO RURAL	55	0
40	COOPERLUZ - COOPERATIVA DISTRIBUIDORA DE ENERGIA FRONTEIRA NOROESTE	74	0
41	COPEL DISTRIBUIÇÃO S. A.	28.171	0
42	COPREL COOPERATIVA DE ENERGIA	485	0
43	CRELUZ - COOPERATIVA DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA	112	0
44	DEPARTAMENTO MUNICIPAL DE ENERGIA DE IJUÍ	167	0
45	DISTRIBUIDORA CATARINENSE DE ENERGIA ELÉTRICA LTDA.	243	0
46	DME DISTRIBUIÇÃO S. A.	437	0
47	EDP ESPÍRITO SANTO DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA S. A.	8.423	0
48	EDP SÃO PAULO DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA S. A.	10.840	0
49	ELEKTRO REDES S. A.	14.479	0
50	ELETROPAULO METROPOLITANA ELETRICIDADE DE SÃO PAULO S. A.	42.690	0
51	EMPRESA LUZ E FORÇA SANTA MARIA S. A.	663	0
52	ENERGISA ACRE - DISTRIBUIDORA DE ENERGIA S. A. (ENERGISA AC)	1.136	0
53	ENERGISA BORBOREMA - DISTRIBUIDORA DE ENERGIA S. A.	735	0
54	ENERGISA MATO GROSSO - DISTRIBUIDORA DE ENERGIA S. A.	8.453	0
55	ENERGISA MATO GROSSO DO SUL S. A.	5.313	0
56	ENERGISA MINAS GERAIS - DISTRIBUIDORA DE ENERGIA S. A.	1.456	0
57	ENERGISA PARAÍBA - DISTRIBUIDORA DE ENERGIA S. A.	4.468	0
58	ENERGISA RONDÔNIA - DISTRIBUIDORA DE ENERGIA S. A.	3.561	0
59	ENERGISA SERGIPE - DISTRIBUIDORA DE ENERGIA S. A.	2.921	0
60	ENERGISA SUL SUDESTE - DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA S. A. (ENERGISA BR)	919	0
61	ENERGISA SUL SUDESTE - DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA S. A. (ENERGISA NA)	721	0
62	ENERGISA SUL SUDESTE - DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA S. A. (ENERGISA SS)	1.419	0
63	ENERGISA SUL SUDESTE - DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA S. A. (ENERGISA VP)	1.107	0
64	ENERGISA TOCANTINS - DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA S. A.	2.584	0
65	EQUATORIAL ALAGOAS DISTRIBUIDORA DE ENERGIA S. A.	3.993	0
66	EQUATORIAL MARANHÃO DISTRIBUIDORA DE ENERGIA S. A.	7.221	0
67	EQUATORIAL PARÁ DISTRIBUIDORA DE ENERGIA S. A.	9.931	0
68	EQUATORIAL PIAUÍ DISTRIBUIDORA DE ENERGIA S. A.	3.945	0
69	FORÇA E LUZ CORONEL VIVIDA LTDA.	61	0
70	LIGHT SERVIÇOS DE ELETRICIDADE S. A.	25.017	0
71	MUXFELDT, MARIN & CIA. LTDA.	79	0
72	NEOENERGIA DISTRIBUIÇÃO BRASÍLIA S. A.	7.373	0
73	NOVA PALMA ENERGIA LTDA.	76	0
74	RGE SUL DISTRIBUIDORA DE ENERGIA S. A. (RGE SUL)	8.473	0
75	RGE SUL DISTRIBUIDORA DE ENERGIA S. A. (RGE DIST)	8.077	0
	Total	405.880	

33.3.4 - 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 1,15 em 31 de março 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 0,33 em 31 de março 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 entrada em operação, aprovada internamente, tem como cronograma o início de geração de receita a partir de fevereiro de 2028 (nota 31.3.5 a seguir).

