

# INFORMAÇÕES CONTÁBEIS INTERMEDIÁRIAS

# 1T24



**norte**ENERGIA  
USINA HIDRELÉTRICA BELO MONTE

## Sumário

Relatório sobre a revisão das informações trimestrais.....	1
Relatório sobre a revisão das informações trimestrais .....	1
Balanço patrimonial .....	3
Demonstração do resultado .....	5
Demonstração do resultado abrangente .....	6
Demonstração das mutações do patrimônio líquido.....	7
Demonstração dos fluxos de caixa .....	8
Demonstração do valor adicionado .....	9
Notas explicativas às informações contábeis intermediárias.....	10
1. Informações gerais.....	10
2. Base de preparação e apresentação das informações contábeis intermediárias e resumo das principais políticas contábeis.....	15
3. Estimativas e julgamentos contábeis.....	17
4. Caixa, equivalentes de caixa e aplicações financeiras .....	19
5. Contas a receber de clientes .....	20
6. Tributos a recuperar .....	20
7. Despesas antecipadas .....	21
8. Imobilizado .....	21
9. Intangível .....	24
10. Depósitos judiciais e cauções.....	26
11. Outros créditos.....	27
12. Fornecedores .....	27
13. Outras contas a pagar .....	28
14. Provisões para riscos cíveis, fiscais e trabalhistas e contingências passivas .....	29
15. Empréstimos, financiamentos e debêntures .....	31
16. Partes relacionadas.....	36
17. Provisões socioambientais .....	38
18. Patrimônio líquido.....	39
19. Receita operacional líquida .....	40
20. Custos de venda de energia.....	41
21. Custos de operação .....	41
22. Despesas operacionais .....	42
23. Resultado financeiro, líquido .....	42

24. Imposto de renda e contribuição social .....	42
25. Instrumentos financeiros .....	45
26. Análise de sensibilidade dos ativos e passivos financeiros .....	49
27. Cobertura de seguros.....	50
28. Compromissos .....	52

## Relatório sobre a revisão das informações trimestrais

Aos  
Acionistas e Administradores da  
**Norte Energia S.A.**  
Brasília - DF

### Introdução

Revisamos as informações contábeis intermediárias da Norte Energia S.A. (“Companhia”), contidas no Formulário de Informações Trimestrais (ITR) referente ao trimestre findo em 31 de março de 2024, que compreendem o balanço patrimonial em 31 de março de 2024 e as respectivas demonstrações do resultado, do resultado abrangente, das mutações do patrimônio líquido e dos fluxos de caixa para o período de três meses findo naquela data, bem como as correspondentes notas explicativas, incluindo as políticas contábeis materiais e outras informações elucidativas.

A diretoria é responsável pela elaboração das informações contábeis intermediárias de acordo com a NBC TG 21 - Demonstração Intermediária e com a norma internacional IAS 34 – *Interim Financial Reporting*, emitida pelo *International Accounting Standards Board (IASB)*, assim como pela apresentação dessas informações de forma condizente com as normas expedidas pela Comissão de Valores Mobiliários, aplicáveis à elaboração das Informações Trimestrais (ITR). Nossa responsabilidade é a de expressar uma conclusão sobre essas informações contábeis intermediárias com base em nossa revisão.

### Alcance da revisão

Conduzimos nossa revisão de acordo com as normas brasileiras e internacionais de revisão de informações intermediárias (NBC TR 2410 - Revisão de Informações Intermediárias Executada pelo Auditor da Entidade e ISRE 2410 - Review of Interim Financial Information Performed by the Independent Auditor of the Entity, respectivamente). Uma revisão de informações intermediárias consiste na realização de indagações, principalmente às pessoas responsáveis pelos assuntos financeiros e contábeis e na aplicação de procedimentos analíticos e de outros procedimentos de revisão. O alcance de uma revisão é significativamente menor do que o de uma auditoria conduzida de acordo com as normas de auditoria e, conseqüentemente, não nos permitiu obter segurança de que tomamos conhecimento de todos os assuntos significativos que poderiam ser identificados em uma auditoria. Portanto, não expressamos uma opinião de auditoria.

## **Conclusão**

Com base em nossa revisão, não temos conhecimento de nenhum fato que nos leve a acreditar que as informações contábeis intermediárias incluídas nas informações trimestrais acima referidas não foram elaboradas, em todos os aspectos relevantes, de acordo com a NBC TG 21 e a IAS 34 aplicáveis à elaboração de Informações Trimestrais (ITR), e apresentadas de forma condizente com as normas expedidas pela Comissão de Valores Mobiliários.

## **Outros assuntos**

### *Demonstração do valor adicionado*

As informações trimestrais acima referidas incluem a demonstração do valor adicionado (DVA), referente ao período de três meses findo em 31 de março de 2024, elaborada sob a responsabilidade da diretoria da Companhia e apresentada como informação suplementar para fins de IAS 34. Essa demonstração foi submetida à procedimentos de revisão executados em conjunto com a revisão das informações trimestrais, com o objetivo de concluir se ela está conciliada com as informações contábeis intermediárias e registros contábeis, conforme aplicável, e se sua forma e conteúdo está de acordo com os critérios definidos na NBC TG 09 – Demonstração do Valor Adicionado. Com base em nossa revisão, não temos conhecimento de nenhum fato que nos leve a acreditar que essa demonstração do valor adicionado não foi elaborada, em todos os aspectos relevantes, segundo os critérios definidos nessa Norma e de forma consistente em relação às informações contábeis intermediárias tomadas em conjunto.

Brasília, 25 de abril de 2024.

**ERNST & YOUNG**  
Auditores Independentes S/S. Ltda.  
CRC SP-015199/O



Alexandre Dias Fernandes  
Contador CRC DF-012460/O

## Balço patrimonial

Em 31 de março de 2024 e 31 de dezembro de 2023

(Em milhares de reais)

	<u>Nota</u>	<u>31/03/2024</u>	<u>31/12/2023</u>
Ativo			
Circulante			
Caixa e equivalentes de caixa	4.1	654.721	554.350
Aplicações financeiras	4.2	318.883	378.413
Contas a receber de clientes	5	719.263	741.977
Tributos a recuperar	6	77.451	90.436
Despesas antecipadas	7	41.347	55.718
Outros créditos	11	81.209	106.542
Total do ativo circulante		<u>1.892.874</u>	<u>1.927.436</u>
Não circulante			
Aplicações financeiras	4.2	-	401.227
Despesas antecipadas	7	-	17
Imposto de renda e contribuição social diferidos	24	428.891	374.598
Tributos a recuperar	6	30.368	5.283
Depósitos judiciais e cauções	10	771.776	642.928
Outros créditos	11	6.825	8.882
Imobilizado	8	38.655.894	39.063.849
Intangível	9	673.774	679.263
Total do ativo não circulante		<u>40.567.528</u>	<u>41.176.047</u>
Total do ativo		<u><u>42.460.402</u></u>	<u><u>43.103.483</u></u>

As notas explicativas são partes integrantes das informações contábeis intermediárias.



## Balço patrimonial

Em 31 de março de 2024 e 31 de dezembro de 2023

(Em milhares de reais)

	<u>Nota</u>	<u>31/03/2024</u>	<u>31/12/2023</u>
Passivo			
Circulante			
Fornecedores	12	<b>480.186</b>	704.465
Empréstimos, financiamentos e debêntures	15	<b>938.758</b>	908.473
Partes relacionadas	16	<b>32.522</b>	32.100
Provisões para riscos cíveis, fiscais e trabalhistas	14	<b>146.415</b>	138.189
Uso do bem público (UBP) a pagar	9.3	<b>99.381</b>	98.929
Provisões socioambientais	17	<b>372.681</b>	290.760
Outras contas a pagar	13	<b>251.627</b>	220.157
Total do passivo circulante		<b>2.321.570</b>	2.393.073
Não circulante			
Fornecedores	12	<b>515</b>	154
Empréstimos, financiamentos e debêntures	15	<b>27.765.673</b>	27.914.113
Uso do bem público (UBP) a pagar	9.3	<b>260.175</b>	261.517
Provisões socioambientais	17	<b>1.131.823</b>	1.271.266
Outras contas a pagar	13	<b>5.373</b>	5.270
Total do passivo não circulante		<b>29.163.559</b>	29.452.320
Patrimônio líquido			
Capital social integralizado	18	<b>13.379.780</b>	13.378.533
Prejuízos acumulados		<b>(2.404.507)</b>	(2.120.443)
Total do patrimônio líquido		<b>10.975.273</b>	11.258.090
Total do passivo e do patrimônio líquido		<b>42.460.402</b>	43.103.483

As notas explicativas são partes integrantes das informações contábeis intermediárias.

## Demonstração do resultado

Períodos de três meses findos em 31 de março de 2024 e 2023

(Em milhares de reais, exceto o resultado por ação em reais)

	Nota	01/01/2024 a 31/03/2024 (3 meses)	01/01/2023 a 31/03/2023 (3 meses)
Receita operacional líquida	19	<b>1.387.470</b>	1.418.564
Custos dos serviços:			
Custos da venda de energia	20	<b>(466.198)</b>	(354.713)
Custos de operação	21	<b>(622.776)</b>	(570.956)
Lucro bruto		<b>298.496</b>	492.895
Despesas operacionais:			
Administrativas		<b>(54.546)</b>	(31.462)
Depreciação e amortização		<b>(3.843)</b>	(2.156)
	22	<b>(58.389)</b>	(33.618)
Lucro operacional antes do resultado financeiro		<b>240.107</b>	459.277
Resultado financeiro:			
Receitas financeiras		<b>48.814</b>	65.842
Despesas financeiras		<b>(627.278)</b>	(669.394)
	23	<b>(578.464)</b>	(603.552)
Prejuízo antes do imposto de renda e contribuição social		<b>(338.357)</b>	(144.275)
Imposto de renda e contribuição social diferidos	24.a	<b>54.293</b>	21.903
Prejuízo do período		<b>(284.064)</b>	(122.372)
Prejuízo básico e diluído por ação (em R\$)	18.2	<b>(0,0212)</b>	(0,0091)

As notas explicativas são partes integrantes das informações contábeis intermediárias.



### Demonstração do resultado abrangente

Períodos de três meses findos em 31 de março de 2024 e 2023

(Em milhares de reais)

	<b>01/01/2024 a 31/03/2024 (3 meses)</b>	01/01/2023 a 31/03/2023 (3 meses)
Prejuízo do período	<b>(284.064)</b>	(122.372)
Outros resultados abrangentes	-	-
Total do resultado abrangente do período	<b><u>(284.064)</u></b>	<b><u>(122.372)</u></b>

As notas explicativas são partes integrantes das informações contábeis intermediárias.

## Demonstração das mutações do patrimônio líquido

Períodos de três meses findos em 31 de março de 2024 e 2023  
(Em milhares de reais)

	<b>Capital social subscrito</b>	<b>Capital social a integralizar</b>	<b>Capital social integralizado</b>	<b>Prejuízos acumulados</b>	<b>Total do patrimônio líquido</b>
Saldo em 31 de dezembro de 2022	13.396.000	(22.455)	13.373.545	(1.269.629)	12.103.916
Integralização de capital social	-	1.247	1.247	-	1.247
Prejuízo do período	-	-	-	(122.372)	(122.372)
Saldo em 31 de março de 2023	<u>13.396.000</u>	<u>(21.208)</u>	<u>13.374.792</u>	<u>(1.392.001)</u>	<u>11.982.791</u>
Saldo em 31 de dezembro de 2023	13.396.000	(17.467)	13.378.533	(2.120.443)	11.258.090
Integralização de capital social	-	1.247	1.247	-	1.247
Prejuízo do período	-	-	-	(284.064)	(284.064)
Saldo em 31 de março de 2024	<u><u>13.396.000</u></u>	<u><u>(16.220)</u></u>	<u><u>13.379.780</u></u>	<u><u>(2.404.507)</u></u>	<u><u>10.975.273</u></u>

As notas explicativas são partes integrantes das informações contábeis intermediárias.

## Demonstração dos fluxos de caixa

Períodos de três meses findos em 31 de março de 2024 e 2023

(Em milhares de reais)

	<b>01/01/2024 a 31/03/2024 (3 meses)</b>	01/01/2023 a 31/03/2023 (3 meses)
Fluxos de caixa das atividades operacionais:		
Prejuízo antes do imposto de renda e da contribuição social	<b>(338.357)</b>	(144.275)
Ajustes do resultado de itens sem desembolso de caixa:		
Depreciação e amortização	<b>441.467</b>	424.972
Perdas estimadas em créditos de liquidação duvidosa	<b>22.590</b>	6
Provisões	<b>4.634</b>	(1.753)
Resultado financeiro	<b>578.464</b>	603.552
Baixa de depósitos judiciais	<b>-</b>	47
Resultado ajustado	<b>708.798</b>	882.549
Variações em ativos e passivos das atividades operacionais:		
Contas a receber de clientes	<b>869</b>	(97.647)
Tributos	<b>(12.100)</b>	(1.515)
Despesas antecipadas	<b>14.999</b>	15.762
Cauções	<b>(115.261)</b>	(109)
Outros créditos	<b>23.910</b>	8.377
Fornecedores - materiais e serviços em geral	<b>(234.952)</b>	(126.500)
Outras contas a pagar e provisão socioambiental	<b>(37.863)</b>	(61.848)
Fluxo de caixa líquido gerado pelas atividades operacionais	<b>348.400</b>	619.069
Fluxos de caixa das atividades de investimento:		
Aumento de imobilizado (excluindo fornecedores não liquidados)	<b>(19.860)</b>	(28.219)
Aumento de intangíveis (excluindo bens de utilização pública)	<b>(2.989)</b>	(1.600)
Aplicações financeiras, líquidas	<b>504.335</b>	15.215
Caixa líquido gerado pelas (aplicado nas) atividades de investimento	<b>481.486</b>	(14.604)
Fluxos de caixa das atividades de financiamento:		
Pagamentos de empréstimos (principal e juros)	<b>(722.237)</b>	(716.495)
Integralização de capital	<b>1.247</b>	1.247
Caixa líquido aplicado nas atividades de financiamento	<b>(720.990)</b>	(715.248)
Aumento líquido de caixa e equivalentes de caixa	<b>108.896</b>	(110.783)
Caixa e equivalentes de caixa no início do período	<b>554.350</b>	741.217
Caixa e equivalentes de caixa no final do período	<b>663.246</b>	630.434
Itens sem efeito de caixa	<b>3.184</b>	10.906
Provisão socioambiental capitalizada (imobilizado)	<b>-</b>	17.173
Fornecedores não liquidados (imobilizado)	<b>203</b>	(769)
Provisões para demandas judiciais capitalizadas (imobilizado)	<b>3.592</b>	(3.766)
Seguros não liquidados (fornecedores)	<b>(611)</b>	-
Transferência de ativo imobilizado para intangível	<b>-</b>	(1.732)

As notas explicativas são partes integrantes das informações contábeis intermediárias.

## Demonstração do valor adicionado

Períodos de três meses findos em 31 de março de 2024 e 2023

(Em milhares de reais)

	<b>01/01/2024 a 31/03/2024 (3 meses)</b>	01/01/2023 a 31/03/2023 (3 meses)
Receita operacional bruta	<b>1.649.286</b>	1.696.701
Insumos adquiridos de terceiros:		
Custo com energia elétrica	<b>(466.198)</b>	(354.713)
Material	<b>(2.733)</b>	(1.286)
Serviços de terceiros	<b>(43.811)</b>	(28.578)
Outros insumos	<b>(155.657)</b>	(120.747)
Retenções:		
Depreciação e amortização	<b>(441.467)</b>	(424.972)
Valor adicionado recebido em transferência:		
Receitas financeiras	<b>48.814</b>	65.842
Valor adicionado a distribuir	<b><u>588.234</u></b>	<u>832.247</u>
Distribuição do valor adicionado:		
Pessoal e encargos (com remuneração dos administradores)	<b>36.982</b>	28.410
Impostos, taxas e contribuições:		
Dedução à receita operacional	<b>183.777</b>	167.249
Taxa de fiscalização	<b>11.270</b>	10.295
Utilização de recursos hídricos	<b>66.769</b>	100.593
Tributos diferidos	<b>(54.293)</b>	(21.903)
Remuneração de capitais de terceiros:		
Aluguéis	<b>515</b>	581
Despesa financeira	<b>627.278</b>	669.394
Prejuízo do período	<b>(284.064)</b>	(122.372)
Valor adicionado distribuído	<b><u>588.234</u></b>	<u>832.247</u>

As notas explicativas são partes integrantes das informações contábeis intermediárias.

## Notas explicativas às informações contábeis intermediárias

Períodos de três meses findos em 31 de março de 2024 e 2023

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

### 1. Informações gerais

#### 1.1. Constituição e outorga

Constituída em 21 de julho de 2010, a Norte Energia S.A. (“Companhia” ou “Norte Energia”) é uma Sociedade de Propósito Específico, de capital aberto, sem *free float*. Em 14 de setembro de 2020, a Norte Energia obteve o registro de emissor de valores mobiliários de acordo com a Instrução nº 480, de 07 de dezembro de 2009, da Comissão de Valores Mobiliários (“CVM”), na categoria “A”.

A Companhia é controlada em conjunto (“*joint venture*”) por meio de Acordo de Acionistas (“Acordo”), do qual todos os acionistas são signatários, conforme disposto no artigo 118 da Lei nº 6.404/76. Os acionistas constituíram a Companhia com propósito específico de conduzir todas as atividades necessárias à implantação, operação, manutenção e exploração da Usina Hidrelétrica de Belo Monte (“UHE Belo Monte”), no Rio Xingu, localizada no Estado do Pará, e das instalações de transmissão de interesse restrito à central geradora. A sede da Companhia está localizada no SEPS 702/902, torre B, 3º andar, edifício General Alencastro, Asa Sul, Brasília - DF.

