



**norteENERGIA**  
USINA HIDRELÉTRICA BELO MONTE

# Divulgação dos Resultados

4º Trimestre de 2022

## Destaques do 4º Trimestre de 2022

Brasília, 18 de janeiro de 2023.

- **A Receita Operacional Líquida apresentou aumento (13%)** na comparação dos trimestres, reflexo do aumento das vendas de contratos de ACL e do reajuste dos contratos de ACR e APE pelo IPCA;
- **O EBITDA atingiu R\$880,5 milhões no 4T22**, um aumento de 7% em relação ao apurado no 4T21 (R\$823,5 milhões), influenciado positivamente pelo estorno da provisão para perda da Eletrobras, registrada em 2015 (R\$154,1 milhões) e pelo aumento na receita de venda de energia (R\$148,0 milhões). Por outro lado, o impacto negativo foi decorrência da compra de energia (R\$45,5 milhões) e do resultado negativo apurado no MCP (R\$81,99 milhões).
- Da mesma forma, o **Resultado Líquido apresentou um prejuízo de R\$119,5 milhões no 4T22** (aumento de 28% vs 4T21), a variação do 4T22 em comparação ao mesmo trimestre do ano anterior foi influenciada, principalmente, pelo impacto do aumento da TJLP no resultado financeiro (104,3 milhões), pelo aumento da receita financeira (R\$43,7 milhões), além de considerar as variações que impactaram o resultado do EBITDA.
- **Os investimentos totalizaram R\$208,4 milhões no 4T22**, o aumento de 71% em comparação ao 4T21, é efeito da retomada dos investimentos socioambientais e gastos relacionados à implantação de estruturas definitivas da administração da companhia e do almoxarifado.
- **A dívida líquida fechou o 4T22 em R\$27,7 bilhões**, 0,6% abaixo do 4T21, no saldo da dívida existem reflexos da adesão ao *standstill*, com a suspensão dos pagamentos de juros e principal da dívida do BNDES até junho de 2022. Tal fato resultou no aumento do saldo da dívida de longo prazo com a capitalização das parcelas suspensas ao principal da dívida. A variação também é resultado do aumento da TJLP no período (7,2% 4T22 vs 5,32% 4T21). Com a adesão ao *standstill* o saldo de caixa aumentou nos períodos em comparação (R\$1.544,3 milhões em 4T22 vs R\$ 731,2 milhões no 4T21).
- **O Índice de Cobertura do Serviço da Dívida – ICSD<sup>1</sup> medido em dezembro de 2022 foi de 2,0x**, aumento de 54% versus dezembro de 2021 (1,3x), em decorrência do efeito do *stand still* de 2022 sobre o serviço da dívida.

Principais Indicadores	R\$ Mil					
	4T2022	4T2021	%	Acum 2022	Acum 2021	%
<b>Indicadores Financeiros</b>						
Receita operacional líquida	1.480.165	1.313.170	13%	5.565.305	4.836.435	15%
EBITDA	880.536	823.549	7%	3.216.227	3.219.206	0%
Margem de EBITDA	59,5%	62,7%	-3,2p.p	57,8%	66,6%	-8,8p.p
Resultado líquido	(119.556)	(93.714)	28%	(647.346)	(432.813)	50%
Investimento	208.423	121.577	71%	725.842	404.059	80%
Dívida Líquida	27.683.001	27.849.842	-0,6%	27.683.001	27.849.842	-0,6%
ICSD*	2,0	1,3	54%	2,0	1,3	54%
IC	27,90%	29,56%	-1,7p.p	27,90%	29,56%	-1,7p.p
<b>Indicadores Operacionais</b>						
Fator de Disponibilidade - Belo Monte	1,02	1,01	0,4p.p	1,02	1,01	0,4p.p
Fator de Disponibilidade - Pimental	1,02	0,99	3,1p.p	1,02	0,99	3,1p.p
Empregados	365	300	22%	365	300	22%

<sup>1</sup> O ICSD representa a razão entre [(EBITDA, deduzido do IR e CSLL) / (Pagamento de Principal + Juros)] para os últimos 12 meses. IC – Índice de Capitalização: (Patrimônio Líquido/Ativo Total)