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

	31/03/2022				
	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	1.721.908	836.170	2.461.951	7.657.138	12.677.167
Empréstimos e financiamentos	839.179	834.363	2.461.951	7.657.138	11.792.631
Fornecedores	876.551	-	-	-	876.551
Arrendamentos	6.178	1.807	-	-	7.985

	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

33.3.5 – Risco Operacional

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

Toda a energia produzida por essas usinas tem fornecimento contratual de longo prazo firmado com as distribuidoras de energia elétrica; contratos esses regidos pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE. A ELETRONUCLEAR 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.

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

Atualmente, as Indústrias Nucleares do Brasil – INB, por questões legais, é considerada uma estatal dependente para fins de elaboração do orçamento da União. Nesse sentido, a INB tem apontado que os valores aprovados em seu orçamento fiscal, ao qual tem sido submetida, têm implicado a mesma em riscos à manutenção de sua adimplência contratual para com a ELETRONUCLEAR, o que implica em dizer, em última análise, e embora de probabilidade reduzida, numa eventual possibilidade de não fornecimento de nossos insumos ao processo de geração de energia elétrica, que seriam os elementos combustíveis por ela fabricados.

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. Como próximo passo para solucionar as dificuldades orçamentárias da INB, seus gestores iniciarão gestões junto as alçadas de governança competentes, estando nelas incluídas o Ministério de Minas e Energia – MME e o Ministério da Economia – ME, com o intuito de tornar a INB independente do Tesouro, visto que, a partir de agora ela reunirá 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 no 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.

A Eletrobras, controladora da ELETRONUCLEAR, conjuntamente ao Ministério de Minas e Energia – MME, tem realizado gestões junto ao Ministério da Economia no intuito de superar as dificuldades orçamentárias ora vivenciadas pela INB.

Assim considerando, exceto pelos fatos acima narrados, entende a administração da ELETRONUCLEAR, não haver nenhuma outra expectativa econômica e financeira que possa 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 de 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 do 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. O montante total do AFAC consta no Plano Diretor de Negócios e Gestão – PDNG (2020-2024) da Eletrobras.

Os aportes iniciais aprovados no âmbito do Programa de Aceleração da Linha Crítica serão 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 (nota 24).

O principal objetivo do plano de aceleração é preservar a data de entrada em operação da usina, prevista para fevereiro 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 sua *holding*.

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. 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.

Em que pesem as necessidades para a viabilidade de conclusão do empreendimento “Angra 3” estejam endereçadas no mais alto nível da administração governamental, por meio de esforços conjuntos do poder executivo e coordenados pelo Ministério de Minas e Energia - MME, a Companhia tem, juntamente com a sua *holding* Eletrobras, buscado alternativas para mitigar os riscos de liquidez de curto prazo, sendo estas alternativas alcançadas por meio de alívios no seu fluxo de caixa, sob a forma de manutenção de suspensões de pagamentos de amortizações em contratos de financiamentos junto à própria Eletrobras, bem como na obtenção de novos aportes de sua *holding* conforme observado na nota 24.

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, que será a 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 1).

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 Usinas de 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 fevereiro 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.

NOTA 34 – TRANSAÇÕES COM PARTES RELACIONADAS

34.1 - Transações com Entidades Governamentais

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

NATUREZA DA OPERAÇÃO	31/03/2022			31/12/2021		
	ATIVO	PASSIVO	RESULTADO	ATIVO	PASSIVO	RESULTADO
Apliação Financeira						
Poder Público Federal - Banco do Brasil	384.778	-	10.598	491.638	-	17.202
Poder Público Federal - Caixa Econômica Federal	-	-	2027	220076	-	70
Empréstimos e Financiamentos a Pagar						
Poder Público Federal - Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social - BNDES	-	3.334.055	62.221	-	3.366.852	(216.998)
Poder Público Federal - Caixa Econômica Federal	-	2.987.557	48.492	-	3.013.276	(197.940)
Total	384.778	6.321.612	123.338	711.714	6.380.128	(397.666)