Em 26 de agosto de 2010, a Companhia assinou o Contrato de Concessão nº 001/2010 com a União, através do Ministério de Minas e Energia (“MME”), para exploração dos serviços de geração de energia elétrica, cujo prazo é de 35 anos, a partir da assinatura do referido contrato.

Conforme o Contrato de Concessão, a UHE Belo Monte gera um volume de energia elétrica com uma capacidade instalada total de 11.233,1 MW. A garantia física da usina, para efeito comercial, é de 4.571 MW médios, sendo 4.418,9 MW médios referentes à UHE Belo Monte, e 152,1 MW médios referentes à UHE Pimental. O contrato versa também que 70% da energia assegurada será destinada ao mercado regulado (“ACR”), 10% aos autoprodutores (“APE”) e 20% ao mercado livre (“ACL”).

#### 1.2. Licença de Instalação e de Operação

Em 6 de junho de 2011, o Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis (“IBAMA”) concedeu Licença de Instalação (“LI”), contemplando as atividades a serem desenvolvidas dentro dos sítios construtivos de Belo Monte, Pimental, do Canal e Bela Vista, compreendendo a construção de barragens, diques, casas de força, canal de derivação, vertedouro, tomada d’água principal, sistema de transposição de embarcações e sistema de transposição de peixes.

A “LI” acima mencionada compreende, ainda, as seguintes atividades associadas ao empreendimento, conforme Relatório do Processo de Licenciamento: implantação das linhas de transmissão para fornecimento de energia aos quatro sítios construtivos; linhas de transmissão que escoarão a energia a ser gerada pelas casas de força principal e complementar até as subestações Xingu e Altamira, respectivamente; canteiro de obras dos sítios Pimental, Bela Vista, Belo Monte e do Canal; jazidas minerais e áreas de bota-fora associadas à construção das obras principais; e estradas secundárias de acesso aos canteiros e às frentes de obra da usina.

## 1. Informações gerais--Continuação

### 1.2. Licença de Instalação e de Operação--Continuação

A Companhia obteve a emissão da Licença de Operação (“LO”), em 24 de novembro de 2015, junto ao IBAMA, com vigência de seis anos, para viabilizar o enchimento do reservatório da usina. Em 16 de julho de 2021, a Companhia solicitou junto ao IBAMA a renovação da LO nº 1.317/2015, e a solicitação está consubstanciada em Relatório Consolidado (RC) de Andamento do Projeto Básico Ambiental (PBA) e Atendimento de Condicionantes da referida licença. A referida solicitação, realizada tempestivamente, será utilizada para manutenção da LO até a conclusão do processo. Na data de emissão destas informações contábeis intermediárias a Companhia não identifica nenhum obstáculo para obtenção da renovação definitiva e mantém contato constante junto ao órgão competente pela emissão da renovação.

### 1.3. Empreendimento

Em 27 de novembro de 2019, foi inaugurada a Unidade Geradora (“UG”) 18 de Belo Monte em evento que simbolizou a conclusão da usina.

Os serviços das obras civis e de montagem realizados desde 2010, possibilitaram a realização de testes das Unidades Geradoras de Pimental e Belo Monte e sincronização ao Sistema Interligado Nacional (“SIN”), assim as UGs foram colocadas em operação comercial conforme segue:

Ano	Belo Monte	Pimental
2016	1,2,3	1,2,3,4
2017	4,5,6,7	5,6
2018	8,9,10,11,12	
2019	13, 14, 15, 16, 17 e 18	

Ainda em relação as UGs, a Companhia atingiu sua garantia física de geração de energia com a entrada em operação da UG 8 em Belo Monte, sendo 4.418,9 MW médios e 152,1 médios em Pimental.

### 1.4. Assuntos regulatórios

#### 1.4.1. Contrato de Concessão

De acordo com o Contrato de Concessão, o início das operações da Usina dar-se-ia em 28 de fevereiro de 2015. No entanto, em função de manifestações de representações de comunidades, liminares judiciais, invasões e greves na região da construção do empreendimento, a Companhia encaminhou à Agência Nacional de Energia Elétrica (“ANEEL”) o pedido de “Excludente de Responsabilidade”, solicitando que sejam levadas em consideração todas as paralisações e eventos ocorridos que impactaram efetivamente a execução do cronograma originalmente estabelecido do empreendimento, e que a Companhia tem mantido gestões junto ao IBAMA, ANA, IPHAN e FUNAI comprovando a continuidade do cumprimento das condicionantes exigidas pela Licença de Operação.

Em 21 de setembro de 2015, a Companhia obteve decisão judicial liminar que determinou à ANEEL: “até a análise do pleito liminar formulado no processo de origem, que se abstenha de aplicar à agravante quaisquer penalidades ou sanções em decorrência da não entrada em operação da UHE Belo Monte na data estabelecida, no cronograma original do projeto, incluindo aquelas

## 1. Informações gerais--Continuação

### 1.4. Assuntos regulatórios--Continuação

#### 1.4.1. Contrato de Concessão--Continuação

previstas na Resolução Normativa da ANEEL nº 595/2013 e no Contrato de Concessão 01/2010-MME-UHE Belo Monte".

A liminar protege a Companhia dos efeitos adversos, regulatórios e contratuais, provocados pela diferença entre a data prevista no cronograma da ANEEL para entrada em operação comercial e a efetiva data de entrada em operação de cada uma das unidades geradoras.

Com base nessa liminar e na avaliação de riscos de perda caracterizada como "possível" pelos assessores jurídicos da Companhia, foram suspensos, no período de fevereiro/2015 até agosto/2017, todos os registros e as provisões contábeis inerentes ao cumprimento das determinações do Contrato de Concessão, sendo que o valor estimado de eventual perda para a Companhia gira em torno R\$ 2.861 milhões, composto pela soma de potenciais valores de pagamento de encargos de uso do sistema de transmissão, recontabilização financeira do Mercado de Curto Prazo, acertos financeiros com compradores de energia referentes ao período de vigência da Liminar e pagamentos referente ao uso do bem público. Quaisquer alterações no cenário existente terão seus impactos refletidos prospectivamente nas informações contábeis intermediárias da Companhia.

Em 18 de dezembro de 2022, a Companhia ajuizou a Ação Ordinária nº 1084113-15.2022.4.01.3400, requerendo, dentre outros pedidos, o reconhecimento de ocorrências de excludentes de responsabilidade nos atrasos na entrada em operação e a inexigibilidade do pagamento de qualquer sanção decorrentes dos atrasos que não deu causa.

Em 24 de março de 2021, foi assinado o Segundo Termo Aditivo ao Contrato de Concessão de Uso de Bem Público nº 001/2010-MME-UHE Belo Monte, concatenando "as datas de entrada em operação comercial das unidades geradoras (UG) 13 a 18 da UHE Belo Monte com a data de entrada em operação comercial do 2º Bipolo da Subestação Xingu, objeto do Contrato de Concessão nº 07/2015-ANEEL, adequando a tabela do inciso XIV, da Subcláusula Primeira da Cláusula Sétima do Contrato de Concessão nº 001/2010-MME-UHE Belo Monte", as demais cláusulas e condições foram mantidas.

A Companhia ainda pleiteia perante a ANEEL o reconhecimento formal de um ressarcimento, como consequência dos ônus econômico-financeiros decorrentes das restrições sistêmicas que impedem a geração integral da energia, que a UHE Belo Monte se encontra apta a produzir. Trata-se de limitação operativa decorrente da não implantação das condições garantidas pelo Edital do Leilão nº 006/2009 (Leilão da UHE Belo Monte), que foi instruído, dentre outros documentos, pela Nota Técnica EPE-DEE-RE-004/2010-rO, da Empresa de Pesquisa Energética (EPE), a qual previu que a UHE foi modelada com uma ligação infinita com o subsistema Norte/Macapá/Manaus e que seriam implementadas medidas destinadas a não restringir a geração de energia da usina. Em virtude das limitações, a UHE Belo Monte é constantemente despachada abaixo de sua capacidade de geração. Diante desse cenário, conforme discorrido em parecer dos assessores jurídicos, a Diretoria da ANEEL, por meio do Despacho nº 2.518/2021, de 17/08/2021, atestou formalmente o direito da Norte Energia de ser compensada pelos efeitos negativos das limitações que frustram a plena geração e o pleno escoamento da energia da UHE Belo Monte. Na data de emissão destas informações contábeis intermediárias, não foi possível mensurar de forma segura quais os impactos a serem registrados, por este motivo quaisquer alterações no cenário existente terão seus impactos refletidos prospectivamente.



## 1. Informações gerais--Continuação

### 1.4. Assuntos regulatórios--Continuação

#### 1.4.2. Nulidade da Tarifa de Energia de Otimização diferenciada para Usina Hidrelétrica de Itaipu (“TEO Itaipu”)

Em dezembro de 2022, a 8ª Turma do TRF1 concluiu o julgamento do processo ajuizado pela Associação Brasileira dos Produtores Independentes de Energia Elétrica (“Apine”) em face da ANEEL, nº 0033163-68.2012.4.01.3400.

O citado processo tem por objetivo, em suma, a declaração de nulidade dos arts. 1º e 2º da Resolução ANEEL nº 392/2009, que instituíram a Tarifa de Energia de Otimização diferenciada para a Usina Hidrelétrica de Itaipu (“TEO Itaipu”).

Para tanto, a associação sustentou, entre outros argumentos, que a criação da TEO Itaipu fere o art. 13, § 1º, do Decreto 4.550/2002, pois alberga custos não incrementais de produção, quais sejam: o pagamento de royalties às “Altas Partes Contratantes” (Brasil e Paraguai); pagamentos de custos de administração e supervisão da empresa constituída com capital das Centrais Elétricas Brasileiras (“Eletrobras”) e da *Administracion Nacional de Electricidad* (“Ande”) para exploração da Usina de Itaipu; e remuneração pela energia cedida ao Brasil pelo Paraguai.

A Apine argumentou ainda que a criação da TEO Itaipu rompe com a neutralidade das trocas de energia entre as usinas hidrelétricas participantes do Mecanismo de Realocação de Energia (“MRE”), uma vez que: a) viola o art. 1º, § 4º, inc. I, da Lei 10.848/2004; b) subverte o disposto no art. 22 do Decreto 2.655/1998, que instituiu apenas uma única TEO, sem qualquer diferenciação de tarifas por usinas, e apenas para o ressarcimento de custos incrementais de operação e manutenção das hidrelétricas, e não custos ordinários ou fixos; c) infringe o art. 13, § 1º, do Decreto 4.550/2002, que prevê tratamento similar entre Itaipu e as demais usinas; d) não observa o disposto nos arts. 12, § 1º, incs. I e II, 14 e 15 do Decreto 4.550/2002, os quais preveem repasse dos custos diferenciados de Itaipu por meio da Tarifa de Repasse, e não pela TEO; e) institui subsídio cruzado, ao fazer com que os custos dos consumidores das distribuidoras cotistas da Usina Itaipu sejam repassados aos geradores hidrelétricos do MRE; e f) não possui embasamento em qualquer permissivo legal.

Em primeira instância, o pedido foi julgado improcedente, o que motivou a interposição de recurso de Apelação pela Apine. Em dezembro/2022, a 8ª Turma do TRF1 concluiu o julgamento do referido recurso e, por maioria, deu-lhe provimento, para reconhecer a inexistência de relação jurídica entre as associadas da Apine e a ANEEL que obrigue aquelas ao pagamento da TEO Itaipu, com fundamento nos arts. 1º e 2º da Resolução ANEEL nº 392/2009, devendo esse pagamento se fundamentar em legislação preexistente. O acórdão foi publicado em 25/07/2023.

A ANEEL e a União opuseram o recurso de Embargos de Declaração, que foram devidamente contrarrazoados pela Apine. Atualmente, o processo está sobrestado aguardando definição de quem será o(a) relator(a) desse recurso, pois há uma controvérsia de entendimentos entre dois magistrados.

Frente ao cenário acima narrado, o escritório que patrocina a causa em nome da Apine apresentou à Norte Energia memorando contendo o prognóstico de êxito do processo nº 0033163-68.2012.4.01.3400.

Inicialmente, o documento destaca que a Norte Energia, na qualidade de associada da Apine, está sendo representada pela associação nos autos do citado processo. Nessa qualidade, frisam os

## 1. Informações gerais--Continuação

### 1.4. Assuntos regulatórios--Continuação

#### 1.4.2. Nulidade da Tarifa de Energia de Otimização diferenciada para Usina Hidrelétrica de Itaipu (“TEO Itaipu”)--Continuação

advogados, a “decisão impõe o ressarcimento de todos os valores a maior já pagos pela empresa a título de TEO Itaipu”. Ao analisar a probabilidade de reversão do entendimento, por meio de novos recursos, o memorando é expresso ao registrar que tal chance é remota.

De acordo com os assessores jurídicos, os Embargos de Declaração têm cabimento apenas para sanar eventuais erros materiais, omissões, contradições e/ou obscuridades. Segundo o escritório, “houve amplo debate sobre a matéria e enfrentamento exauriente de todos os pontos suscitados pelas partes”, o que torna improvável a alteração do acórdão por essa via.

Quanto à possibilidade de interposição de Recurso Extraordinário e/ou Recurso Especial, consta do memorando que “há óbices ao conhecimento dos referidos recursos”. Isso em razão de a matéria ter sido “decidida exclusivamente com base em normas infralegais”, inclusive no voto vencido, o que não é suscetível de análise em sede dos citados recursos.

Ademais, de acordo com o escritório que patrocina a causa, para análise da controvérsia do processo é necessária a revisitação de matéria fático-probatória, o que encontra óbice na Súmula nº 7 do Superior Tribunal de Justiça e na Súmula nº 279 do Supremo Tribunal Federal.

Ainda que não tenha ocorrido o trânsito em julgado do julgamento do processo, o escritório concluiu que o prognóstico de êxito da ação em favor da Apine e, conseqüentemente, da Norte Energia é provável, haja vista a remota chance de êxito dos eventuais futuros recursos interpostos pela ANEEL. Há óbices processuais que impedem a reversão do entendimento por meio de Embargos de Declaração, Recurso Especial e/ou Recurso Extraordinário. Portanto, é questão meramente formal e temporal que a Norte Energia tenha ressarcidos todos os valores a maior já pagos pela empresa a título de TEO Itaipu.

Porém, devido aos trâmites processuais pendentes, bem como a definição da melhor estratégia para recebimento do crédito, não é possível mensurar de forma confiável como ocorrerá o ressarcimento nem tampouco uma estimativa precisa de valores envolvidos. Portanto, na data de emissão destas informações contábeis intermediárias, não foi possível mensurar de forma segura quais os impactos a serem registrados, por este motivo quaisquer alterações no cenário existente terão seus impactos refletidos prospectivamente, mediante os despachos regulatórios sobre esse assunto.

### 1.5. Outros assuntos

Em 31 de março de 2024, a Companhia apresenta capital circulante líquido negativo de R\$ 428.696 e ainda despenderá quantias em projetos previstos para o cumprimento do Contrato de Concessão.

## 1. Informações gerais--Continuação

### 1.5. Outros assuntos--Continuação

A Companhia revisa periodicamente suas estimativas de fluxos de caixa futuro e conforme descrito na nota 4.2, houve a reclassificação integral no trimestre corrente dos numerários anteriormente mantidos para resgate em longo prazo, para o ativo circulante e, adicionalmente, a administração vem estudando alternativas viáveis de ingressos de recursos para fazer face aos compromissos de curto prazo. Ainda, de acordo com estimativas e projeções, a situação do capital circulante negativo, assim como as demandas para futuros investimentos na UHE Belo Monte e outros gastos de custeio, será suportada pelas receitas de operações futuras e/ou captação de financiamentos bancários, bem como as garantias contratuais decorrentes dos contratos de financiamentos assinados.

Nesse contexto, a Administração declara que, em 31 de março de 2024, não tem conhecimento de nenhuma incerteza material que possa gerar dúvidas significativas sobre a capacidade da Companhia de continuar operando pelos próximos 12 meses. Assim, estas informações contábeis intermediárias foram preparadas com base no pressuposto de continuidade.

Os dados não financeiros incluídos nestas informações contábeis intermediárias, tais como geração de energia em MW e aspectos qualitativos para determinar a cobertura de seguros, não foram examinados pelos auditores independentes.

## 2. Base de preparação e apresentação das informações contábeis intermediárias e políticas contábeis materiais

As políticas contábeis materiais aplicadas na preparação e apresentação destas informações contábeis intermediárias estão definidas a seguir. Essas políticas vêm sendo aplicadas de modo consistente nos exercícios apresentados.

### 2.1. Base de preparação

As informações contábeis intermediárias da Companhia foram elaboradas tomando como base as práticas contábeis adotadas no Brasil, que compreendem as normas da CVM, os pronunciamentos, interpretações e orientações do Comitê de Pronunciamentos Contábeis ("CPC") aprovados pelo Conselho Federal de Contabilidade ("CFC") e as normas internacionais de relatório financeiro ("IFRS") emitidas pelo *International Accounting Standards Board* ("IASB").

A Companhia também se utiliza das orientações contidas no Manual de Contabilidade do Setor Elétrico Brasileiro e das normas definidas pela ANEEL, quando estas não são conflitantes com as práticas contábeis adotadas no Brasil e/ou com as práticas contábeis internacionais. A preparação das informações contábeis intermediárias requer o uso de certas estimativas contábeis e o exercício de julgamento por parte da Administração da Companhia no processo de aplicação das suas políticas contábeis. As questões de maior complexidade e que requerem nível de julgamento mais elevado, nas quais as premissas e estimativas são significativas para as informações contábeis intermediárias, estão divulgadas na nota 3.