## Tópicos

Destaques do 4º Trimestre de 2022.....	2
Mensagem da Administração.....	4
Resumo do Empreendimento .....	7
Concessionário .....	7
Dados Gerais .....	7
Sítio Belo Monte .....	7
Sítio Pimental .....	7
Resumo Cronológico dos Principais Eventos.....	8
Estrutura Empresarial .....	9
Demonstração do Resultado.....	10
Receita .....	11
Custo de Venda .....	12
Custos de Operação .....	12
Despesas Administrativas.....	13
EBITDA Acumulado .....	14
Resultado Financeiro .....	15
Investimentos .....	16
Endividamento .....	17
Estrutura do Financiamento .....	17
Saldo Devedor .....	17
Cronograma de Serviço da Dívida.....	18
Operação.....	19
Índice de Disponibilidade (ID).....	19
Socioambiental .....	20
Anexo I - Balanço Patrimonial.....	25
Anexo II - Glossário .....	26

## Mensagem da Administração

Ao encerrar o ano de 2022, a Norte Energia apresenta um desempenho operacional excepcional e um desempenho econômico ainda afetado pelo peso das condições macroeconômicas.

Apesar do aumento de custos, 26% comparado ao ano anterior, pressionados principalmente pelos índices inflacionários, atingimos um lucro operacional de R\$ 1.524.387 mil, antes do resultado financeiro, resultante de um aumento da receita líquida de 15%, frente ao ano anterior, atingindo a R\$ 5.565.305 mil.

Por outro lado, tivemos um incremento significativo das despesas financeiras, R\$ 425 milhões superior ao ano anterior, devido ao abrupto reajuste da taxa de juros, e que consequentemente acarretou um prejuízo de R\$ 647 milhões no resultado do exercício.

Destacamos também que a liquidez da companhia, no final do período, atingiu a R\$ 1.544 milhões, obtidos com a geração interna de caixa e a adoção das medidas de capitalização de encargos financeiros (standstill) promovidas pelo BNDES, como apoio às empresas do setor elétrico, em razão das dificuldades enfrentadas pelo setor.

O desempenho operacional pode ser mostrado pelos indicadores operacionais tanto pela geração de energia, 17% maior do que o ano anterior, quanto pela disponibilidade das unidades geradoras, que alcançou 98,75%.

No âmbito da comercialização, destacamos o aumento de 7% do volume de energia vendida, quando comparado com o ano anterior, totalizando 4.358 MW médios. Esse incremento é decorrente da estratégia de gestão ativa do GSF (Generating Scale Factor ou fator de ajuste da garantia física), visando uma melhor exploração da Garantia Física do empreendimento, que alcança 4.571 Médios.

Revisamos a política de comercialização, com a criação da Comissão de Comercialização de Energia, estabelecimento de limites financeiros de valor em risco, calculado pelo CVAR (Conditional Value at Risk), com intervalo de confiança de 95% e limites volumétricos para a sobra de energia. Celebramos também o primeiro contrato de energia com consumidor livre para suprimento em 2023.

Comercializamos, na forma de cessão e aposentadoria, 835.173 Certificados de Energia Renovável (I-REC) para entregas entre os anos de 2021 e 2025, colocando-nos como uma grande vendedora de I-RECs.

No âmbito da regulação, apresentamos contribuições em 11 processos regulatórios, sendo 5 da ANEEL e 6 do MME, com destaque para as Consultas Públicas ANEEL nº 039/2021 referente à alteração da metodologia de cálculo da TUST (Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão), que resultou na REN ANEEL nº 1041/2022, e a Revisão Ordinária de Garantia Física (ROGF) de UHE do SIN, referente às consultas públicas MME nº 123/2022 e 132/2022, que resultaram na Portaria nº 709/GM/MME de 30/11/2022.

Protocolamos, junto à ANEEL, relatórios de auditoria para ressarcimento dos custos adicionais, com alteração da conexão na Subestação da SE Xingu, com alteração de arranjo da Subestação da SE Belo Monte 500 kV e com o Sistema Especial de Proteção.