34.2 - Transações com empresas do mesmo grupo

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

	Saldos e Transações por Natureza					
	31/03/2022			31/12/2021		31/03/2021
	ATIVO	PASSIVO	RESULTADO	ATIVO	PASSIVO	RESULTADO
Fundo descomissionamento	2.101.589	-	-	2.055.714	-	-
Outras contas a receber	64.633	-	-	64.252	-	-
Fornecedores	-	5.306	-	-	7.611	-
Devolução tarifa RH 1406/12	-	298.904	-	-	301.826	-
Adiantamento para Futuro Aumento de Capital	-	3.593.915	-	-	3.567.201	-
Empréstimos e Financiamentos	-	626.805	-	-	642.773	-
Remuneração do fundo financeiro	-	-	-	-	-	69.047
Variação Monetária - Empréstimo	-	-	-	-	-	-
Variação monetária - AFAC	-	-	(26.715)	-	-	-
Variação monetária - Devolução tarifa RH 1585/13	-	-	(6.849)	-	-	(6.895)
Despesa com Juros - Devolução tarifa RH 1585/13	-	-	(6.104)	-	-	(5.711)
Encargos uso da rede elétrica	-	-	(12.603)	-	-	(14.862)
Encargos Financeiros	-	-	(9.373)	-	-	(10.379)
Cessão de funcionários	-	-	(350)	-	-	158
Auditoria externa	-	-	(364)	-	-	(341)
Teste COVID	-	-	(50.275)	-	-	-
Total	2.166.222	4.524.930	(112.633)	2.119.966	4.519.411	31.017

Saldos e Transações por Entidade

	31/03/2022			31/12/2021		31/03/2021
	ATIVO	PASSIVO	RESULTADO	ATIVO	PASSIVO	RESULTADO
Eletrobras	2.163.036	4.220.720	(86.573)	2.055.714	4.209.974	58.492
Furnas	3.116	301.567	(17.331)	61.289	306.625	(18.441)
Chesf	-	1.304	(3.927)	2.938	1.420	(4.547)
CGTEletrosul	-	478	(1.437)	-	526	(1.448)
Eletronorte	70	861	(3.365)	25	866	(2.997)
Amazonas GT	-	-	-	-	-	(42)
Total	2.166.222	4.524.930	(112.633)	2.119.966	4.519.411	31.017

34.3 - Remuneração do pessoal chave

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

	31/03/2022	31/03/2021
Benefícios de curto prazo	772	782
Total	772	782

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

	31/03/2022	31/12/2021
Remuneração de dirigentes		
Maior remuneração de administradores	46.202	74.569
Menor remuneração de administradores	37.802	37.802
Remuneração média de administradores	39.875	43.703
Remuneração de empregados		
Maior remuneração de empregados	65.611	65.611
Menor remuneração de empregados	3.876	3.782
Remuneração média de empregados	13.694	13.332
Remuneração de conselheiros		
Maior remuneração de empregados	4.146	4.146
Menor remuneração de empregados	4.146	255
Remuneração média de empregados	4.146	4.025

NOTA 35 – SEGUROS – Não auditada

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 março de 2022, é de R\$ 31.546.082 e está assim distribuído:

	Vigência	Valor Segurado	Prêmio Equivalente
Riscos nucleares:	31/10/2022	18.931.301	27.242
Danos materiais		17.292.970	19.880
Responsabilidade civil		1.638.331	7.363
Riscos de Engenharia:	26/08/2022	12.033.376	9.200
Construção		3.293.773	2.441
Responsabilidade civil		30.000	200
Armazenamento de equipamentos		8.709.604	6.559
Diversos	Diversas	581.405	2.427
Total		31.546.082	38.869