Todas as informações relevantes próprias das informações contábeis intermediárias, e somente elas, estão sendo evidenciadas, e correspondem àquelas utilizadas pela Administração na sua gestão. As informações contábeis intermediárias foram elaboradas com base no custo histórico, exceto por determinados instrumentos financeiros mensurados pelos seus valores justos.

A emissão destas informações contábeis intermediárias foi aprovada pelo Conselho de Administração da Companhia em 25 de abril de 2024.

## **2. Base de preparação e apresentação das informações contábeis intermediárias e políticas contábeis materiais--Continuação**

### **2.2. Moeda de apresentação**

As informações contábeis intermediárias estão apresentadas em milhares de Reais, que é a moeda funcional da Companhia, exceto quando de outra forma indicado.

### **2.3. Classificação circulante e não circulante**

A Companhia apresenta ativos e passivos no balanço patrimonial com base na sua classificação como circulante ou não circulante. Um ativo é classificado no circulante quando:

- Espera-se que seja realizado, ou pretende-se que seja vendido ou consumido no decurso normal do ciclo operacional da entidade;
- Está mantido essencialmente com o propósito de ser negociado;
- Espera-se que seja realizado até 12 meses após a data do balanço;
- É caixa ou equivalente de caixa (conforme definido no Pronunciamento Técnico CPC 03 – Demonstração dos Fluxos de Caixa), a menos que sua troca ou uso para liquidação de passivo se encontre vedada durante pelo menos 12 meses após a data do balanço.

Todos os demais ativos são classificados como não circulantes. Um passivo é classificado no circulante quando:

- Espera-se que seja liquidado durante o ciclo operacional normal da entidade;
- Está mantido essencialmente para a finalidade de ser negociado;
- Deve ser liquidado no período de até 12 meses após a data do balanço;
- A entidade não tem direito incondicional de diferir a liquidação do passivo durante pelo menos 12 meses após a data do balanço.

A Companhia classifica todos os demais passivos no não circulante. Os ativos e passivos fiscais diferidos são classificados no ativo e passivo não circulantes.

### **2.4. Práticas contábeis utilizadas**

As práticas contábeis utilizadas na preparação destas informações contábeis intermediárias são as mesmas adotadas na preparação das informações contábeis intermediárias anuais da Companhia, relativas ao exercício, findo em 31 de dezembro de 2023, que devem ser lidas em conjunto com estas informações contábeis intermediárias.

## **3. Estimativas e julgamentos contábeis**

Com base em premissas, a Administração da Companhia prepara suas estimativas contábeis. Por definição, as estimativas contábeis resultantes raramente são iguais aos respectivos resultados reais. A incerteza envolvida no tema poderia levar a resultados que requerem ajustes significativos ao valor contábil do ativo ou passivo afetado em exercícios futuros.

### 3. Estimativas e julgamentos contábeis--Continuação

Assim, a preparação das informações contábeis intermediárias requer que a Administração faça julgamentos, estimativas e adote premissas que afetam os valores apresentados de receitas, despesas, ativos e passivos, bem como as divulgações de passivos contingentes, na data-base. As estimativas e os julgamentos contábeis são continuamente avaliados e baseiam-se na experiência histórica e em outros fatores, incluindo expectativas de eventos futuros, consideradas razoáveis para as circunstâncias. As revisões das estimativas são reconhecidas prospectivamente.

As questões de maior complexidade e que requerem nível de julgamento mais elevado, nas quais as premissas e estimativas são significativas para as informações contábeis intermediárias são:

- Vida útil do ativo imobilizado (notas 3.1.1 e 8);
- Teste de *impairment* (notas 3.1.2, 8 e 9);
- Provisões para riscos cíveis, fiscais e trabalhistas e contingências passivas (nota 3.1.4 e 14);
- Provisões socioambientais (notas 3.1.3 e 17); e
- Ativos e passivos fiscais diferidos (nota 24.b).

#### 3.1. Estimativas de maior relevância

##### 3.1.1. Depreciação e Unitização do ativo imobilizado

Conforme nota 1, as UGs entraram em operação comercial de forma gradual e em períodos diferentes. As taxas de depreciação e o início da depreciação dos bens ocorrem por UG, sendo a depreciação contabilizada proporcionalmente à geração de energia comercializada, calculada em conformidade com as quotas estabelecidas pela ANEEL, tendo por base suas vidas úteis ou o prazo de concessão, dos dois o menor, uma vez que o contrato de concessão não prevê indenização ao término da concessão.

##### 3.1.2. Provisão para redução do valor recuperável de ativos não financeiros

A Companhia adota variáveis e premissas em teste de recuperação de ativos de longa duração para determinação do valor recuperável desses ativos e reconhecimento de *impairment*, quando necessário. Nesta prática são aplicados julgamentos baseados na experiência histórica na gestão do ativo, grupo de ativos ou unidade geradora de caixa que podem, eventualmente, não se verificar no futuro, inclusive quanto à vida útil econômica estimada de seus ativos de longa duração, que representa as práticas determinadas pela ANEEL, aplicáveis sobre os ativos vinculados à concessão do serviço público de energia elétrica, que podem variar em decorrência da análise periódica do prazo de vida útil econômica de bens.

A Administração elaborou estudos buscando assegurar que os ativos da Companhia estejam registrados contabilmente por valor que não exceda seus valores de recuperação. Assim, um ativo está registrado contabilmente por valor que excede seu valor de recuperação, se o seu valor contábil exceder o montante a ser recuperado pelo uso ou pela venda do ativo.

O ativo caracterizado como sujeito ao reconhecimento de perdas, conforme as normas contábeis CPC 01 (R1) e IAS 36, requer que a entidade reconheça um ajuste para perdas por desvalorização.

Os estudos foram realizados na data base de 31 de dezembro de 2023 e não indicaram necessidade de provisão para redução ao valor recuperável de ativos.



### **3. Estimativas e julgamentos contábeis--Continuação**

#### **3.1. Estimativas de maior relevância--Continuação**

##### **3.1.2. Provisão para redução do valor recuperável de ativos não financeiros--Continuação**

O cálculo realizado para testar a recuperabilidade dos ativos levou em consideração o modelo econômico-financeiro da Companhia, projetado de forma nominal e mensal ao longo do prazo da concessão, para tanto, o fluxo de caixa projetado foi descontado à taxa de 9,66% a.a. (médio), calculada pelo modelo *Weighted Average Cost of Capital* ("WACC") móvel, bem como utilizada a alíquota efetiva de imposto de renda e contribuição social (após estudo de recuperação fiscal).

No cálculo do fluxo de caixa, foram ainda considerados os estudos de gestão tributária e curvas de PLD mais aderentes à realidade atual da geração. De forma geral o modelo de cálculo levou em consideração as seguintes premissas: metodologia de fluxo de caixa descontado – abordagem da receita; período de projeção de janeiro de 2024 a julho de 2046; taxa de desconto WACC; volume físico de energia; tarifas; custos e despesas (projetado por IPCA); entre outras medidas intrínsecas ao negócio. A Administração da Companhia realizou ao final do exercício de 2023 a revisão do valor recuperável do ativo imobilizado e do intangível e concluiu pela não existência de perda a ser contabilizada. Não há indicativos adicionais de *impairment* neste período com relação aos ativos não financeiros.

##### **3.1.3. Provisão socioambiental**

A Companhia, em conformidade com a Orientação Técnica OCPC 05 – Contratos de Concessão, registra a provisão socioambiental com base na melhor estimativa dos desembolsos futuros durante o contrato de concessão.

Cabe ressaltar que a referida orientação possibilita o ajuste futuro da provisão, em contrapartida ao imobilizado em serviço, caso a administração identifique que a estimativa inicial desses custos deverá sofrer ajustes relevantes para mais ou para menos. No que se refere a custos retardatários eles são registrados no resultado do exercício na medida em que os novos compromissos são assumidos.

A Companhia reavalia os compromissos assumidos com diversos órgãos e fornecedores a fim de sempre apresentar com a melhor estimativa possível os valores envolvidos na provisão, inclusive com a contratação de consultoria técnica externa. Atualmente, a provisão monta a R\$ 1.504.504 conforme demonstrado na nota 17 (R\$ 1.562.026 em 31/12/2023) e seus registros ocorreram mediante a confiabilidade dos valores envolvidos e mediante a aprovação orçamentária pelos órgãos estatutários da Companhia.

##### **3.1.4. Provisão para riscos cíveis, fiscais e trabalhistas e contingências passivas**

As provisões para riscos cíveis, fiscais e trabalhistas, relacionada a processos judiciais e administrativos, são reconhecidas quando a Companhia tem uma obrigação presente, legal ou presumida, como resultante de eventos passados, em que seja possível estimar os valores de forma confiável e cuja liquidação seja provável. A avaliação da probabilidade de perda, inclui avaliação das evidências disponíveis, a hierarquia da legislação, as jurisprudências disponíveis, as decisões mais recentes nos tribunais e sua relevância no ordenamento jurídico, bem como a avaliação dos advogados externos (nota 14).

## 4. Caixa, equivalentes de caixa e aplicações financeiras

### 4.1. Caixa e equivalentes de caixa

	<u>31/03/2024</u>	<u>31/12/2023</u>
Recursos em banco e em caixa	49	100.067
Depósitos bancários de curto prazo		
Renda fixa	<u>654.672</u>	<u>454.283</u>
	<u><b>654.721</b></u>	<u><b>554.350</b></u>

Compreendem valores em caixa ou equivalentes, aplicados em títulos emitidos por instituições financeiras de primeira linha, com ratings de crédito atribuídos pelas agências internacionais, com alta liquidez, resgatáveis em qualquer momento sem perda efetiva.

Os recursos disponíveis para aplicação investidos em títulos de renda fixa e operações compromissadas com rentabilidade média de 90,73% do CDI (103% do CDI em 2023). Os compromissos financeiros assumidos pela Norte Energia exigiam liquidez imediata.

### 4.2. Aplicações financeiras

	<u>31/03/2024</u>	<u>31/12/2023</u>
Aplicações financeiras	<u>318.883</u>	<u>779.640</u>
	<u><b>318.883</b></u>	<u><b>779.640</b></u>
Circulante	318.883	378.413
Não circulante	-	401.227

Compreendem valores substancialmente aplicados em Letras Financeiras e CDBs que tem por finalidade a obtenção de rentabilidade. As aplicações possuem rentabilidade média de 143% do CDI (115% do CDI em 2023).

A reclassificação dos recursos financeiros ocorrida no primeiro trimestre de 2024 se deu em razão de probabilidade de uso desses recursos no curto prazo, considerando o atual cenário orçamentário da Companhia.



## 5. Contas a receber de clientes

	31/03/2024				Total	31/12/2023
	Vencidos		Vencidos			
	Faturados	Não faturados	Até 180 dias	Mais de 180 dias		
Suprimento (a)	604.532	4.511	2.611	-	611.654	631.194
Energia elétrica de curto prazo (b)	89.115	27.706	13.368	25	130.214	110.799
PECLD (c)	(9.233)	-	(13.372)	-	(22.605)	(16)
	<b>684.414</b>	<b>32.217</b>	<b>2.607</b>	<b>25</b>	<b>719.263</b>	<b>741.977</b>

(a) Em 31 de março de 2024 é composto de fornecimento não faturado a Autoprodutor de Energia Elétrica (“APE”) no valor de R\$ 4.511 (R\$ 3.316 em 31 de dezembro de 2023), faturamento do ACR no valor de R\$ 537.463 (R\$ 543.790 em 31 de dezembro de 2023) e faturamento a Autoprodutor de Energia Elétrica (“APE”) no valor de R\$ 69.680 (R\$ 84.088 em 31 de dezembro de 2023).

(b) Faturamento da liquidação prevista no Mercado de Curto Prazo/ACL no valor de R\$ 130.214 em 31 de março de 2023 (R\$ 110.799 em 31 de dezembro de 2023).

(c) A seguir a movimentação de perdas estimadas em créditos de liquidação duvidosa:

Saldo em 31 de dezembro de 2022	(960)
Provisão / Reversão	944
Saldo em 31 de dezembro de 2023	<u>(16)</u>
Saldo em 31 de dezembro de 2023	(16)
Provisão / Reversão	<u>(22.589)</u>
Saldo em 31 de março de 2024	<u><u>(22.605)</u></u>

Do montante total provisionado para perda até março de 2024, R\$ 21.401 corresponde a 100% da carteira do cliente 2W Ecobank referente a inadimplência de 8 contratos. A companhia está envidando esforços por meio de notificação extrajudicial para garantir o cumprimento dos contratos e reverter a provisão.

## 6. Tributos a recuperar

	31/03/2024	31/12/2023
ICMS	5.801	5.801
IRRF (a)	58.884	33.799
PIS a recuperar (b)	7.669	9.984
COFINS a recuperar (b)	35.323	45.993
Outros tributos	142	142
	<u>107.819</u>	<u>95.719</u>
Circulante	77.451	90.436
Não circulante	30.368	5.283

(a) Os saldos são representados pelo imposto de renda retido na fonte sobre aplicações financeiras de 2023 e primeiro trimestre de 2024.

(b) Os débitos de PIS e COFINS gerados na venda de energia estão sendo compensados com os créditos acumulados de exercícios anteriores, de acordo com a legislação vigente.

## 7. Despesas antecipadas

	<u>31/03/2024</u>	<u>31/12/2023</u>
Prêmios de seguros	<u>41.347</u>	<u>55.735</u>
	<u>41.347</u>	<u>55.735</u>
Circulante	41.347	55.718
Não circulante	-	17

Refere-se ao prêmio de seguros pagos antecipadamente decorrente de risco operacional e responsabilidade civil. As parcelas mensais de seguros são apropriadas ao resultado no grupo de custos e despesas operacionais (notas 21 e 22, respectivamente).

## 8. Imobilizado

### 8.1. Composição

Descrição	Taxa média anual de depreciação	31/03/2024			31/12/2023
		Custo	Depreciação acumulada	Valor líquido	Valor líquido
<b>Imobilizado em serviço</b>		<b>47.605.514</b>	<b>(9.408.262)</b>	<b>38.197.252</b>	38.626.103
Geração	4,15%	47.572.462	(9.394.219)	38.178.243	38.607.243
Administração	15,13%	33.052	(14.043)	19.009	18.860
<b>Imobilizado em curso</b>		<b>458.642</b>	<b>-</b>	<b>458.642</b>	437.746
Geração		435.720	-	435.720	422.264
Administração		22.922	-	22.922	15.482
		<u>48.064.156</u>	<u>(9.408.262)</u>	<u>38.655.894</u>	<u>39.063.849</u>