No âmbito do processo administrativo de ressarcimento da perda de receita decorrente da energia vertida turbinável, renovamos nosso pleito com o valor incremental relativo ao ano de 2022 e, com o montante total, validado pelo ONS (Operador Nacional do Sistema), totalizando R\$ 253 milhões, já corrigidos pelo IPCA. Além disso, foi distribuída a nossa ação judicial para a discussão do mérito da perda de receita da energia vertida turbinável e, liminarmente, foi requerida a compensação com as despesas do encargo de uso do sistema.

No Tribunal Regional Federal da 1ª Região, obtivemos, por decisão da maioria, o reconhecimento da ilegalidade da TEO (Tarifa Energética de Operação) de Itaipu, cujo ressarcimento de custos incorridos, atualizado pelo IGPM até dezembro de 2022, totalizou o montante de R\$ 607 milhões. Também impetramos uma ação judicial para discutir o mérito do pedido administrativo de excludente de responsabilidade, em face do atraso do início de operação comercial.

No âmbito do P&D (Pesquisa e Desenvolvimento), além do encerramento do Projeto de Gás de Efeito Estufa, realizamos duas Chamadas Públicas, onde foram selecionados e contratados seis Projetos de P&D, com valor global de R\$ 21,5 milhões de reais nas áreas de Fontes alternativas de Geração, Eficiência Energética, Segurança de Barragem, Meio Ambiente, Gestão de Bacias e Reservatórios e Comercialização de Energia. Contratamos também o projeto selecionado na Chamada Pública 2020 no valor de R\$ 14,2 milhões voltado para Fontes Alternativas de Geração.

Na área socioambiental, executamos, pelo segundo ano, o Termo de Compromisso Ambiental, TCA, assinado no início de 2021, junto ao IBAMA, atendendo conforme manifestação, integralmente os compromissos previstos. Seguimos ainda com o processo de renovação da Licença de Operação, junto ao órgão regulador.

Iniciamos as discussões com o IBAMA sobre a instalação de soleiras em alguns pontos da Volta Grande do Xingu, com o intuito de ampliar a área inundada de florestas aluviais e facilitar a manutenção de condições apropriadas para a preservação tanto da fauna, quanto da flora do trecho de vazão reduzida. Foram realizadas diversas discussões com técnicos do IBAMA e as comunidades envolvidas, incluindo visitas ao laboratório onde estão sendo avaliados os benefícios do projeto, através da construção de modelo reduzido. No início de novembro, foi apresentado ao IBAMA o relatório ambiental que compreende todas as ações a serem implementadas e cujo objetivo é obter a autorização para o início das intervenções. A previsão é de que todas as intervenções estejam concluídas no prazo de dois anos e meio.

Dando continuidade aos esforços para garantir a sustentabilidade do projeto e das comunidades do seu entorno, temos como objetivo construir um legado positivo, contribuindo para o desenvolvimento social e econômico dos territórios onde atuamos. Nossas ações estão estruturadas em três pilares estratégicos de sustentabilidade: desenvolvimento socioeconômico regional; geração de energia renovável e proteção da Bacia do Xingu.

Obtivemos grandes avanços na agenda ESG (Environment, Social and Governance) da Companhia. Destacamos a publicação de nossa Política de Sustentabilidade, a Política de Direitos

Humanos, a adesão ao Programa GHG Protocol e ao CEBDS (Conselho Empresarial Brasileiro para o Desenvolvimento Sustentável), que reúne grandes organizações, dois importantes marcos na nossa jornada de sustentabilidade.

Com relação ao Pilar “Energia Renovável”, elaboramos nosso 2º Inventário Corporativo de Emissões de Gases de Efeito Estufa (GEE), que nos ajuda a identificar as fontes de emissões, quantificá-las e minimizá-las. Nosso 1º inventário de GEE da Norte Energia recebeu o selo ouro do Programa Brasileiro GHG Protocol, um reconhecimento sobre o compromisso e as boas práticas que implementamos.

Avançamos com a implantação de usinas de geração de energia solar, em substituição ao uso de combustíveis fósseis, para a geração de energia em comunidades indígenas. Também recebemos parecer de acesso favorável da Concessionária Equatorial, para a instalação de um conjunto de cinco usinas fotovoltaicas, na modalidade Geração Distribuída, totalizando 4 MW de capacidade instalada.