NOTA 36 – COMPROMISSOS OPERACIONAIS DE LONGO PRAZO

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

36.1 – 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 530, em 21 de dezembro de 2012, 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 2022 a 2029. A Resolução Homologatória Aneel nº 3.002/2021 estabeleceu a receita fixa de R\$ 4.672.327 para o ano de 2022, 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	2022*	2023	2024	2025	2026	Após 2026	TOTAL
AME - AMAZONAS DISTRIBUIDORA DE ENERGIA S.A	65.624	87.499	87.499	87.499	87.499	262.497	678.117
CEA - COMPANHIA DE ELETRICIDADE DO AMAPÁ	11.435	15.246	15.246	15.246	15.246	45.738	118.157
CEAL - COMPANHIA ENERGÉTICA DE ALAGOAS	34.472	45.962	45.962	45.962	45.962	137.886	356.206
CEB-DIS - CEB DISTRIBUIÇÃO S.A.	63.656	84.874	84.874	84.874	84.874	254.622	657.774
CEEE-D - COMPANHIA ESTADUAL DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA	75.359	100.478	100.478	100.478	100.478	301.434	778.705
CEGERO - COOPERATIVA DE ELETRICIDADE SÃO LUDGERO	1.733	2.311	2.311	2.311	2.311	6.933	17.910
CEJAMA - COOPERATIVA DE ELETRICIDADE JACINTO MACHADO **	286	381	381	381	381	1.143	2.953
CELESC-DIS - CELESC DISTRIBUIÇÃO S.A.	166.639	221.854	221.854	221.854	221.854	665.562	1.719.617
CELG-D - CELG DISTRIBUIÇÃO S.A.	126.432	168.576	168.576	168.576	168.576	505.728	1.306.464
CELPA - CENTRAIS ELÉTRICAS DO PARÁ S.A.	85.740	114.320	114.320	114.320	114.320	342.960	885.980
CELPE - COMPANHIA ENERGÉTICA DE PERNAMBUCO	114.646	152.861	152.861	152.861	152.861	458.583	1.184.673
CEMAR - COMPANHIA ENERGÉTICA DO MARANHÃO	62.348	83.130	83.130	83.130	83.130	249.390	644.258
CEMIG-D - CEMIG DISTRIBUIÇÃO S.A.	273.701	364.934	364.934	364.934	364.934	1.094.802	2.828.239
CEMIRIM - COOPERATIVA DE ELETRIFICAÇÃO E DESENVOLVIMENTO DA REGIÃO DE MOGI MIRIM	1.871	2.494	2.494	2.494	2.494	7.482	19.329
CEPISA - COMPANHIA ENERGÉTICA DO PIAUÍ	34.057	45.409	45.409	45.409	45.409	136.227	351.920
CEPRAG - COOPERATIVA DE ELETRICIDADE PRAIA GRANDE ***	363	624	624	624	624	1.872	4.731
CERBRANORTE - COOPERATIVA DE ELETRIFICAÇÃO DE BRAÇO DO NORTE	1.433	1.911	1.911	1.911	1.911	5.733	14.810
CERGal - COOPERATIVA DE ELETRIFICAÇÃO ANITA GARIBALDI ***	540	926	926	926	926	2.778	7.022
CERILUZ - COOPERATIVA REGIONAL DE ENERGIA E DESENVOLVIMENTO IJUÍ LTDA.	1.244	1.658	1.658	1.658	1.658	4.974	12.850
CERIM - COOPERATIVA DE ELETRIFICAÇÃO E DESENVOLVIMENTO DA REGIÃO DE ITU MAIRINQUE	386	515	515	515	515	1.545	3.991
CERIPA - COOP DE ELET RURAL DE ITAÍ PARANAPANEMA AVARÉ LTDA **	1.305	1.740	1.740	1.740	1.740	5.220	13.485