## 8. Imobilizado--Continuação

### 8.2. Movimentação

	Saldo em 31/12/2022	Movimentação			Saldo em 31/03/2023	Saldo em 31/12/2023	Movimentação			Saldo em 31/03/2024	Taxa média de Depreciação a.a.
		Adições	Baixa	Transf.			Adições	Baixa	Transf.		
<b>Geração em serviço</b>											
Terrenos (a)	908.807	-	-	169	908.976	909.042	-	-	-	<b>909.042</b>	4,43%
Reservatório, barragens e adutoras (e)	17.454.866	-	-	941	17.455.807	18.736.007	-	-	<b>378</b>	<b>18.736.385</b>	4,43%
Edificações, obras civis e benfeitorias	4.666.495	-	-	726	4.667.221	4.667.309	-	-	-	<b>4.667.309</b>	4,50%
Máquinas e equipamentos	23.207.054	2.765	-	1.177	23.210.996	23.242.564	<b>648</b>	<b>(1.708)</b>	<b>1.778</b>	<b>23.243.282</b>	4,47%
Veículos	8.666	778	-	-	9.444	12.495	-	-	-	<b>12.495</b>	24,10%
Móveis e utensílios	3.181	495	-	5	3.681	3.868	<b>81</b>	-	-	<b>3.949</b>	6,65%
	<u>46.249.069</u>	<u>4.038</u>	<u>-</u>	<u>3.018</u>	<u>46.256.125</u>	<u>47.571.285</u>	<u>729</u>	<u>(1.708)</u>	<u>2.156</u>	<u>47.572.462</u>	
<b>(-) Depreciação acumulada</b>											
Terrenos (a)	(150.188)	(8.043)	-	-	(158.231)	(182.367)	<b>(8.044)</b>	-	-	<b>(190.411)</b>	
Reservatório, barragens e adutoras	(2.809.034)	(155.266)	-	-	(2.964.300)	(3.433.423)	<b>(169.405)</b>	-	-	<b>(3.602.828)</b>	
Edificações, obras civis e benfeitorias	(756.345)	(42.119)	-	-	(798.464)	(924.831)	<b>(42.122)</b>	-	-	<b>(966.953)</b>	
Máquinas e equipamentos	(3.575.999)	(209.939)	-	-	(3.785.938)	(4.416.316)	<b>(210.426)</b>	<b>228</b>	-	<b>(4.626.514)</b>	
Veículos	(5.550)	(237)	-	-	(5.787)	(6.703)	<b>(349)</b>	-	-	<b>(7.052)</b>	
Móveis e utensílios	(174)	(49)	-	-	(223)	(402)	<b>(59)</b>	-	-	<b>(461)</b>	
	<u>(7.297.290)</u>	<u>(415.653)</u>	<u>-</u>	<u>-</u>	<u>(7.712.943)</u>	<u>(8.964.042)</u>	<u>(430.405)</u>	<u>228</u>	<u>-</u>	<u>(9.394.219)</u>	
<b>Geração em curso</b>											
Terrenos (a)	1.529	-	-	-	1.529	-	-	-	-	-	
Reservatório, barragens e adutoras	9.336	2.294	-	(842)	10.788	40.530	<b>1.032</b>	-	<b>4.122</b>	<b>45.684</b>	
Edificações, obras civis e benfeitorias	13.287	2.349	-	(726)	14.910	25.929	<b>6.050</b>	-	-	<b>31.979</b>	
Máquinas e equipamentos	9.591	1.524	-	504	11.619	34.847	<b>721</b>	-	<b>(1.513)</b>	<b>34.055</b>	
Móveis e utensílios	3.206	-	-	(10)	3.196	3.202	<b>0</b>	-	<b>0</b>	<b>3.202</b>	
A ratear (c)	102.921	5.496	(8.467)	(796)	99.154	105.482	<b>3.847</b>	-	<b>(265)</b>	<b>109.064</b>	
Adiantamento a fornecedores (b)	164.908	8.750	(17.173)	(880)	155.605	146.896	<b>3.912</b>	-	<b>(4.500)</b>	<b>146.308</b>	
Material em depósito	29.777	5.738	-	-	35.515	33.675	<b>50</b>	-	-	<b>33.725</b>	
Depósitos judiciais (d)	31.703	-	-	(268)	31.435	31.703	<b>0</b>	-	-	<b>31.703</b>	
	<u>366.258</u>	<u>26.151</u>	<u>(25.640)</u>	<u>(3.018)</u>	<u>363.751</u>	<u>422.264</u>	<u>15.612</u>	<u>-</u>	<u>(2.156)</u>	<u>435.720</u>	
<b>Administração em serviço</b>											
Edificações, obras civis e benfeitorias	2.528	-	-	-	2.528	2.528	<b>10</b>	-	-	<b>2.538</b>	4,92%
Máquinas e equipamentos	16.203	108	-	6	16.317	20.638	<b>436</b>	-	-	<b>21.074</b>	23,72%
Veículos	756	-	-	-	756	1.800	<b>59</b>	-	-	<b>1.859</b>	16,54%
Móveis e utensílios	5.306	56	-	(6)	5.356	7.128	<b>453</b>	-	-	<b>7.581</b>	7,44%
	<u>24.793</u>	<u>164</u>	<u>-</u>	<u>-</u>	<u>24.957</u>	<u>32.094</u>	<u>958</u>	<u>-</u>	<u>-</u>	<u>33.052</u>	
<b>(-) Depreciação acumulada</b>											
Edificações, obras civis e benfeitorias	(410)	(24)	-	-	(434)	(507)	<b>(25)</b>	-	-	<b>(532)</b>	
Máquinas e equipamentos	(8.759)	(465)	-	-	(9.224)	(10.804)	<b>(609)</b>	-	-	<b>(11.413)</b>	
Veículos	(185)	(27)	-	-	(212)	(311)	<b>(64)</b>	-	-	<b>(375)</b>	
Móveis e utensílios	(1.267)	(82)	-	-	(1.349)	(1.612)	<b>(111)</b>	-	-	<b>(1.723)</b>	
	<u>(10.621)</u>	<u>(598)</u>	<u>-</u>	<u>-</u>	<u>(11.219)</u>	<u>(13.234)</u>	<u>(809)</u>	<u>-</u>	<u>-</u>	<u>(14.043)</u>	
<b>Administração em curso</b>											
Edificações, obras civis e benfeitorias	7.627	741	-	(1.732)	6.636	15.287	<b>7.435</b>	-	-	<b>22.722</b>	
Máquinas e equipamentos	53	-	-	-	53	130	<b>5</b>	-	-	<b>135</b>	
Veículos	-	-	-	-	-	65	<b>-</b>	-	-	<b>65</b>	
Móveis e utensílios	-	-	-	-	-	-	<b>0</b>	-	-	<b>-</b>	
	<u>7.680</u>	<u>741</u>	<u>-</u>	<u>(1.732)</u>	<u>6.689</u>	<u>15.482</u>	<u>7.440</u>	<u>-</u>	<u>-</u>	<u>22.922</u>	
	<u>39.339.889</u>	<u>(385.157)</u>	<u>(25.640)</u>	<u>(1.732)</u>	<u>38.927.360</u>	<u>39.063.849</u>	<u>(406.475)</u>	<u>(1.480)</u>	<u>-</u>	<u>38.655.894</u>	

## 8. Imobilizado--Continuação

(a) Em 31 de março de 2024, o saldo em serviço acumula o montante de R\$ 909.042 (R\$ 909.042 em 31 de dezembro de 2023) para terrenos. A Companhia calcula e registra a amortização dos gastos com os terrenos, pelo prazo da concessão, considerando que ao final do contrato não ocorrerão quaisquer indenizações dos investimentos realizados pela Companhia na UHE Belo Monte, no total de R\$ 190.411 até 31 de março de 2024 (R\$ 182.365 até 31 de dezembro de 2023).

(b) A Companhia empenha esforços para receber e integrar a documentação necessária para a baixa dos adiantamentos em aberto junto aos fornecedores. Assim, o saldo contábil será transferido para o imobilizado em serviço, mediante o recebimento da documentação necessária.

(c) A rubrica “A ratear” destina-se ao reconhecimento dos custos incorridos em benefício da obra que não sejam passíveis de alocação direta ao respectivo bem ou direto pelo sistema de Ordem de Imobilização (“ODI”). O saldo remanescente é referente a estudos de viabilidade de novas operações, provisões para contingências e gastos referentes às medições de contratos em fase de encerramento.

<b>Composição da rubrica “A ratear”</b>	<u>31/03/2024</u>	<u>31/12/2023</u>
Projetos e consultorias de engenharia	172	183
Contingências e provisões de contratos	<u>108.892</u>	<u>105.299</u>
	<u>109.064</u>	<u>105.482</u>

(d) A rubrica destina-se ao reconhecimento dos depósitos efetuados para fins de emissão de liminar de posse, em ações de desapropriação de áreas destinadas às imobilizações em curso, pelo sistema de ODI. No exercício findo em 31 de dezembro de 2023 a Companhia efetuou a transferência de depósitos judiciais encerrados para os terrenos unitizados, conforme explicado no item (a).

(e) A Companhia registrou no exercício de 2023 incremento da provisão socioambiental no montante de R\$ 1.200.949, conforme explicado na nota explicativa 17.

A vida útil estimada e o método de depreciação seguem os critérios previstos na Resolução ANEEL nº 674, de 11 de agosto de 2015, limitados ao prazo da concessão. A Administração da Companhia entende que as estimativas de vida útil e os métodos de depreciação determinados pela ANEEL são adequados, sendo que os bens que possuem vida útil superior ao período da concessão deverão ser ajustados para que ela se limite ao prazo desta.

Em 31 de março de 2024, bem como em 31 de dezembro de 2023, a Companhia não possuía bens penhorados ou bloqueados judicialmente.

A Administração da Companhia realizou o teste do valor recuperável do ativo imobilizado e concluiu pela não existência de perda a ser contabilizada.

## 9. Intangível

### 9.1. Composição

Descrição	Taxa média anual de amortização	31/03/2024			31/12/2023
		Custo	Amortização acumulada	Valor líquido	Valor líquido
<b>Intangíveis em serviço</b>		<b>815.100</b>	<b>(160.750)</b>	<b>654.350</b>	657.824
<b>Geração</b>		<b>769.572</b>	<b>(134.912)</b>	<b>634.660</b>	641.753
Uso do bem público (UBP)	4,24% a.a.	457.286	(103.498)	353.788	357.748
Servidão	4,25% a.a.	2.621	(421)	2.200	2.225
Extensão da concessão - Lei 14.052/20	4,05% a.a.	309.665	(30.993)	278.672	281.780
<b>Administração</b>		<b>45.528</b>	<b>(25.838)</b>	<b>19.690</b>	16.071
Licença de uso de software	19,94% a.a.	45.497	(25.838)	19.659	16.040
Marcas e patentes		31	-	31	31
<b>Intangível em curso</b>		<b>19.424</b>	<b>-</b>	<b>19.424</b>	21.439
<b>Geração</b>		<b>247</b>	<b>-</b>	<b>247</b>	247
Depósitos judiciais		247	-	247	247
<b>Administração</b>		<b>19.177</b>	<b>-</b>	<b>19.177</b>	21.192
Licença de uso de software		19.177	-	19.177	21.192
		<b>834.524</b>	<b>(160.750)</b>	<b>673.774</b>	679.263

## 9. Intangível--Continuação

### 9.2. Movimentação

	Saldos em	Movimentações		Saldos em	Saldos em	Movimentações		Saldos em
	31/12/2022	Adições	Transferências	31/03/2023	31/12/2023	Adições	Transferências	31/03/2024
<b>Intangível em serviço:</b>	799.532	144	7.433	807.109	810.096	<b>303</b>	<b>4.701</b>	<b>815.100</b>
Uso do bem público (UBP)	457.286	-	-	457.286	457.386	-	-	457.386
Marcas e patentes	31	-	-	31	31	-	-	31
Extensão da concessão – Lei 4.052/2020	309.665	-	-	309.665	309.665	-	-	309.665
Licença de uso de software	29.929	144	7.433	37.506	40.393	<b>303</b>	<b>4.701</b>	<b>45.397</b>
Servidão	2.621	-	-	2.621	2.621	-	-	2.621
<b>(-) Amortização acumulada</b>	<b>(119.622)</b>	<b>(7.896)</b>	<b>-</b>	<b>(127.518)</b>	<b>(152.272)</b>	<b>(8.478)</b>	<b>-</b>	<b>(160.750)</b>
<b>Intangível em curso:</b>	16.692	1.456	(5.701)	12.447	21.439	<b>2.686</b>	<b>(4.701)</b>	<b>19.424</b>
Licença de uso de software	16.445	1.456	(5.701)	12.200	21.192	<b>2.686</b>	<b>(4.701)</b>	<b>19.177</b>
Servidão	-	-	-	-	-	-	-	-
Depósitos judiciais	247	-	-	247	247	-	-	247
	<u>696.602</u>	<u>(6.296)</u>	<u>1.732</u>	<u>692.038</u>	<u>679.263</u>	<u>(5.489)</u>	<u>-</u>	<u>673.774</u>

A Administração da Companhia realizou ao final do exercício de 2023 o teste do valor recuperável do ativo intangível e concluiu pela não existência de perda a ser contabilizada. A Companhia não identificou indicativos adicionais de *impairment* nesse período. O teste é efetuado anualmente.

## 9. Intangível--Continuação

### 9.3. Uso do Bem Público

A Companhia paga à União o valor anual de R\$ 16.617, em parcelas mensais equivalentes a 1/12, a partir da operação comercial da primeira UG da UHE, atestada pela fiscalização da ANEEL, ou a partir do início da entrega da energia objeto do CCEAR, o que ocorrer primeiro, até o 35º ano da Concessão, conforme cláusula 6ª do Contrato de Concessão. Esta obrigação está reconhecida no passivo circulante e não circulante no montante de R\$ 99.381 e R\$ 260.175, respectivamente, totalizando R\$ 359.556 em 31 de março de 2024 (R\$ 360.446 em 31 de dezembro de 2023), em contrapartida do ativo intangível com R\$ 353.788 em 31 de março de 2024 (R\$ 357.748 em 31 de dezembro de 2023).

O saldo da obrigação é atualizado pela variação do IPCA anualmente e descontado a valor presente pelo componente Modelo de Precificação de Ativos Financeiros ("CAPM") do Custo Médio Ponderado de Capital (WACC) real.

Vide abaixo a movimentação da UBP registrada no passivo exigível:

Movimentação do passivo:

Saldo em 31 dezembro de 2022	371.250
Atualizações no período	15.918
Ajuste a valor presente	(7.590)
Pagamentos no período	<u>(8.574)</u>
Saldo em 31 de março de 2023	<u>371.004</u>
Saldo em 31 dezembro de 2023	360.446
<b>Atualizações no período</b>	<b>14.483</b>
<b>Ajuste a valor presente</b>	<b>(6.371)</b>
<b>Pagamentos no período</b>	<b><u>(9.002)</u></b>
<b>Saldo em 31 de março de 2024</b>	<b><u>359.556</u></b>
<b>Circulante</b>	<b>99.381</b>
<b>Não circulante</b>	<b>260.175</b>

## 10. Depósitos judiciais e cauções

	<u>31/03/2024</u>	<u>31/12/2023</u>
Cauções (a)	<b>586.376</b>	457.789
Depósito judicial – Tributário (b)	<b>23.260</b>	23.260
Depósito judicial – Cíveis (c)	<b>161.146</b>	160.958
Depósito judicial – Trabalhistas	<b>994</b>	921
	<b><u>771.776</u></b>	<b><u>642.928</u></b>

(a) Substancialmente representado por: (i) Contrato de caução firmado com o Operador Nacional do Sistema ("ONS") para utilização do sistema de transmissão, (ii) Conta reserva e garantias em letras financeiras para atender as exigências previstas no contrato de financiamento do BNDES, e (iii) Termo de Compromisso Ambiental firmado entre a Companhia e o IBAMA.



## 10. Depósitos judiciais e cauções--Continuação

(b) Substancialmente representado por exigência jurídica vinculada à ação movida pelo Consórcio Construtor de Belo Monte ("CCBM"), onde a Norte Energia é parte interessada, contra Prefeitura Municipal de Altamira, referente ao recolhimento mensal do ISS. Discussão pertinente a incidência de ISS sobre inclusão na base de cálculo dos valores vinculados à materiais aplicados e serviços de terceiros contratados, pelos serviços tomados junto ao CCBM. Em setembro de 2014 foi registrado o resgate dos alvarás emitidos para a Prefeitura Municipal de Altamira referente à parte incontroversa (nota 13, item a).

(c) Em 04 de Abril de 2016, a Companhia teve uma ação civil pública intentada pelo Estado do Pará e Ministério Público Federal, que pleiteia o imediato depósito do valor referente a compensação ambiental, o qual foi realizado em 27 de abril de 2016 e atualizado, no valor de R\$ 124.974 (nota 12, item a) e valor de R\$ 20.000 relativo a depósito recursal referente à ação 0000096-24.2013.4.01.3903, em virtude da decisão judicial em decorrência da ação de execução de título extra judicial movida por Ministério Público Federal e Fundação Nacional do Índio, provisionado conforme nota explicativa 14). O restante do saldo refere-se à outros depósitos judiciais cíveis.

## 11. Outros créditos

	<u>31/03/2024</u>	<u>31/12/2023</u>
Adiantamentos a fornecedores (a)	1.503	9.136
Valores a receber (b)	39.302	39.302
Estoque	2.557	2.517
Pesquisa e desenvolvimento - P&D	37.745	54.918
Direito de uso	6.818	8.603
Credores diversos	109	948
	<u>88.034</u>	<u>115.424</u>
Circulante	81.209	106.542
Não circulante	6.825	8.882

(a) Substancialmente referente ao pagamento antecipado da compra de energia, cujo recebimento ocorrerá até 2024.

(b) Substancialmente representado por valores a serem ressarcidos pela Eletronorte relativos ao contrato de O&M conforme nota 16, item a.

## 12. Fornecedores

	<u>31/03/2024</u>	<u>31/12/2023</u>
Consórcio Construtor de Belo Monte	3.084	4.140
Instituto Chico Mendes (a)	124.974	124.974
Outros fornecedores de investimento	51.232	66.097
Consórcio Montador Belo Monte (b)	65.351	65.351
Seguros	76.556	98.154
Compra de energia (c)	28.583	196.758
Encargo da transmissão, conexão e distribuição	109.144	108.501
Outros fornecedores materiais e serviços	21.777	40.644
	<u>480.701</u>	<u>704.619</u>
Circulante	480.186	704.465
Não circulante	515	154

## 12. Fornecedores--Continuação

- (a) Em 2016 foi determinado que o valor referente à compensação ambiental fosse depositado em juízo, ficando o valor em aberto na conta do fornecedor até a conclusão do processo judicial (nota 10).
- (b) O pagamento está condicionado à resolução do processo arbitral (nota 14).
- (c) A redução dos custos relacionados com compra de energia em 31 de março de 2024 quando comparado a 31 de dezembro de 2023 está relacionado principalmente ao regime hidrológico da usina, sendo observado maior patamar de geração de energia nos primeiros meses de 2024, e conseqüentemente menor custo associado ao MRE.

## 13. Outras contas a pagar

	<u>31/03/2024</u>	<u>31/12/2023</u>
Tributos retidos na fonte a recolher	<b>2.648</b>	9.408
Tributos a recolher:		
ISS (a)	<b>24.866</b>	27.898
INSS	<b>6.031</b>	5.637
PIS/COFINS/CSLL	<b>57.240</b>	57.581
ICMS	<b>9.027</b>	11.206
Outros tributos a recolher	<b>605</b>	538
Obrigações trabalhistas	<b>34.184</b>	27.309
CFURH (b)	<b>58.176</b>	2.859
P&D (b)	<b>51.176</b>	68.551
Passivo de arrendamentos	<b>8.161</b>	9.759
Outros	<b>4.886</b>	4.681
	<b><u>257.000</u></b>	<b><u>225.427</u></b>
Circulante	<b>251.627</b>	220.157
Não circulante	<b>5.373</b>	5.270

(a) Conforme nota 10, item (b), a parte controversa do recolhimento mensal do ISS retido do CCBM nos Municípios de Altamira e Vitória do Xingu estão sendo depositados em juízo, totalizando R\$ 23.260. O saldo remanescente refere-se à ISS retido de terceiros.