Duas grandes parcerias com o Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES) foram firmadas para nos ajudar em nossa jornada sustentável: cofinanciamento Floresta Viva, com enfoque na proteção do território e reflorestamento; e do Novos Rumos, que investe em qualificação profissional ao entorno de Belo Monte. Esses projetos estão alinhados aos compromissos firmados para conservação da floresta, redução do desmatamento na Amazônia e promoção do crescimento econômico inclusivo e sustentável.

No que diz respeito ao Desenvolvimento socioeconômico regional, seguimos com a realização das ações sociais e programas direcionados às comunidades locais da região de Altamira, com destaque para o Programa Belo Monte Empreende, que tem como objetivo capacitar os jovens da região para a criação de novos negócios.

Grande destaque entre as comunidades, nosso Programa Belo Monte Oportunidades recrutou 27 jovens para treinamento e contratação na área de operação e manutenção. Todos os jovens que participam do Programa de Trainee são residentes da região, sendo que deste total, 11 do sexo feminino.

No que se refere à atuação institucional, inserida como estratégia de maior prioridade para construção da reputação da companhia, disponibilizamos agendas, ao longo do ano, para visita à Usina por Embaixadores e representantes, autoridades Governamentais e investidores, o que proporcionou melhorias no relacionamento com entidades internacionais.

Interações recorrentes junto ao Ministério de Minas e Energia – MME, Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL, Instituto Brasileiro de Meio Ambiente – IBAMA, Fundação Nacional do Índio - FUNAI, Congresso Nacional, representantes do Governo do Estado do Pará e Prefeitos da área de influência da Usina Hidrelétrica de Belo Monte.

Agradecemos aos nossos acionistas o apoio dedicado à companhia, em especial, à Diretoria Executiva, o que tornou possível enfrentarmos os desafios de gerir uma empresa da maior importância estratégica para o país. A Norte Energia hoje se insere como uma promissora via de desenvolvimento sustentável para a região, proporcionando oportunidades e induzindo atividades de interesse para as populações em sua área de influência.

## Resumo do Empreendimento

### Concessionário

NORTE ENERGIA S.A.  
 Contrato de Concessão 001/2010  
 MME - UHE Belo Monte  
 Prazo da Concessão: 36 anos  
 Data Início da Concessão:  
 26/08/2010  
 Data do Fim da Concessão:  
 11/07/2046

### Dados Gerais

Proprietária: Norte Energia S.A.  
 Potência Instalada: 11.233,1 MW  
 Rio: Xingu  
 Sub-Bacia: Rio Xingu  
 Bacia: Rio Amazonas  
 Áreas Inundadas:  
 Área do reservatório (NA máx normal): 478 km<sup>2</sup>  
 Perímetro do reservatório: 687 km  
 Volumes no NA Máx:  
 Reservatório Principal: 2.271 x 106 m<sup>3</sup>  
 Reservatório Intermediário: 2.237 x 106 m<sup>3</sup>  
 NA de Montante (Res. Principal/Res. Intermediário)  
 Mínimo Normal: 96,70m / 94,77m  
 Máximo Normal: 97,00m / 97,00m  
 Máximo Maximorum: 97,50m / 97,50m  
 Garantia Física:  
 UHE Belo Monte: 4.418,9 MW  
 UHE Pimental: 152,1 MW  
 Total: 4.571,0 MW  
 Marcos Principais Relevantes  
 Obtenção da LI: 31/03/2011  
 Início das Obras Cíveis Estruturais:  
 31/05/2011