CERMISSÕES - COOPERATIVA DE DISTRIBUIÇÃO E GERAÇÃO DE ENERGIA DAS MISSÕES	1.055	1.407	1.407	1.407	1.407	4.221	10.904
CERON - CENTRAIS ELÉTRICAS DE RONDÔNIA S.A.	30.741	40.988	40.988	40.988	40.988	122.964	317.657
CERSAD - COOPERATIVA DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA SALTO DONNER	101	134	134	134	134	402	1.039
CERTAJA - COOPERATIVA REGIONAL DE ENERGIA TAQUARI JACUÍ	1.132	1.509	1.509	1.509	1.509	4.527	11.695
CERTEL - COOPERATIVA DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA TEUTÔNIA	4.055	5.406	5.406	5.406	5.406	16.218	41.897
CERTHIL - COOPERATIVA DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ENTRE RIOS LTDA	773	1.031	1.031	1.031	1.031	3.093	7.990
CERVAM - COOPERATIVA DE ENERGIZAÇÃO E DE DESENVOLVIMENTO DO VALE DO MOGI	374	499	499	499	499	1.497	3.867
CETRIL - COOPERATIVA DE ELETRIFICAÇÃO DE IBIÚNA E REGIÃO	785	1.046	1.046	1.046	1.046	3.138	8.107
CHESP - COMPANHIA HIDROELÉTRICA SÃO PATRÍCIO	1.217	1.622	1.622	1.622	1.622	4.866	12.571
COCEL - COMPANHIA CAMPOLARGUENSE DE ENERGIA	3.259	4.345	4.345	4.345	4.345	13.035	33.674
COELBA - COMPANHIA DE ELETRICIDADE DO ESTADO DA BAHIA	178.027	237.369	237.369	237.369	237.369	712.107	1.839.610
COMPANHIA JAGUARI DE ENERGIA - CPFL SANTA CRUZ	24.697	32.929	32.929	32.929	32.929	98.787	255.200
COOPERALIANÇA - COOPERATIVA ALIANÇA	1.841	2.454	2.454	2.454	2.454	7.362	19.019
COOPERLUIZ - COOPERATIVA DISTRIBUIDORA DE ENERGIA FRONTEIRA NOROESTE	639	852	852	852	852	2.556	6.603
COORSEL - COOPERATIVA REGIONAL SUL DE ELETRIFICAÇÃO RURAL **	472	632	632	632	632	1.896	4.896
COPEL-DIS - COPEL DISTRIBUIÇÃO S.A.	243.218	324.291	324.291	324.291	324.291	972.873	2.513.255
COPREL - COPREL COOPERATIVA DE ENERGIA	4.187	5.582	5.582	5.582	5.582	16.746	43.261
COSERN - COMPANHIA ENERGÉTICA DO RIO GRANDE DO NORTE	48.666	64.888	64.888	64.888	64.888	194.664	502.882
CPFL - PIRATINGA - COMPANHIA PIRATINGA DE FORÇA E LUZ	91.444	121.925	121.925	121.925	121.925	365.775	944.919
CPFL-PAULISTA - COMPANHIA PAULISTA DE FORÇA E LUZ	223.310	297.746	297.746	297.746	297.746	893.238	2.307.532
CRELUZ-D - COOPERATIVA DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA	971	1.294	1.294	1.294	1.294	3.882	10.029
CRERAL - COOPERATIVA REGIONAL DE ELETRIFICAÇÃO RURAL DO ALTO URUGUAI	599	799	799	799	799	2.397	6.192
DEMEI - DEPARTAMENTO MUNICIPAL DE ENERGIA DE IJUÍ	1.439	1.919	1.919	1.919	1.919	5.757	14.872
DMED - DME DISTRIBUIÇÃO S.A.	3.773	5.030	5.030	5.030	5.030	15.090	38.983
EBO - ENERGISA BORBOREMA - DISTRIBUIDORA DE ENERGIA S.A.	6.343	8.457	8.457	8.457	8.457	25.371	65.542