(b) Refere-se à Compensação Financeira pela Utilização de Recursos Hídrico ("CFURH") e a Pesquisa e Desenvolvimento ("P&D"), conforme estabelecido pela ANEEL. A CFURH varia de acordo com a geração de energia, que no início do ano é usualmente superior ao final do ano.

## 14. Provisões para riscos cíveis, fiscais e trabalhistas e contingências passivas

### i) Causas prováveis

	Provisões cíveis	Provisões trabalhistas	Total
Em 31 de dezembro de 2022	111.659	22.510	134.169
Constituição (reversão), líquida durante o período	4.108	(9.627)	(5.519)
Em 31 de março de 2023	<u>115.767</u>	<u>12.883</u>	<u>128.650</u>
Em 31 de dezembro de 2023	132.064	6.125	138.189
<b>Paga durante o período</b>	-	-	-
<b>Constituição (reversão), líquida durante o período</b>	<b>8.315</b>	<b>(89)</b>	<b>8.226</b>
<b>Em 31 de março de 2024</b>	<b><u>140.379</u></b>	<b><u>6.036</u></b>	<b><u>146.415</u></b>

No primeiro trimestre de 2024, a constituição de provisão cível foi de R\$ 8.315, com o valor até aqui consolidado em R\$ 140.379.

O valor se deve principalmente ao procedimento Arbitral CCI 22837/JPA, ajuizado em 23 de maio de 2017, em que foi requerido pelo CMBM (nota 28, item c) a instituição de Procedimento Arbitral na Corte Internacional de Arbitragem da Câmara de Comércio Internacional (“CCI”), por meio do qual requereu indenização por desequilíbrio-econômico financeiro do Contrato para a Montagem Eletromecânica dos equipamentos e sistemas da UHE Belo Monte é a demanda que envolve o valor mais significativo, atualmente, para a Companhia em sua provisão de causas prováveis.

Em 24 de maio de 2022, foi proferida sentença parcial que julgou alguns pedidos do CMBM e da Norte Energia, determinando o montante de R\$ 68.488 (registrado em contrapartida ao ativo imobilizado) para o desembolso pela Companhia. Remanesceram determinados pedidos de ambas as partes, cuja análise dependerá de nova prova técnica para melhor definição dos pleitos, de modo que atualmente ainda não é possível realizar uma estimativa confiável do eventual montante a ser desembolsado, sendo que todos esses pedidos possuem classificação de perda possível. Adicionalmente, o Tribunal Arbitral postergou a tomada de decisão sobre os índices de correção monetária e juros incidentes sobre os pedidos que já foram decididos para a sentença final e decidiu que o pagamento ocorrerá somente após a fase de liquidação de sentença de forma completa.

A diretoria da Companhia, apoiada nas informações dos assessores jurídicos que patrocinam a arbitragem (Wald, Antunes, Vita e Blattner Advogados), concluiu que, embora o Tribunal Arbitral tenha definido na Sentença Parcial determinadas premissas jurídicas e técnicas que balizarão a perícia complementar, ainda há uma completa indefinição sobre a metodologia a ser adotada na referida perícia, que foi inclusive objeto de pedido de interpretação da Companhia, ainda a ser apreciado pelo Tribunal Arbitral, o que impossibilita neste momento a realização de qualquer “estimativa confiável da obrigação” e, conseqüentemente, de reconhecimento de passivo, conforme preveem as regras do Pronunciamento Técnico CPC 25. Por esse motivo, não é possível estimar, neste momento, os valores dos pleitos classificados como possíveis. No entanto, vale salientar que o valor provisionado atualizado do montante já determinado para o desembolso da Companhia acima referido, em março de 2024, está em R\$ 87.251.

A provisão trabalhista, no valor de R\$ 6.036, refere-se, principalmente, a processos em que a Norte Energia foi citada como responsável subsidiária, isto é, quando há o suposto inadimplemento de obrigações trabalhistas do empregador principal, implicando na responsabilidade subsidiária do tomador dos serviços, no caso, a Companhia.

## 14. Provisões para riscos cíveis, fiscais e trabalhistas e contingências passivas- -Continuação

### ii) Causas possíveis – não provisionadas

Existem ainda ações nas quais a Companhia é parte envolvida, que, com base em análises preparadas pela Administração e seus assessores jurídicos, possuem prognóstico de **perda possível**:

(a) Ações referentes a indenizações pela desocupação, avaliações de benfeitorias em propriedades desapropriadas, indenizações diversas e outras ações cíveis comuns e ambientais, no valor estimado de R\$ 1.152.721. Há também processos de cunho administrativo, em decorrência de procedimentos junto a Centrais Elétricas do Pará S.A. (“CELPA”), que não estão inseridos no item “f” abaixo, por supostas infrações, no valor estimado de R\$ 460. A Companhia possui ainda outras autuações pela Equatorial Pará Distribuidora de Energia S.A., no valor estimado de R\$ 43.

(b) Ações trabalhistas nas quais a Norte Energia foi incluída no polo passivo, na qualidade de responsável subsidiária e direta, em valores estimados de R\$ 14.610.

(c) A Companhia possui autuações administrativas sancionadoras de naturezas tributárias, ambientais e execução fiscal ajuizada pela União Federal, no valor estimado de R\$4.303.

(d) Liminar com efeito de suspensão da penalidade por insuficiência de lastro na entrega de energia elétrica referente as competências de maio a dezembro de 2016 e de janeiro a março de 2017 impostas pela CCEE. A suspensão abrange valores referentes a Encargos de Uso do Sistema de Transmissão (“EUST”), liquidações financeiras do Mercado de Curto Prazo e valores a serem pagos a autoprodutores que possuem, junto à insuficiência de lastro, o valor estimado de R\$ .2.861 milhões.

(e) A Companhia foi autuada pelo IBAMA, em relação a possíveis descumprimentos de condicionantes da Licença Ambiental de Instalação (“LI”) e da Licença de Operação (“LO”) da UHE. O valor estimado destes casos soma o montante de R\$ 85.257. Não estão incluídos nesta soma os Processos Administrativos com imposição de multa diária administrativa. Nos casos de aplicação de multa diária, se faz necessária decisão do IBAMA que fixe o valor da multa e indique o período de sua aplicação. Todos os procedimentos administrativos cabíveis estão sendo aplicados, inclusive interposição de recursos administrativos. O assunto não implica qualquer suspensão das referidas licenças, que continuam válidas, e, por isso, as obras e demais atividades do empreendimento seguem seu curso normal. Vale ressaltar que o próprio IBAMA, nos documentos que embasam a autuação, destacou que as desconformidades apontadas não implicam “reflexos ambientais negativos”.

(f) A Companhia possui ainda outras autuações pelo IBAMA, Órgãos Estaduais e Municipais e CRC/PA, por outras supostas infrações, no valor estimado de R\$ 93.522. Não compõem esta soma os Processos Administrativos junto à Secretaria de Estado de Meio Ambiente e Sustentabilidade do Pará – SEMAS, os quais não foram fixadas multas, sendo necessário aguardar as decisões administrativas em 1ª instância para arbitramento pelo órgão.

(g) Com relação ao tema do Termo de Compromisso Ambiental (“TCA”), que é descrito na nota 17, foi ajuizada pelo Ministério Público Federal (“MPF”) uma Ação Civil Pública em face da Companhia e do IBAMA, que objetiva questionar a legalidade do TCA e busca a revisão do

## 14. Provisões para riscos cíveis, fiscais e trabalhistas e contingências passivas--Continuação

### ii) Causas possíveis – não provisionadas--Continuação

hidrograma de consenso estabelecido no processo de licenciamento da UHE Belo Monte, pretendendo que seja aplicado um Hidrograma Provisório, até que sejam apresentados dados técnicos que demonstrem a capacidade de suporte do Rio Xingu e a segurança das vazões a serem praticadas no Trecho de Vazão Reduzida (“TVR”) do Rio. Nesta lide, foi deferido o pedido antecipatório que determinou, dentre outras questões, ao IBAMA e à Norte Energia a aplicação, em 2021, de um regime de vazão equivalente, no mínimo, ao previsto no Hidrograma Provisório definido no PT nº 133/2019/IBAMA/COHID. A Norte Energia e o IBAMA recorreram da decisão e foi deferido o efeito suspensivo pelo Presidente do TRF-1, mantendo-se inalterado o TCA celebrado com o IBAMA. No momento, a decisão do TRF-1, que deferiu o efeito suspensivo, permanece vigente. Em 21 de julho de 2022, a Corte Especial do TRF 1ª Região apreciou os Agravos Internos interpostos pelo MPF e pelas Associações Indígenas, e manteve a decisão do Presidente da Corte, que suspendeu os efeitos da decisão liminar da ACP, cujos efeitos se mantêm até o trânsito em julgado da ação.

Em síntese, na ACP, atualmente o processo encontra-se em fase de produção de provas após decisão do magistrado em razão a decisão favorável obtida pela Companhia na SLS nº 1024049-88.2021.4.01.0000, o Hidrograma de Consenso continuará aplicado até o trânsito em julgado da ACP.

Como determina o CPC 25 - Provisões, Passivos Contingentes e Ativos Contingentes e IAS 37 – *Provisions Contingent Liabilities and Contingent Assets*, não foram reconhecidas quaisquer provisões sobre as demandas descritas anteriormente, haja vista que as perdas são possíveis e, mesmo vindo a ser julgadas procedentes, em nenhuma hipótese os valores iniciais serão mantidos, constituindo-se os tais em mero exercício dos autores, sem qualquer fundamentação legal.

## 15. Empréstimos, financiamentos e debêntures

	<u>31/03/2024</u>	<u>31/12/2023</u>
Financiamento – BNDES	27.817.543	27.968.870
Debêntures	886.888	853.716
	<u>28.704.431</u>	<u>28.822.586</u>
Circulante	938.758	908.473
Não circulante	27.765.673	27.914.113

Os empréstimos e financiamentos estão atualizados pelos juros e encargos financeiros, determinados em cada contrato, incorridos até a data das informações contábeis intermediárias.

### Financiamento – BNDES

Em 2011 ocorreu a primeira captação do empréstimo ponte (parcela direta) com o BNDES e de nota promissória com o Banco BTG Pactual. Em 2012 ocorreu a segunda captação do empréstimo ponte (parcela indireta) com o BNDES, através dos repasses da CEF - Caixa Econômica Federal e do Banco ABC Brasil, e de nota promissória com o Banco BTG Pactual.

No dia 21 de novembro de 2012, o BNDES aprovou um financiamento de R\$ 22.500.000, sendo R\$ 3.685.300 relativos à linha de crédito FINAME – PSI e R\$ 18.814.700 à linha de crédito do FINEM. Esse valor será repassado da seguinte forma: R\$ 9.814.700 serão repassados diretamente

## 15. Empréstimos, financiamentos e debêntures--Continuação

### Financiamento – BNDES--Continuação

pelo BNDES, R\$ 7.000.000, pela Caixa Econômica Federal e outros R\$ 2.000.000, pelo Banco de Investimentos BTG Pactual.

Dos R\$ 22.500.000 aprovados, R\$ 2.000.000 relativos aos subcréditos A2, B2, C2 e D2 estavam condicionados a apresentação de Contratos de Compra e Venda de Energia (“CCVEs”) celebrados no ACL de 2019 a 2042. Como a Norte Energia não apresentou os contratos, os agentes financiadores BNDES, CAIXA e BTG decidiram suprimir tais subcréditos no aditamento dos contratos de financiamento. Conforme detalhado a seguir:

Financiamento de Longo Prazo	Empréstimo Aprovado (em Milhões de R\$)	Encargos (a.a.)	Garantias
BNDES - FINEM - parcela direta	8.614,7	TJLP + 2,25%	Fiança Corporativa; Penhor e Recebíveis
BNDES - FINEM - parcela indireta:			
Banco BTG	1.822,2	TJLP + 2,65%	Fiança Corporativa; Penhor e Recebíveis
Banco CEF	6.377,8	TJLP + 2,65%	Fiança Corporativa; Penhor e Recebíveis
	8.200,0		
BNDES - PSI - parcela direta	3.685,3	5,50%	Fiança Corporativa; Penhor e Recebíveis
	20.500,0		

O crédito foi destinado à implantação da UHE Belo Monte, Sistema de transmissão associado e Investimentos do Plano de Desenvolvimento Regional Sustentável do Xingu. O contrato está dividido nos seguintes subcréditos e prazos de amortização:

Descrição	Encargos (a.a.)	Início da liberação	Início de pagamento	Término do pagamento
<b>Parcela direta – FINEM</b>				
Subcrédito A	TJLP + 2,25%	dez/12	fev/17	jan/42
Subcrédito B	TJLP + 2,25%	dez/12	dez/17	jan/42
Subcrédito C	TJLP + 2,25%	Mar/14	out/18	jan/42
Subcrédito D	TJLP + 2,25%	dez/14	out/19	jan/42
<b>Parcela indireta – FINEM</b>				
Subcrédito A	TJLP + 2,65%	jan/13	fev/17	jan/42
Subcrédito B	TJLP + 2,65%	jan/13	dez/17	jan/42
Subcrédito C	TJLP + 2,65%	jun/14	out/18	jan/42
Subcrédito D	TJLP + 2,65%	dez/14	out/19	jan/42
<b>Parcela direta – PSI</b>				
Subcrédito A	5,50%	dez/12	mai/17	mar/41
Subcrédito B	5,50%	set/15	out/19	mar/41

O crédito foi posto à disposição, parceladamente, em função das necessidades para a realização do projeto.

A liberação do empréstimo foi iniciada em 2012, no valor de R\$ 3.137.882. Durante o exercício de 2013 foram liberadas 3 parcelas, segregadas em 5 liberações nos meses de janeiro, maio, junho, agosto e dezembro totalizando o valor de R\$ 6.680.281.



## 15. Empréstimos, financiamentos e debêntures--Continuação

### Financiamento – BNDES--Continuação

No primeiro trimestre de 2014 foi liberada uma parcela no valor total de R\$ 1.215.000, no segundo trimestre foram liberadas duas parcelas, de R\$ 58.045 e R\$ 1.400.000, no terceiro trimestre foi liberada a sétima parcela no valor de R\$ 1.400.000 e no quarto trimestre foi liberada a oitava parcela no valor de R\$ 1.500.000, totalizando R\$ 5.573.045 no ano.

No primeiro trimestre de 2015, foi liberado o valor total de R\$ 941.853, no segundo trimestre foi liberado o valor total de R\$ 2.167.317, no terceiro trimestre R\$ 1.500.000 e no quarto trimestre R\$ 501.197 totalizando R\$ 5.110.367 no ano. Nos anos de 2016 a 2022, não ocorreram novas liberações do BNDES.

A movimentação dos créditos do BNDES está demonstrada na tabela abaixo:

Saldo em 31 de dezembro de 2022	28.419.171
Total encargos no período	624.615
Total de pagamentos no período	(716.495)
Saldo em 31 de março de 2023	<u>28.327.291</u>
Saldo em 31 de dezembro de 2023	27.968.870
<b>Total encargos no período</b>	<b>570.911</b>
<b>Total de pagamentos no período</b>	<b>(722.238)</b>
<b>Saldo em 31 de março de 2024</b>	<b><u>27.817.543</u></b>

Os contratos possuem cláusulas restritivas (*covenants*) que determinam a manutenção durante todo o exercício do financiamento, do índice de capitalização (Patrimônio Líquido/Ativo Total) igual ou superior a 15% e da manutenção de índice financeiro ICSD (Índice de Cobertura do Serviço da Dívida) mínimo de 1,2, calculado a partir da entrada em operação da UHE e a consequente amortização das parcelas de financiamento, iniciado em fevereiro de 2017 com obrigatoriedade de divulgação no final do exercício, quando deverá, inclusive, ser auditado.

O cálculo do ICSD é realizado da seguinte forma:

$$\text{ICSD} = \text{(A)}/\text{(B)}$$

Sendo:

**(A) Geração de caixa**

(+) EBITDA

(-) Imposto de renda

(-) Contribuição social

**(B) Serviço da dívida**

(+) Amortização de principal

(+) Pagamento de juros

Em 31 de dezembro de 2023, a Companhia não atingiu o *covenant* financeiro do ICSD, conforme o índice mínimo contratual acima, e solicitou junto aos credores a dispensa quanto ao eventual vencimento antecipado dos contratos (*waiver letter*), sendo essa uma possibilidade contratual permitida aos credores, não obstante tal descumprimento não ter resultado no vencimento automático das obrigações. Essa dispensa foi concedida formalmente e de forma definitiva de modo que os vencimentos das obrigações não tivessem modificações com relação aos requisitos contratuais originais.



## 15. Empréstimos, financiamentos e debêntures--Continuação

### Financiamento – BNDES--Continuação

#### Cronograma geral de vencimentos

Os vencimentos das parcelas do financiamento estão atualizados até 31 de março de 2024, seguindo as condições contratuais iniciais dos respectivos contratos, e distribuídos como segue:

	<u>Valor</u>
2024	664.187
2025	810.407
2026	878.400
2027	952.231
A partir de 2028	<u>24.512.318</u>
	<u>27.817.543</u>

Em fevereiro de 2017, iniciou-se a amortização das parcelas de financiamento do BNDES, sendo que até 31 de março de 2024 foi amortizado o montante de R\$ 13.690.047 (R\$ 12.246.399 até dezembro de 2023) referente ao principal e juros.

	<u>31/03/2024</u>
Direto	7.953.391
Principal	1.935.348
Juros	6.018.043
Indireto	5.736.656
Principal	1.104.498
Juros	<u>4.632.158</u>
Total pago no exercício	<u>13.690.047</u>

### Debêntures

Em 15 de maio de 2020, a Companhia concluiu a sua 1ª emissão pública de debêntures simples, não conversíveis em ações, da espécie com garantia real, com garantia adicional fidejussória por fiança bancária até 31 de dezembro de 2021, em série única.