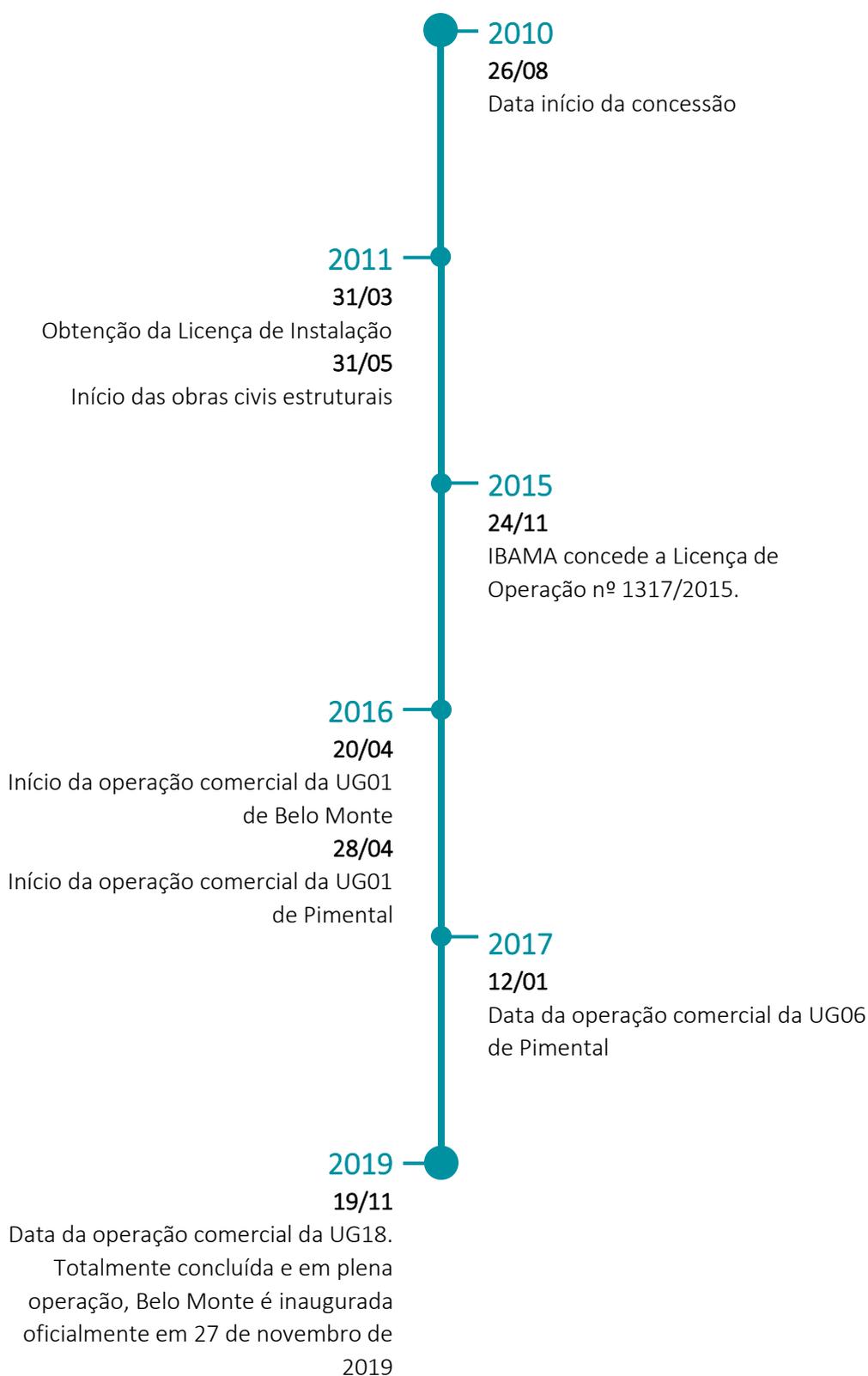
### Sítio Belo Monte

Casa de Força Principal  
 Tipo: Abrigada  
 Nº de Unidades Geradoras: 18 unidades  
 Tomada d'Água Principal  
 Tipo: Gravidade  
 Comprimento total: 627,0 m  
 Nº de vãos: 36 vãos  
 Comportas  
 Tipo: Vagão  
 Acionamento: Hidráulico  
 Turbinas da Casa de Força Principal  
 Tipo: Francis  
 Potência Unit.: 611,1 MW  
 Queda de referência: 87m  
 Vazão Unitária Nominal: 775 m<sup>3</sup>/s