EDP ES - ESPÍRITO SANTO DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA S/A.	72.724	96.965	96.965	96.965	96.965	290.895	751.479
EDP SP - SÃO PAULO DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA S/A.	93.588	124.784	124.784	124.784	124.784	374.352	967.076
ELEKTRO - ELEKTRO ELETRICIDADE E SERVIÇOS S.A.	125.091	166.788	166.788	166.788	166.788	500.364	1.292.607
ELEKTROACRE - COMPANHIA DE ELETRICIDADE DO ACRE	9.810	13.080	13.080	13.080	13.080	39.240	101.370
ELETROCAR - CENTRAIS ELÉTRICAS DE CARAZINHO S/A	1.704	2.272	2.272	2.272	2.272	6.816	17.608
ELETROPOL - ELETROPOL METROPOLITANA ELETRICIDADE DE SÃO PAULO S. A.	368.573	491.430	491.430	491.430	491.430	1.474.290	3.808.583
ELFSM - EMPRESA LUZ E FORÇA SANTA MARIA S.A.	5.728	7.637	7.637	7.637	7.637	22.911	59.187
EMG - ENERGISA MINAS GERAIS - DISTRIBUIDORA DE ENERGIA S.A.	12.570	16.760	16.760	16.760	16.760	50.280	129.890
EMS - ENERGISA MATO GROSSO DO SUL - DISTRIBUIDORA DE ENERGIA S.A.	45.868	61.157	61.157	61.157	61.157	183.471	473.967
EMT - ENERGISA MATO GROSSO - DISTRIBUIDORA DE ENERGIA S.A.	72.984	97.312	97.312	97.312	97.312	291.936	754.168
ENEL CE - COMPANHIA ENERGÉTICA DO CEARÁ	106.833	142.444	142.444	142.444	142.444	427.332	1.103.941
ENEL RJ - AMPLA ENERGIA E SERVIÇOS S.A.	103.057	137.409	137.409	137.409	137.409	412.227	1.064.920
EPB - ENERGISA PARAÍBA - DISTRIBUIDORA DE ENERGIA	38.579	51.438	51.438	51.438	51.438	154.314	398.645
ESE - ENERGISA SERGIPE - DISTRIBUIDORA DE ENERGIA S.A.	25.216	33.621	33.621	33.621	33.621	100.863	260.563
ESS - ENERGISA SUL-SUDESTE - DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA S.A.	35.972	47.962	47.962	47.962	47.962	143.886	371.706
ETO - ENERGISA TOCANTINS - DISTRIBUIDORA DE ENERGIA S.A.	22.310	29.746	29.746	29.746	29.746	89.238	230.532
FORCEL - FORÇA E LUZ CORONEL VIVIDA LTDA	527	703	703	703	703	2.109	5.448
IENERGIA - IGUAÇU DISTRIBUIDORA DE ENERGIA ELÉTRICA LTDA	2.096	2.794	2.794	2.794	2.794	8.382	21.654
LIGHT - LIGHT SERVIÇOS DE ELETRICIDADE S.A.	215.990	287.987	287.987	287.987	287.987	863.961	2.231.899
MUXENERGIA - MUXFELDT MARIN & CIA. LTDA	679	905	905	905	905	2.715	7.014
RGE SUL - RGE SUL DISTRIBUIDORA DE ENERGIA S.A.	142.885	190.513	190.513	190.513	190.513	571.539	1.476.476
SULGIPE - COMPANHIA SUL SERGIPANA DE ELETRICIDADE	4.415	5.886	5.886	5.886	5.886	17.658	45.617
UHENPAL - USINA HIDROELÉTRICA NOVA PALMA LTDA.	658	877	877	877	877	2.631	6.797
Total	3.504.245	4.672.327	4.672.327	4.672.327	4.672.327	14.016.981	36.210.534