Foram emitidas 700.000 debêntures, totalizando R\$ 700.000. O prazo de vigência das debêntures é de 10 anos, sendo o vencimento em 15 de maio de 2030, com remuneração à taxa de IPCA + 7,25% ao ano. O pagamento dos juros remuneratórios será semestralmente nos meses de maio e novembro, sendo o primeiro em 15 de novembro de 2020, e a amortização ocorrerá em 12 parcelas semestrais, sendo a primeira parcela devida em 15 de novembro de 2024 e a última na data de vencimento.

Os recursos captados foram integralmente utilizados para pagamentos futuros e/ou reembolso de gastos, despesas ou dívidas relacionadas aos investimentos para a construção, operação e manutenção do projeto.

	<u>31/03/2024</u>	<u>31/12/2023</u>
Principal	<b>700.000</b>	700.000
Juros incorridos	<b>227.231</b>	195.702
Custos de transação	<b>(40.343)</b>	(41.986)
	<u><b>886.888</b></u>	<u>853.716</u>
Circulante	<b>78.041</b>	62.168
Não circulante	<b>808.847</b>	791.548

## 15. Empréstimos, financiamentos e debêntures--Continuação

### Debêntures--Continuação

A escritura possui cláusula restritiva (*covenant*) que determina a manutenção durante todo o exercício da debênture, do índice financeiro ICSD (Índice de Cobertura do Serviço da Dívida) mínimo de 1,2 por 3 (três) anos consecutivos ou por 4 (quatro) anos intercalados, apurados anualmente a partir das demonstrações financeiras encerradas em 31 de dezembro e calculados na seguinte forma:

#### **A) Geração de caixa da atividade**

- (+) EBITDA
- (-) Imposto de renda (Efetivamente pago)
- (-) Contribuição social (Efetivamente pago)
- (+) Créditos de PIS-COFINS

#### **B) Saldo de caixa no final do período anterior**

#### **C) Serviço da Dívida**

- (+) Amortização de principal
- (+) Pagamento de juros

#### **D) = Índice de Cobertura do Serviço da Dívida = (A+B) / (C)**

O EBITDA corresponde ao somatório dos itens abaixo discriminados:

- (+) Lucro líquido;
- (+/-) Despesa financeira;
- (+) Provisão para o imposto de renda e contribuições sociais;
- (+) Depreciações e amortizações;
- (+/-) Outras despesas (receitas) líquidas não operacionais; e
- (+) Perdas (lucros) resultantes de equivalência patrimonial nos resultados dos investimentos em sociedades coligadas/controladas.
- (+/-) Perdas (desvalorização) por *Impairment* / Reversão de perdas anteriores
- (+/-) Outros ajustes IFRS

A Companhia está adimplente com estas obrigações em 31 de março de 2024 e 31 de dezembro 2023.

Cronograma de pagamentos das debêntures:

	<u>Valor</u>
2024	61.233
2025	133.404
2026	150.332
2027	169.245
A partir de 2028	<u>413.017</u>
	<u>927.231</u>

Adicionalmente o contrato prevê as seguintes garantias compartilhadas com os contratos de financiamento do BNDES:

- Conta Reserva de Debêntures: Deverá ser formada em até 12 meses, contados da primeira data de integralização, com o valor da próxima parcela atualizada a ser liquidada.

Após 31 de dezembro de 2021:

- Penhor de (i) 79% das ações da SPE; (ii) 100% das ações da Belo Monte Participações; (iii) 100% das ações da Aliança; e (iv) 100% das ações da Amazônia;
- Recebíveis (CCEARs) e demais direitos emergentes da concessão;
- Conta Reserva de Operação e Manutenção ("O&M");
- Conta Reserva de Debêntures no valor projetado da próxima parcela de pagamento.

## 16. Partes relacionadas

Partes relacionadas ligadas diretamente:

	31/03/2024			31/12/2023		
	Ativo	Passivo	Resultado (3 meses)	Ativo	Passivo	Resultado (3 meses)
Centrais Elétricas do Norte do Brasil S.A - Eletronorte (a)	38.940	18.668	(27.742)	38.940	18.260	(37.113)
Companhia Hidro Elétrica do São Francisco - CHESF (b)	-	13.854	(41.436)	-	13.840	(37.174)
Siderúrgica Norte Brasil S.A. - SINOBRAS (c)	7.299	-	21.425	7.628	-	19.235
	<b>46.239</b>	<b>32.522</b>	<b>(47.753)</b>	46.568	32.100	(55.052)

(a) Refere-se a contas a pagar do serviço de comunicação entre Brasília e Altamira, serviço de operação e manutenção da usina e EUST, os preços e condições da prestação de serviço mencionada estão definidos e acordados em contrato específico com vigência até o prazo da concessão da Norte Energia S.A., o contrato possui atualização anual pelo IPCA. Os valores a receber são referentes a recálculo do contrato de Operação e Manutenção, com medição dos serviços assumidos pela própria Norte Energia S.A., os valores serão compensados até o encerramento do próximo exercício (nota 11), tendo em vista o término da execução do serviço contratado em junho de 2023, iniciou-se o processo para encerramento do contrato (TEC) e realização de todos os acertos financeiros. A Eletronorte participa do quadro de Acionista da Companhia, com 34,98%.

(b) Refere-se a contas a pagar do EUST para a Companhia Hidrelétrica do São Francisco. O EUST é regulado pela ANEEL (IN 161/14) e é devido pela disponibilização de linhas de transmissão para escoamento da produção de energia, os valores envolvidos são definidos segundo a norma. A CHESF participa do quadro de Acionista da Companhia, com 15%.

(c) Refere-se à venda de energia elétrica a título de APE – Autoprodutores, com valores definidos em leilão, e compõe o saldo de contas a receber (nota 5). A SINOBRAS participa do quadro de Acionistas da Companhia, com 1%.

As transações com as partes relacionadas ligadas indiretamente à Companhia, nas quais os Acionistas com participação societária, referem-se ao EUST, que é regulado pela ANEEL (IN 161/14) e pago aos agentes operadores. Existem ainda operações de venda de energia a APE (Vale) e a distribuidoras na modalidade ACR e ACL. Conforme demonstrado a seguir:

## 16. Partes relacionadas--Continuação

	31/03/2024			31/12/2023		
	Ativo	Passivo	Resultado (3 meses)	Ativo	Passivo	Resultado (3 meses)
Centrais Elétricas Brasileiras S.A – Eletrobras (d)	-	-	-	-	-	-
Afluente Transmissão de Energia Elétrica S.A.	-	158	(478)	-	163	(381)
Amazônia-Eletronorte Transmissora de Energia S.A.	-	2	-	-	2	(417)
ATE III Transmissora de Energia S.A.	-	283	-	-	283	(1.537)
Brasnorle Transmissora de Energia S.A.	-	102	(302)	-	102	9
Centrais Elétricas de Santa Catarina S.A.	23.523	-	52.902	24.608	-	56.572
Companhia Energética de Pernambuco S.A.	28.675	-	64.165	38.144	-	76.672
Companhia Estadual de Distribuição Energia Elétrica – CEEE-D	5.163	-	11.554	5.025	-	-
Cemig Distribuição S.A.	31.419	-	69.823	30.975	-	67.925
Cemig Geração e Transmissão S.A.	-	2.613	(7.776)	-	2.548	(6.597)
Companhia de Transmissão Centroeste de Minas S.A.	-	90	(268)	-	90	(305)
Companhia de Eletricidade do Estado da Bahia - COELBA	66.628	-	142.088	63.081	-	139.272
Companhia Energética do Rio Grande do Norte - COSERN	7.151	-	16.276	8.093	-	15.971
Companhia Estadual de Energia Elétrica – Distribuição	-	-	-	-	-	10.635
Companhia Estadual de Energia Elétrica - Geração e Transmissão	-	2.187	(6.710)	-	2.114	(5.874)
CTEEP-Companhia de Transmissão de Energia Elétrica Paulista	-	6.235	(20.426)	-	6.146	(17.076)
ECTE - Empresa Catarinense de Transmissão de Energia S.A.	-	324	(729)	-	333	(835)
Eletrosul Centrais Elétricas S.A.	-	4.264	(15.035)	-	4.240	(14.004)
Empresa Amazonense de Transmissão de Energia S.A.	-	1.532	(3.395)	-	1.504	(3.836)
Empresa de Transmissão do Alto Uruguai S.A.	-	110	(324)	-	109	(367)
Evrecy Participações Ltda.	-	34	(92)	-	36	(143)
Fronteira Oeste Transmissora	-	64	(2)	-	63	(2)
Furnas-Centrais Elétricas S.A.	-	14.470	(43.255)	-	14.173	(36.217)
Integração Transmissora de Energia S.A.	-	360	(1.052)	-	352	(1.954)
Interligação Elétrica de Minas Gerais S.A.	-	160	(414)	-	169	(255)
Interligação Elétrica Pinheiros S.A.	-	128	(36)	-	128	(28)
Light Energia S.A.	-	10	(31)	-	10	(31)
Light Serviços de Eletricidade S.A.	21.324	-	47.254	20.775	-	45.492
Marumbi Transmissora de Energia S.A.	-	84	(251)	-	84	(263)
Neoenergia Sobral Transmissão de Energia S.A.	-	55	(144)	-	29	(173)
Neoenergia Atibaia Transmissão de Energia S.A.	-	61	(179)	-	61	(178)
Neoenergia Biguaçu Transmissão de Energia S.A.	-	60	(179)	-	60	(194)
Neoenergia Distribuição Brasil	11.683	-	24.739	10.815	-	22.986
Neoenergia Dourados Transmissão de Energia S.A.	-	335	(751)	-	335	(871)
Neoenergia Jalapão Transmissão	-	725	(1.635)	-	725	(1.735)
Neoenergia Santa Luzia Transmissão	-	343	(768)	-	342	(808)
Potiguar Sul Transmissão de Energia S.A.	-	102	(278)	-	52	(321)
São Gotardo Transmissora de Energia S.A.	-	-	(1)	-	-	(1)
STN - Sistema de Transmissão Nordeste S.A.	-	660	(1.953)	-	656	(1.688)
Transmissora Aliança de Energia Elétrica S.A.	-	5.352	(17.049)	-	5.343	(17.340)
Uirapuru Transmissora de Energia S.A.	-	82	(241)	-	82	(273)
Vale S.A.	32.428	2.706	86.201	37.571	2.706	155.938
Mineração Onça Puma S.A	16.990	-	49.874	20.806	-	-
Salobo Metais S.A	17.474	-	51.295	21.399	-	-
	<b>262.458</b>	<b>43.691</b>	<b>492.417</b>	<b>281.292</b>	<b>43.040</b>	<b>477.768</b>

(d) Refere-se a despesas administrativas incorridas pela Companhia, para atendimento a requerimentos de *compliance* do acionista e que serão objeto de reembolso.

Os gastos com a remuneração dos conselheiros de administração, fiscal e diretores executivos do exercício de 2024 foram aprovados em Assembleia Geral Ordinária, ocorrida em 17 de abril de 2023 e estão demonstrados a seguir:

	31/03/2024	31/03/2023
Remuneração dos administradores e conselheiros	2.195	2.195
Encargos sociais	721	720
Benefícios	503	513
Total	<b>3.419</b>	<b>3.428</b>

## 17. Provisões socioambientais

Refere-se à provisão relacionada aos gastos futuros com os programas socioambientais, a qual foi agregada ao custo do reservatório (imobilizado).

	<u>31/03/2024</u>	<u>31/12/2023</u>
Físico biótico	420.159	430.522
Investimentos sociais	853.209	899.414
Plano de Desenvolvimento Regional Sustentável do Xingu (PDRSX)	231.136	232.090
	<u>1.504.504</u>	<u>1.562.026</u>
Circulante	372.681	290.760
Não circulante	1.131.823	1.271.266

O processo de estimativa compreende, anualmente, a Companhia registrar esses passivos baseado nas melhores estimativas disponíveis considerando a confiabilidade da estimativa da sua mensuração, ser decorrente de eventos passados e que os desembolsos futuros sejam prováveis. Na medida em que a Companhia reúne essas condições, as provisões são registradas ao longo do contrato de concessão em conformidade com as práticas contábeis adotadas no Brasil, notadamente o CPC 25 / IAS 37 e o OCPC 05 (R1).

No exercício de 2023, a Companhia identificou que a estimativa inicial dos custos socioambientais deveria sofrer ajustes, em contrapartida ao ativo imobilizado, constituindo valor de provisão socioambiental no montante de R\$ 1.200.949 (R\$ 369.173 em 2022) e que levaram em conta os compromissos assumidos pela Companhia por meio de diversos projetos relacionados às atividades socioambientais da UHE Belo Monte, existentes durante o período de construção do empreendimento.

Abaixo, demonstramos quadro com a movimentação dessa provisão.

Saldo em 31 de dezembro de 2022	804.112
Realização no período	<u>(125.757)</u>
Saldo em 31 de março de 2023	<u>678.355</u>
Saldo em 31 de dezembro de 2023	1.562.026
Realização no período	<u>(57.522)</u>
Saldo em 31 de março de 2024	<u>1.504.504</u>

A seguir está demonstrada a movimentação do saldo a realizar bem como o valor provisionado aberto por natureza:

	<u>31/12/2022</u>	<u>Realização</u>	<u>31/03/2023</u>	<u>31/12/2023</u>	<u>Realização</u>	<u>31/03/2024</u>
Físico Biótico	221.444	(7.757)	213.687	430.522	(10.363)	420.159
Investimentos Ambientais	346.323	(117.172)	229.151	899.414	(46.205)	853.209
PDRSX	236.345	(828)	235.517	232.090	(954)	231.136
	<u>804.112</u>	<u>(125.757)</u>	<u>678.355</u>	<u>1.562.026</u>	<u>(57.522)</u>	<u>1.504.504</u>

Em fevereiro de 2021, a Companhia firmou junto ao IBAMA, um TCA, cujo objetivo foi estabelecer que a UHE Belo Monte operasse o denominado Hidrograma B, preconizado no licenciamento ambiental do empreendimento, durante a vigência do TCA, mediante a execução de medidas adicionais de mitigação e compensação dos impactos do empreendimento para o TVR na região da Volta Grande do Rio Xingu. Este TCA foi objeto de questionamento judicial conforme detalhado na nota explicativa 14.

## 17. Provisões socioambientais--Continuação

As medidas de mitigação e de compensação adicionais garantiram a produção energética e a conservação do meio ambiente e dos modos de vida das populações da Volta Grande do Xingu ao longo dos três anos de vigência, montando ao valor corrigido em 2024 para de R\$ 175,1 milhões, já devidamente provisionados nas informações contábeis intermediárias da Norte Energia.

Cabe ressaltar que a Norte Energia já atuava com conservação da biodiversidade e fortalecimento socioeconômico e etnocultural na Volta Grande do Xingu desde 2011. Com esse compromisso firmado com o IBAMA, estas ações foram intensificadas, conciliando a mitigação de impactos com o desenvolvimento e a sustentabilidade da região, buscando o aumento da satisfação social das comunidades que ali vivem.

O Plano de Ação do TCA 03/2021-GABIN foi estruturado sobre seis linhas de atuação: Biodiversidade, Monitoramento, Social, Saúde, Comunicação e Saneamento. Dentre as ações previstas e executadas estão a recomposição da vegetação com plantio de APP, identificação de projetos junto às famílias para atividades produtivas de autoconsumo e complemento de renda, a melhoria de acessos terrestres. Foi estabelecido um prazo de 3 (três) anos para a implementação desse Plano de Ação, o qual teve sua vigência expirada em 08 de fevereiro de 2024.

Previamente à data de término do TCA, a Norte Energia apresentou ao IBAMA o histórico de tratativas para o cumprimento do TCA e as ações realizadas, com os principais resultados obtidos pelos 14 (quatorze) Projetos executados ao longo do período, bem como o direcionamento das ações remanescentes do TCA, como já vinha sendo pontuado junto a equipe técnica do órgão. É previsto ainda para o mês de abril, o envio da documentação de consolidação de resultados do TCA, com proposta de encerramento de Projetos e direcionamentos ao PBA.

Considerando o Cronograma Geral de ações anuído pelo órgão ambiental, do total de 298 ações previstas, 266 (89%) foram concluídas. Os encaminhamentos propostos para as atividades remanescentes do TCA, que foram devidamente justificadas, estão em linha ao que foi previamente encaminhado ao órgão ambiental. Para o ano de 2024, foi registrado o montante de R\$ 5,4 milhões investidos no período, totalizando desde o início do TCA o investimento total de R\$ 163,8 milhões.

## 18. Patrimônio líquido

### 18.1. Capital social

No exercício de 2018, foram aprovadas as subscrições de capital no valor de R\$ 938.000, passando o capital subscrito de R\$ 12.458.000 para R\$ 13.396.000, sendo integralizados R\$ 13.010.058 que compreendem 13.010.058 ações ordinárias (R\$ 12.165.858, correspondente a 12.165.858 ações ordinárias em 31 de dezembro de 2017), sendo que durante os anos de 2019, 2020, 2021 e 2022 não foram aprovadas novas subscrições.

Em 22 de novembro de 2019, a FUNCEF integralizou o montante de R\$ 350.600 referente aos aumentos aprovados nas seguintes assembleias: 24<sup>a</sup>, 26<sup>a</sup>, 30<sup>a</sup>, 32<sup>a</sup>, 33<sup>a</sup>, 34<sup>a</sup>, 35<sup>a</sup>, 36<sup>a</sup>, 37<sup>a</sup>, 38<sup>a</sup>, 39<sup>a</sup>, 40<sup>a</sup>, 41<sup>a</sup>, 42<sup>a</sup>, 43<sup>a</sup> e 44<sup>a</sup>.



## 18. Patrimônio líquido--Continuação

### 18.1. Capital social--Continuação

Em 16 de junho de 2016 foi elaborada uma Nota Técnica de Adimplemento da SINOBRAS e em 06 de julho de 2016 na 24ª AGE foi assinado um Termo de Confissão de Dívida da SINOBRAS para regularização do inadimplemento das integralizações. Até 31 de março de 2024 foi quitado o valor total de R\$ 40.610 referente ao aporte atrasado e no período findo em 31 de março de 2024 foi integralizado R\$ 1.247.

Em 31 de março de 2024 e 31 de dezembro de 2023, a estrutura societária da Companhia é assim representada:

Acionista	Subscrito	31/03/2024			31/12/2023		
		Integralizado	A Integralizar	Participação	Integralizado	A Integralizar	Participação
Centrais Elétricas do Norte do Brasil S.A - Eletronorte	4.685.921	4.685.921	-	34,98%	4.685.921	-	34,98%
Companhia Hidro Elétrica do São Francisco - CHESF	2.009.400	2.009.400	-	15,00%	2.009.400	-	15,00%
Belo Monte Participações S.A.	1.339.600	1.339.600	-	10,00%	1.339.600	-	10,00%
Fundação Petrobras de Seguridade Social - PETROS	1.339.600	1.339.600	-	10,00%	1.339.600	-	10,00%
Fundação dos Economistas Federais - FUNCEF	1.339.600	1.339.600	-	10,00%	1.339.600	-	10,00%
Amazônia Energia Participações S.A.	1.308.789	1.308.789	-	9,77%	1.308.789	-	9,77%
Aliança Norte Energia Participações S.A.	1.205.640	1.205.640	-	9,00%	1.205.640	-	9,00%
Siderúrgica Norte Brasil S.A. - SINOBRAS	133.960	117.740	16.220	1,00%	116.493	17.467	1,00%
J. Malucelli Energia S.A.	33.490	33.490	-	0,25%	33.490	-	0,25%
	<b>13.396.000</b>	<b>13.379.780</b>	<b>16.220</b>	<b>100,00%</b>	<b>13.378.533</b>	<b>17.467</b>	<b>100,00%</b>

### 18.2. Resultado por ação

O cálculo do resultado por ação básico é feito por meio da divisão do resultado do período, atribuído aos detentores de ações ordinárias, pela quantidade média ponderada de ações ordinárias disponíveis durante o período.

Em 31 de março de 2024, a Companhia não possui títulos de dívidas conversíveis em ações, ações em tesouraria e outros instrumentos para diluição de ações. Também não há ações preferenciais.

Abaixo está demonstrado o resultado por ação no período:

	01/01/2024 a 31/03/2024 (3 meses)	01/01/2023 a 31/03/2023 (3 meses)
Média ponderada de ações disponíveis no período	13.396.000	13.396.000
Prejuízo do período	(284.064)	(122.372)
Prejuízo por ação ordinária no período (básico/diluído)	<b>(0,0212)</b>	<b>(0,0091)</b>

## 19. Receita operacional líquida

	01/01/2024 a 31/03/2024 (3 meses)	01/01/2023 a 31/03/2023 (3 meses)
Suprimento de energia elétrica (a)	1.390.266	1.352.156
Energia elétrica de curto prazo	259.020	344.545
PIS	(26.870)	(27.302)
COFINS	(123.766)	(125.760)
ICMS	(19.265)	-
CFURH (b)	(66.769)	(100.593)
Outras deduções da receita	(25.146)	(24.482)
	<b>1.387.470</b>	<b>1.418.564</b>



## 19. Receita operacional líquida--Continuação

(a) Os valores faturados da venda de energia estão sendo recebidos conforme contrato, por meio de boleto bancário e/ou depósito em conta corrente. O aumento de receita no período é referente a atualização dos preços de venda, por índice de preços conforme contratos.

(b) A variação na CFURH ocorreu, principalmente, pela redução da geração de energia ocorrida no período.

## 20. Custos de venda de energia

	01/01/2024 a 31/03/2024 (3 meses)	01/01/2023 a 31/03/2023 (3 meses)
Custo de compra de energia (a)	(121.862)	(7.722)
Encargos de transmissão, conexão e distribuição (b)	(341.643)	(328.838)
Serviços de operação e manutenção (c)	(2.693)	(18.153)
	<u>(466.198)</u>	<u>(354.713)</u>

(a) Custo de compra de energia referente à compra bilateral conforme estratégia de comercialização, e referente a posição negativa na CCEE.

(b) O aumento nos encargos de transmissão, conexão e distribuição está alinhado à demanda de disponibilidade das linhas de transmissão.

(c) Em 2023 a Companhia adotou uma estratégia que realizar primarização dos serviços de O&M das usinas, nesse contexto, os contratos foram encerrados e os gastos estão registrados na rubrica pessoal em custos de operação.

## 21. Custos de operação

	01/01/2024 a 31/03/2024 (3 meses)	01/01/2023 a 31/03/2023 (3 meses)
Pessoal	(17.246)	(10.689)
Administradores	(1.114)	(1.248)
Serviços de terceiros	(15.241)	(15.035)
Depreciação e amortização	(437.624)	(422.816)
Seguros (a)	(121.538)	(116.252)
Provisão / reversão (b)	(22.590)	(6)
Outros	(7.423)	(4.910)
	<u>(622.776)</u>	<u>(570.956)</u>

(a) Refere-se ao prêmio do seguro pelo repasse do risco hidrológico pago à CCEE.

(b) Refere-se ao registro da provisão para perda esperada de crédito de liquidação duvidosa, conforme nota explicativa 5.

## 22. Despesas operacionais

	<b>01/01/2024 a 31/03/2024 (3 meses)</b>	01/01/2023 a 31/03/2023 (3 meses)
Pessoal	(16.317)	(14.293)
Administradores	(2.305)	(2.180)
Materiais	(423)	(628)
Serviços de terceiros	(28.570)	(13.543)
Depreciação e amortização	(3.843)	(2.156)
Arrendamentos e aluguéis	(515)	(581)
Seguros	(199)	(158)
Passagens	(489)	(485)
Internet	(336)	(382)
Provisão	(4.634)	1.753
Legais e judiciais	(69)	(14)
Outros	(689)	(951)
	<b>(58.389)</b>	<b>(33.618)</b>

## 23. Resultado financeiro, líquido

	<b>01/01/2024 a 31/03/2024 (3 meses)</b>	01/01/2023 a 31/03/2023 (3 meses)
Juros sobre aplicações financeiras (a)	48.713	67.662
Juros e variações monetárias	2.390	381
Outros (b)	(2.289)	(2.201)
Receitas financeiras	48.814	65.842
Juros sobre empréstimos e financiamentos (c)	(616.529)	(658.572)
Outras despesas financeiras	(10.749)	(10.822)
Despesas financeiras	(627.278)	(669.394)
<b>Resultado financeiro</b>	<b>(578.464)</b>	<b>(603.552)</b>

(a) A Companhia obteve resultado inferior nas aplicações financeiras em relação ao exercício comparativo, devido à redução no volume de aplicações.

(b) Saldo substancialmente representado pela provisão de PIS/COFINS sobre a receita financeira.

(c) O valor dos juros é relacionado substancialmente aos encargos dos empréstimos e financiamentos, a variação é provocada pelo efeito do aumento das taxas de juros (TJLP) no período, conforme detalhado na nota explicativa 15.

## 24. Imposto de renda e contribuição social

O imposto de renda corrente e diferido é apurado conforme sistemática do lucro real com base nos resultados tributáveis, às alíquotas explicitadas na legislação vigente de 15%, adicionada de 10% sobre a base tributável que ultrapassar R\$ 240 anuais, já a contribuição social evidenciada no resultado da Companhia é obtida com base nos resultados tributáveis, através da aplicação da alíquota de 9%.

O saldo das contas de prejuízo fiscal e IRPJ diferido (ativo e passivo) são contabilizados pela alíquota efetiva de 6,25%, decorrente da utilização do benefício de redução de 75% do IRPJ (SUDAM – Lucro da Exploração), vigente até 2027.

## 24. Imposto de renda e contribuição social--Continuação

### (a) Reconciliação do imposto de renda e contribuição social

	01/01/2024 a 31/03/2024 (3 meses)		01/01/2023 a 31/03/2023 (3 meses)	
	Imposto de renda	Contribuição social	Imposto de renda	Contribuição social
Prejuízo antes do IRPJ e da CSLL	(338.357)	(338.357)	(144.275)	(144.275)
Alíquota do IRPJ e CSLL	25%	9%	25%	9%
IRPJ e CSLL à alíquota nominal – 34%	(84.590)	(30.452)	(36.069)	(12.985)
Efeitos tributários permanentes	308	111	162	58
Efeitos tributários temporários	(40.428)	(13.837)	(39.679)	(13.567)
Prejuízo fiscal/Base negativa	124.710	44.178	75.586	26.494
<b>IRPJ e CSLL correntes</b>	-	-	-	-
<b>Base do IRPJ e CSLL diferido</b>	<b>337.125</b>	<b>337.125</b>	143.628	143.628
IRPJ e CSLL - 15,25%	21.070	30.341	8.976	12.927
Outros	2.886	(4)	-	-
Imposto de renda e contribuição social diferido	23.956	30.337	8.976	12.927
Total	54.293		21.903	

### (b) Composição do imposto de renda e contribuição social diferidos ativos

	31/03/2024		31/12/2023	
	Imposto de renda	Contribuição social	Imposto de renda	Contribuição social
Provisões para créditos de liquidação duvidosa	84.457	84.457	61.868	61.868
Provisões para riscos cíveis, fiscais e trabalhistas	46.854	46.854	42.220	42.220
Provisão de PIS/COFINS – receita não faturada	4.855	4.855	1.475	1.475
Provisão PLR folha	25.793	25.793	22.967	22.967
Provisões para compra de energia elétrica	23.945	23.945	191.969	191.969
Total das diferenças temporárias	185.904	185.904	320.499	320.499
Alíquota	6,25%	9%	6,25%	9%
IR e CS sobre diferenças temporárias	11.619	16.731	20.031	28.845
Prejuízo fiscal IRPJ e Base negativa CSLL	3.980.547	3.842.769	3.435.540	3.351.943
Alíquota	6,25%	9%	6,25%	9%
IR e CS s/ Prejuízo fiscal e Base negativa	248.784	345.849	214.722	301.675
Total	622.983		565.273	

### Movimentação do ativo fiscal diferido:

Saldo ativo em 31 de dezembro de 2022	419.849
Constituição do período	46.701
Realização/reversão do período	(10.522)
Saldo ativo em 31 de março de 2023	456.028
Saldo ativo em 31 de dezembro de 2023	565.273
Constituição do período	83.334
Realização/reversão do período	(25.624)
Saldo ativo em 31 de março de 2024	622.983

## 24. Imposto de renda e contribuição social--Continuação

### (c) Composição do imposto de renda e contribuição social diferidos passivos

	31/03/2024		31/12/2023	
	Imposto de renda	Contribuição social	Imposto de renda	Contribuição social
Juros capitalizados	(540.863)	(1.223.653)	(547.177)	(1.237.937)
Extensão da concessão (GSF)	(276.429)	(276.429)	(279.537)	(279.537)
Provisão energia elétrica	(52.489)	(52.489)	(15.950)	(15.951)
Diferenças temporárias passivas	(869.781)	(1.552.571)	(842.664)	(1.533.425)
Alíquota	6,25%	9%	6,25%	9%
Base de cálculo IRPJ e CSLL	(54.362)	(139.731)	(52.667)	(138.008)
<b>Total</b>	<b>(194.093)</b>		<b>(190.675)</b>	

#### Movimentação do passivo fiscal diferido:

Saldo passivo em 31 de dezembro de 2022	(197.080)
Constituição do exercício	(2.211)
Realização no exercício	8.616
Saldo passivo em 31 de dezembro de 2023	(190.675)
Constituição do período	(5.572)
Realização no período	2.154
Saldo passivo em 31 de março de 2024	<b>(194.093)</b>

A composição do imposto diferido ativo líquido é apresentada da seguinte forma:

	31/03/2024	31/12/2023
Ativo fiscal diferido	622.984	565.273
Passivo fiscal diferido	(194.093)	(190.675)
Imposto de renda e contribuição social diferido ativo, líquido	<b>428.891</b>	<b>374.598</b>

O imposto de renda e a contribuição social diferidos ativos resultantes dos prejuízos fiscais e base negativa foram registrados com base na probabilidade de realização, por meio de lucros tributáveis futuros, oriundos das operações de venda de energia. Tal probabilidade baseou-se no estudo elaborado pela Administração (plano de negócios contendo as projeções de resultados futuros, de forma que a expectativa é de começar o aproveitamento fiscal dos prejuízos acumulados em 2028.

O imposto de renda e a contribuição social diferidos (passivos) decorrentes de diferenças temporárias serão realizados à medida que estas sejam liquidadas ou realizadas. O período de liquidação ou realização de tais diferenças é impreciso e está vinculado a diversos fatores que não estão sob o controle da Administração.

### (d) Cronograma de realização do imposto diferido líquido:

	Ativo	Passivo	Valor líquido
2024	11.663	(14.457)	(2.794)
2025	3.337	(8.602)	(5.265)
2026	3.337	(8.602)	(5.265)
2027	3.337	(8.602)	(5.265)
2028	200.403	(8.602)	191.800
2029 em diante	400.906	(145.228)	255.678
	<b>622.983</b>	<b>(194.093)</b>	<b>428.890</b>

## 24. Imposto de renda e contribuição social--Continuação

### (e) Incentivos fiscais

A Medida Provisória 2.199-14, de 24 de agosto de 2001, estabelece que terão direito à redução do 75% do IRPJ e adicionais calculados com base no Lucro da Exploração as pessoas jurídicas que tenham projeto para instalação, ampliação, modernização ou diversificação enquadrado em setores da economia prioritários para o desenvolvimento e estejam situadas nas regiões de atuação da Superintendência de Desenvolvimento do Nordeste (“SUDENE”) e Superintendência de Desenvolvimento da Amazônia (“SUDAM”).

Por meio dos laudos constitutivos nº 153/2017 e nº 154/2017, a SUDAM aprovou o direito da Companhia ao benefício fiscal de redução de 75% do imposto sobre renda e adicionais não restituíveis, calculados sobre o lucro da exploração da atividade de geração de energia elétrica, enquadrada no setor de infraestrutura, considerado prioritário para fins do benefício, conforme Decreto 4.212, de 26 de abril de 2002, para os seguintes empreendimentos:

- (i) UHE Belo Monte: Laudo Constitutivo nº 153/2017 - Fruição do Incentivo: 2018 a 2027;
- (ii) UHE Pimental: Laudo Constitutivo nº 154/2017 – Fruição do Incentivo: 2017 a 2026.

## 25. Instrumentos financeiros

Os ativos e passivos financeiros da Companhia e os resultados das operações podem ser afetados de forma adversa ao seu fluxo normal por qualquer um dos fatores de riscos abaixo:

### (a) Riscos

A Companhia iniciou sua operação comercial e os riscos inerentes à sua fase atual podem ser assim identificados:

#### (i) Risco de crédito

No ano de 2016 a Norte Energia iniciou sua operação comercial. Atualmente, os recebíveis da Companhia advêm de contratos firmados no mercado regulado (leilões), de volume de venda de energia realizada com seus acionistas (autoprodutores) ou da liquidação no mercado de curto prazo. A liquidação dos contratos no mercado regulado é lastreada por um forte arcabouço regulatório que impõe rígidas sanções às distribuidoras inadimplentes. Na liquidação do contrato de venda de energia com acionistas (autoprodutor) entende-se que o risco de crédito é mitigado pelo interesse intrínseco da parte envolvida.

Com relação às liquidações no mercado de curto prazo, o controle é feito pela própria CCEE, que centraliza as operações dos principais agentes setoriais.

No ano de 2016 a Norte Energia iniciou sua operação comercial. Atualmente, os recebíveis da Companhia advêm de contratos firmados no mercado regulado (leilões), de volume de venda de energia realizada com seus acionistas (autoprodutores) ou da liquidação no mercado de curto prazo. A liquidação dos contratos no mercado regulado é lastreada por um forte arcabouço regulatório que impõe rígidas sanções às distribuidoras inadimplentes. Na liquidação do contrato de venda de energia com acionistas (autoprodutor) entende-se que o risco de crédito é mitigado pelo interesse intrínseco da parte envolvida.

## 25. Instrumentos financeiros--Continuação

### (a) Riscos--Continuação

#### (i) Risco de crédito--Continuação

Com relação às liquidações no mercado de curto prazo, o controle é feito pela própria CCEE, que centraliza as operações dos principais agentes setoriais.

A Administração tem política de gestão financeira que limita determinadas exposições ao risco de crédito e cuja exposição é monitorada individual e coletivamente levando em consideração a solidez financeira da contraparte. A Administração também se utiliza de conhecimento, informações e experiências de mercado para assumir determinadas posições de risco de crédito. Adicionalmente, a Companhia busca diversificar suas aplicações em várias contrapartes, visando garantir retorno de capital compatível ao risco, sem concentrar sua exposição a um ente específico.

No período, a Companhia possui o saldo de provisão para créditos de liquidação duvidosa no valor de R\$ 22.605 (R\$ 16 em 31 de dezembro de 2023) decorrente da estimativa de perdas esperadas dos recebíveis, com base no coeficiente de inadimplência obtido pela média histórica ponderada pelo faturamento médio do exercício de dezembro de 2022 ao período findo em 31 de março de 2024 (nota explicativa 5).