Compromisso de venda de energia para o período de 2022 a 2029, de acordo com as REHs Aneel 2.998/2021 e 3.002/2021.

* Compromisso referente ao período de Abr/2022 a Dez/2022.

** Incorporação ao SIN a partir de fevereiro/2022.

*** Incorporação ao SIN a partir de junho/2022.

36.2 – 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	421.932
2023	1.237.595
2024	1.041.304
2025	1.407.759
2026	1.606.751
2027	1.285.702
2028	285.109
2029	-
Após 2029	14.538.362
Total	21.824.514

36.3 – 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	74.287
2023	86.806
2024	99.514
2025	94.574
2026	82.895
2027	69.938
2028	-
2029	-
Após 2029	-
Total	508.014

36.4 – 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	743.269
2023	347.108
2024	400.956
2025	65.594
2026	47.015
2027	-
2028	-
2029	-
Após 2029	-
Total	1.603.942

NOTA 37 – EVENTOS SUBSEQUENTES

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 BNDES tendo a Eletrobras como interveniente.

Em 10 de maio de 2022, a Diretoria Executiva da ELETRONUCLEAR aprovou a nova data de Início de Operação de Usina de Angra 3 como sendo fevereiro 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.

NOTA 38 – CORRELAÇÃO ENTRE AS NOTAS EXPLICATIVAS DE 31 DE DEZEMBRO DE 2021 E 31 DE MARÇO DE 2022

Títulos das Notas Explicativas	Número das Notas Explicativas	
	Anual de 2021	ITR de 31/03/2022
Contexto Operacional	1	1
Destaques	2	2
Autorizações para Construção e Operação das Usinas	3	3
Base de Elaboração e Apresentação das Demonstrações Financeiras	4	4
Caixa, Equivalente de Caixa	6	5
Títulos e Valores Mobiliários Circulante	7	6
Clientes	8	7
Tributos e Contribuições a Compensar	9	8
Imposto de Renda e Contribuição Social Ativo	10	9
Estoque de Combustível Nuclear	11	10
Almoxarifado	12	11
Outros Ativos	13	16
Títulos e Valores Mobiliários Não Circulante - Fundo de Descomissionamento	14	12
Depósitos Vinculados	15	13
Imobilizado	16	14
Intangível	17	15
Fornecedores	19	17
Empréstimos e Financiamentos	20	18
Tributos e Contribuições Sociais	21	19
Obrigações Estimadas	22	20
Encargos Setoriais	23	21
Provisão para Risco e Passivos Contingentes	26	22
Obrigações para desmobilização de Ativo	27	24
Adiantamento para Futuro Aumento de Capital - AFAC	28	25
Arrendamentos	29	26
Ressarcimento de Cliente	30	27
Patrimônio Líquido	31	28
Receita Operacional Líquida	32	29
Custos e Despesas Operacionais	33	30
Resultado Financeiro	34	31
Resultado por ação	-	32
Instrumentos Financeiros e Gestão de Risco	35	33
Transações com Partes Relacionadas	36	34
Remunerações do Pessoal Chave	36.4	34.3
Seguros	38	35
Compromissos Operacionais de Longo Prazo	39	36
Eventos Subsequentes	40	37

As notas explicativas do relatório anual de 2021 que foram suprimidas no relatório trimestral do período findo de 31 de março de 2022, pelo fato de não apresentarem alterações relevantes e/ou não serem aplicáveis às informações intermediárias condensadas, estão relacionadas abaixo:

Títulos das Notas Explicativas	Número das Notas Explicativas
Estimativas e Julgamentos Contábeis	5
Valor Recuperável dos Ativos e Longo Prazo	18
Provisão Para Plano de Incentivo Desligamento	25
Taxas Regulamentares	37

EDVALDO LUÍS RISSO
Diretor de Administração e Finanças
CPF: 005.199.978-16

LUIZ OTÁVIO ARTILHEIRO
Superintendente Financeiro em Exercício
CPF: 082.217.297-60

MARIO JOSÉ PIRES
Chefe de Departamento de Contabilidade
CPF: 664.428.857-04 – CRC: RJ – 87.882