#### (ii) Risco de mercado

As receitas de energia obtidas no ACR e de APE são, nos termos do contrato de concessão, reajustadas anualmente pela ANEEL, com base na variação do IPCA.

A Companhia está limitada aos efeitos da volatilidade de indexadores de preços e moeda no seu fluxo de caixa esperado, uma vez que, aproximadamente, 80% de seus compromissos contratuais estão atrelados ao índice de preço (IPCA), bem como seus contratos de venda de energia são pactuados no ACR e APE conforme citado, gerando um casamento de indexadores entre receitas e custos/despesas. Além disso, a Companhia obtém receitas de venda de energia no mercado de curto prazo, onde os preços são definidos em leilão com contratos bilaterais ou por meio de liquidação a preço de mercado junto a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE.

No que tange ao risco de taxas de juros de seus contratos de financiamento, a Companhia já contratou os empréstimos para financiamento do projeto pelo BNDES, com as seguintes condições: prazo de 30 anos, taxa de juros de 5,5% a.a. (linha - PSI), TJLP + 2,25% (FINEM - Direto) e TJLP + 2,65% (FINEM - Indireto). As condições desses financiamentos são majoritariamente atreladas a juros pré-fixados, tornando o passivo financeiro da Companhia pouco exposto às oscilações (volatilidade) de taxas de juros de mercado.

Em 15 de maio de 2020 a Companhia concluiu a sua 1ª emissão pública de debêntures, foram emitidas 700.000 debêntures, totalizando R\$ 700.000. O prazo de vigência das debêntures é de 10 anos, sendo o vencimento em 15 de maio de 2030, com remuneração à taxa de IPCA + 7,25% ao ano (nota explicativa 15).



## 25. Instrumentos financeiros--Continuação

### (a) Riscos--Continuação

#### (iii) Risco de liquidez

A principal fonte de recursos da Companhia é proveniente de sua comercialização de energia elétrica. Adicionalmente, outra origem de recursos utilizada foram os aportes de capital realizados de Acionistas. O quadro de Acionistas é formado por empresas líderes em seus respectivos setores, tais como elétrico, mineração, fundos de pensão e siderurgia. Além disso, o prazo das aplicações financeiras respeita as necessidades previstas no Plano de Negócios da Companhia, tanto para os recursos de curto quanto para os recursos de longo prazo, a maior parte dos ativos investidos pela Companhia não extrapolam a carência máxima de 90 dias e a aplicações de longo prazo são mantidas em instituições financeiras de primeira linha com baixo risco de *default*.

A Companhia apresenta capital circulante líquido negativo de R\$ 428.696 em 31 de março de 2024. De acordo com estimativas e projeções, a situação do capital circulante líquido negativo, assim como as demandas para futuros investimentos para a conclusão da UHE, serão suportadas pelas receitas de operações futuras e/ou captação de financiamentos bancários.

A seguir estão apresentados os vencimentos contábeis dos empréstimos, financiamentos e debêntures:

31 de março de 2024	Valor contábil	Fluxo contratual	Até 12 meses	1 a 2 Anos	2 a 3 Anos	3 a 4 anos	4 a 5 anos	Mais de 5 anos
BNDES Direto FINEM	12.294.844	24.036.240	1.291.196	1.297.742	1.304.321	1.310.935	1.317.598	17.514.448
BNDES Indireto	11.896.791	23.845.338	1.281.010	1.287.481	1.293.951	1.300.434	1.307.092	17.375.370
BNDES PSI	3.625.907	5.522.982	324.881	324.881	324.881	324.881	324.881	3.898.577
Debêntures	927.231	1.315.303	127.073	194.286	202.843	212.737	223.199	355.165
<b>Total</b>	<b>28.744.773</b>	<b>54.719.863</b>	<b>3.024.160</b>	<b>3.104.390</b>	<b>3.125.996</b>	<b>3.148.987</b>	<b>3.172.770</b>	<b>39.143.560</b>

#### (iv) Risco hidrológico

A energia vendida pela Companhia é proveniente da produção por usina hidrelétrica, a qual depende do acúmulo de água no reservatório. Caso haja períodos prolongados de escassez de chuva resultando em redução do volume de água do reservatório da usina, a Companhia incorrerá em custos maiores para aquisição de energia de outras fontes, como a térmica, por exemplo. Além disso, pode haver redução de receita por conta de redução compulsória da Energia Garantida da usina pelo ONS (*Generation Scaling Factor - GSF*).

Com vistas a mitigar esse risco a Companhia aderiu à repactuação do risco hidrológico nos termos da Resolução Normativa nº 684/2015 emitida pela ANEEL, por meio do produto de repactuação SPR 100 que protege os 70% de sua energia destinada ao Ambiente de Contratação Regulada. O risco hidrológico, constituído pela insuficiência de geração do MRE, passou a ser transferido aos consumidores a partir de janeiro de 2018 até o final do período de concessão, no montante de 10% do preço da energia nos contratos regulados. O risco possui como contrapartida o pagamento de prêmio, consubstanciado em uma fórmula que leva em consideração o montante da energia repactuada. O produto de repactuação que confere proteção ao risco hidrológico é da classe SPR. A Norte Energia transfere ao consumidor a energia secundária e o risco de redução da garantia física. A Companhia não suportará risco de insuficiência de geração.

Quanto à energia descontratada, a Companhia faz o acompanhamento das exposições para adotar a melhor prática possível, para honrar os compromissos de energia e para a manutenção do caixa. Dentre as práticas, faz-se o uso das compras bilaterais para minimizar a exposição ao mercado de curto prazo e liquidações a PLD.



## 25. Instrumentos financeiros--Continuação

### (a) Riscos--Continuação

#### (v) Gestão de capital

Os objetivos da Companhia ao administrar seu capital são os de salvaguardar a sua capacidade de continuidade para oferecer retorno aos acionistas e benefícios às outras partes interessadas, além de manter uma estrutura de capital ideal que proporcione a maximização da criação de valor para os Acionistas.

A Companhia administra a estrutura do capital e a ajusta considerando as mudanças nas condições econômicas e requerimentos de *covenants* financeiros. A Companhia monitora o capital por meio de quocientes de alavancagem, que é a dívida líquida dividida pelo patrimônio líquido, acrescida da dívida líquida.

A Companhia inclui na dívida líquida os empréstimos e financiamentos, fornecedores e outras contas a pagar, menos caixa e equivalentes de caixa.

	<u>31/03/2024</u>	<u>31/12/2023</u>
Empréstimos, financiamentos e debêntures	<b>28.704.431</b>	28.822.586
Fornecedores	<b>480.701</b>	704.619
Outras contas a pagar	<b>257.000</b>	225.427
(-) Caixa e equivalentes de caixa	<b>(654.721)</b>	(554.350)
	<b><u>28.787.411</u></b>	<u>29.198.282</u>
Patrimônio líquido	<b>10.975.273</b>	11.258.090
Patrimônio e dívida líquida	<b>39.762.684</b>	40.456.372
Quociente de alavancagem	<b>72%</b>	72%

Para atingir esse objetivo geral, a gestão de capital da Companhia, entre outras coisas, visa assegurar que cumpre com os compromissos financeiros associados aos empréstimos e financiamentos, que definem os requisitos de estrutura de capital. As quebras no cumprimento dos *covenants* financeiros permitiriam que o banco requeresse imediatamente a liquidação dos empréstimos e financiamentos.

Não foram efetuadas alterações nos objetivos, políticas ou processos de gestão de capital durante o período findo em 31 de março de 2024 e exercício findo em 31 de dezembro de 2023.

#### (vi) Instrumentos financeiros por categoria

Em 31 de março de 2024, os instrumentos financeiros da Companhia são: Aplicações financeiras, Contas a receber de clientes, Outros créditos, Fornecedores, Empréstimos, financiamentos e debêntures, Partes relacionadas, Arrendamentos e Outras contas a pagar os quais foram classificados como "Custo amortizado" e Aplicações financeiras classificados ao valor justo por meio do resultado.

## 26. Análise de sensibilidade dos ativos e passivos financeiros

O endividamento total da Companhia está subdividido em três linhas de crédito junto ao BNDES: BNDES Direto, BNDES Indireto (repassadores) e BNDES PSI. Além disso, também existe uma série de debêntures.

As linhas BNDES Direto e BNDES Indireto são indexadas, exclusivamente, à Taxa de Juros de Longo Prazo (“TJLP”). Já a linha BNDES PSI está atrelada à taxa pré-fixada em 5,5% ao ano. E as debêntures estão indexadas ao IPCA.

As debêntures estão apresentadas sem as deduções com gastos na emissão.

(Em milhões de reais)

	31/03/2024	%	31/12/2023	%
BNDES Direto	12.295	42,8%	12.357	42,8%
BNDES Indireto	11.897	41,4%	11.954	41,4%
BNDES PSI	3.626	12,6%	3.658	12,7%
Debêntures	927	3,2%	896	3,1%
	28.745		28.865	

O passivo financeiro da Companhia está atrelado majoritariamente à variação da TJLP, índice de reajuste dos contratos de financiamento junto ao BNDES. Contudo, uma parcela do financiamento está atrelada à taxa de juros pré-fixada de 5,5% a.a., linha FINAME – PSI.

Os CPCs 39, 40 e 48 dispõem sobre a apresentação de informações sobre instrumentos financeiros, em nota explicativa específica, e sobre a divulgação do quadro demonstrativo de análise de sensibilidade. Além disso, a companhia apresenta de dois cenários específicos, sendo que tais cenários consideram uma situação de deterioração de 25% e 50% em relação à situação provável, conforme exigido pela CVM.

Com a finalidade de verificar a sensibilidade do indexador nas dívidas ao qual a Companhia está exposta com o BNDES na data base de 31 de março de 2024, foram definidos 3 cenários diferentes, considerando somente a parcela do financiamento atrelada a indexador pós-fixado (TJLP). Com base nos valores da TJLP vigentes em 31 de dezembro de 2023, foi definido o cenário provável para os próximos 12 meses e, a partir deste, calculadas variações de deterioração de 25% (Cenário II) e 50% (Cenário III).

Para cada cenário foi calculada a despesa financeira bruta não levando em consideração incidência de tributos e o fluxo de vencimentos de cada contrato programado para 2024.

A data base utilizada para os financiamentos foi 31 de março de 2024 projetando os índices para um ano e verificando a sensibilidade destes em cada cenário.

Risco	Cenário Provável I	Cenário II	Cenário III
Financiamento - BNDES (pós-fixado)	23.681.491	24.048.510	24.415.544
Taxa sujeita à variação	TJLP + Spread	TJLP + Spread	TJLP + Spread
Despesa financeira projetada	2.062.062	2.448.948	2.835.753
Variação - R\$	-	386.886	773.692
Risco	Cenário Provável I	Cenário II	Cenário III
Financiamento - BNDES (Integral)	Pré-fixado	Pré-fixado	Pré-fixado
Taxa sujeita à variação	5,50%	5,50%	5,50%
Despesa financeira projetada	190.571	190.571	190.571
Variação - R\$	-	-	-

## 26. Análise de sensibilidade dos ativos e passivos financeiros--Continuação

	Risco	Cenário Provável I	Cenário II	Cenário III
Financiamento - BNDES (Integral)	TJLP + Spread(a) + Pré	27.173.087	27.540.106	27.907.140
Despesa financeira projetada		2.252.632	2.639.519	3.026.324
Variação - R\$		-	386.886	773.692

	Risco	Cenário Provável I	Cenário II	Cenário III
Financiamento – Debêntures (pós-fixado)		897.997	906.435	914.876
Despesa financeira projetada		7,25% + 3,75%	7,25% + 4,69%	7,25% + 5,63%
Variação - R\$		97.824	106.536	115.252
		-	13.278	26.569

O ativo financeiro da Companhia está atrelado majoritariamente à variação do CDI. Com a finalidade de verificar a sensibilidade das possíveis alterações no CDI, adotando a data base de 31 de março de 2024, foram definidos 3 cenários diferentes, projetados para o período de 12 meses, com base nos valores do CDI vigentes em 31 de março de 2024, sendo definido o cenário provável para os próximos 12 meses e, a partir deste, calculadas variações de deterioração de 25% (Cenário II) e 50% (Cenário III).

	Risco	Cenário Provável I	Cenário II	Cenário III
Aplicações		965.576	965.576	965.576
Taxa sujeita à variação	CDI	10,65%	7,99%	5,33%
Receita financeira projetada		102.834	77.150	51.465
Variação - R\$		-	(25.684)	(51.369)

## 27. Cobertura de seguros

A Companhia é contratante de gestora de seguros nos seguintes ramos:

- Riscos Operacionais;
- Responsabilidade Civil Operações na Usina e Escritórios;
- Responsabilidade Civil de Administradores;
- Frota de Veículos;
- Patrimonial (escritórios Altamira e Brasília) e
- Responsabilidade Civil do Explorador ou Transportador Aéreo (R.E.T.A.).

## 27. Cobertura de seguros--Continuação

Composição:

Seguradora	Risco	Cobertura	Prêmio	Amortização Mensal	Vigência
Fairfax	Riscos Operacionais	2.000.000	57.573	4.798	12/23 a 12/24
Chubb	Resp. Civil (Operações)	150.000	1.204	100	12/23 a 12/24
AIG e Tokio	Resp. Civil (D&O)	200.000	763	64	02/24 a 02/25
Porto	Veículos	7.475	154	13	03/24 a 03/25
Tokio	Patrimonial (Escritórios)	12.603	35	3	01/24 a 01/25
Mapfre	R.E.T.A. (Drones)	98	8	0,7	09/23 a 09/24

A Companhia solicitou à seguradora Fairfax Brasil Seguros Corporativos S.A., aprovou a emissão da apólice de Riscos Operacionais referente ao seguro patrimonial para danos materiais aos ativos localizados nas UHE Belo Monte e UHE Pimental, e com vigência de 10 de dezembro de 2023 a 10 de dezembro de 2024.

O valor total em risco atualizado em 2023 para a apólice de Riscos Operacionais foi de R\$ 29.631 bilhões com destaque para as seguintes coberturas abaixo:

- Principal (inclusive Alagamento, Terremoto e Desmoronamento): R\$ 2 bilhões;
- Quebra de Máquinas (inclusive danos elétricos e raio): R\$ 355 milhões;

A soma de todas as indenizações pagas por esta apólice de seguro não poderá exceder ao Limite Máximo de Garantia da Apólice limitado aos valores dos ativos discriminados no laudo patrimonial não podendo ultrapassar a cobertura principal de R\$ 2 bilhões.

O seguro de Riscos Operacionais tem mais de 90% de participação no risco no mercado de resseguros e que o painel possui resseguradoras líderes globais neste segmento com destaque para IRB (Brasil), Munich RE (Alemanha), Liberty (Estados Unidos) Scor (França), Hannover (Alemanha) e AGSC (Alemanha).

A Companhia contratou junto à seguradora Chubb Seguros Brasil S.A. a apólice de Responsabilidade Civil com cobertura para as indenizações referentes às reclamações de terceiros e empregados e fornecedores por acidentes ocorridos nos locais UHE Belo Monte e UHE Pimental, e esta apólice possui um limite principal de até R\$ 150 milhões e vigência de 10 de dezembro de 2023 a 10 de dezembro de 2024.

O seguro de Responsabilidade Civil dos Administradores (D&O) contratado pela Companhia tem como finalidade a proteção financeira aos Diretores e Executivos e Conselheiros perante as reclamações de terceiros quanto aos custos de defesa, bloqueio de bens, despesas com publicidade, multas, indenizações, entre outros eventos. A Companhia contratou o seguro de Responsabilidade Civil em duas apólices que juntas totalizam um limite máximo de até R\$ 200 milhões dividido em R\$ 100 milhões com a seguradora AIG Seguros S.A. e mais R\$ 100 milhões em excesso com a seguradora Tokio Marine S.A., com vigência de 02 de fevereiro de 2024 a 02 de fevereiro de 2025.

A Companhia contratou o seguro obrigatório de Responsabilidade Civil do Explorador ou Transportador Aéreo (RETA), para os 12 drones utilizados nas operações de segurança patrimonial das áreas que englobam as Usinas UHE Belo Monte e UHE Pimental, para indenizações relacionadas a danos materiais e corporais causados a terceiros em solo com um limite máximo individual de até R\$ 98 mil por sinistro e um limite individual para acidentes com abalroamentos de até R\$ 197 mil.

## 28. Compromissos

Os valores abaixo referem-se aos principais contratos da Companhia ligados diretamente à construção da Usina e estão demonstrados por valores originais contratados, atualizações e reajustes.

	<u>Valor do contrato</u>	<u>Valores incorridos</u>	<u>Saldo dos contratos</u>
Construção (CCBM e outros)	19.784.036	19.780.952	3.084
Fornecimento (Consórcio ELM e outros)	5.718.420	5.717.618	802
Montagem (CMBM e outros) (a)	2.042.006	1.976.655	65.351
Serviços de operação e manutenção	63.294	19.762	43.532
	<u>27.607.756</u>	<u>27.494.987</u>	<u>112.769</u>

(a) Saldo remanescente do contrato da CMBM, em processo judicial, conforme descrito na nota explicativa 14.

Venda de energia contratada:

Os valores abaixo referem-se aos contratos de venda de energia (70% no mercado regulado e 10% para os autoprodutores) da Companhia na data base das contratações.

	<u>Quantidade MWh</u>	<u>Valor</u>
2024	24.200	4.312.867
2025	32.034	5.741.857
2026	32.034	5.741.857
2027	32.034	5.741.857
a partir de 2028	547.675	98.283.844
	<u>667.977</u>	<u>119.822.282</u>

\* \* \*