### Sítio Pimental

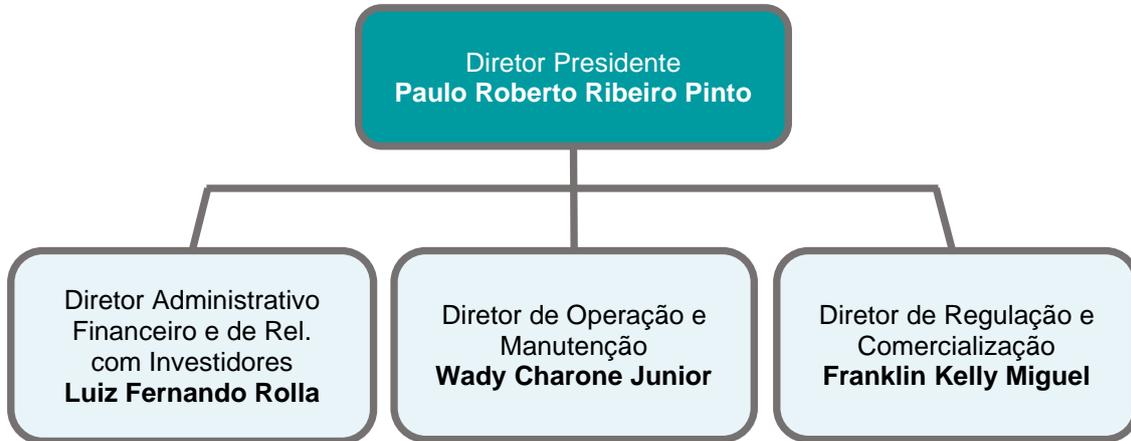
Casa de Força Principal  
 Tipo: Abrigada  
 Nº de Unidades Geradoras: 6 unidades  
 Tomada d'Água Complementar  
 Tipo: Incorporada  
 Comprimento total: 114,3 m  
 Nº de vãos: 12 vãos  
 Comportas  
 Tipo: Ensecadeira  
 Acionamento: Pórtico  
 Turbinas da Casa de Força Complementar  
 Tipo: Bulbo  
 Potência Unit. Nominal: 38,85 MW  
 Rotação Síncrona: 100 rpm  
 Queda de Referência: 11,4 m  
 Vazão Unit. Nominal: 380 m<sup>3</sup>/s  
 Rendimento Ponderado: 97,90%  
 Peso Total por Unidade: 2.700 kN

# Resumo Cronológico dos Principais Eventos



# Estrutura Empresarial

## Diretoria

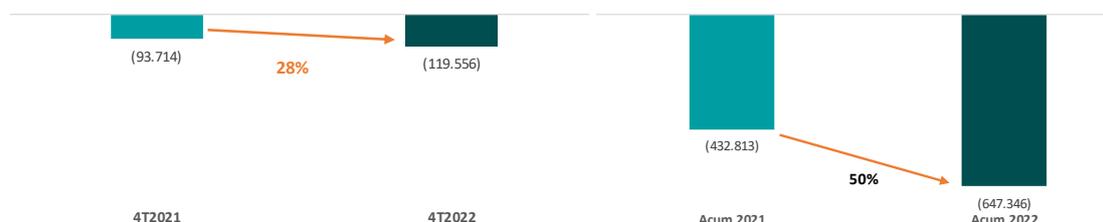


## Composição Acionária



# Demonstração do Resultado

DRE				R\$ Mil		
	4T2022	4T2021	%	Acum 2022	Acum 2021	%
<b>Receita operacional líquida</b>	<b>1.480.165</b>	<b>1.313.170</b>	<b>13%</b>	<b>5.565.305</b>	<b>4.836.435</b>	<b>15%</b>
<b>Custos da venda de energia</b>	<b>(540.311)</b>	<b>(320.795)</b>	<b>68%</b>	<b>(1.776.928)</b>	<b>(1.006.375)</b>	<b>77%</b>
Energia comprada para revenda	(176.675)	(49.219)	259%	(425.329)	160.385	-365%
Encargos de transmissão	(335.542)	(292.968)	15%	(1.263.981)	(1.112.493)	14%
Serviços de operação e manutenção	(28.094)	21.392	-231%	(87.618)	(54.267)	61%
<b>Custos de operação</b>	<b>(598.808)</b>	<b>(552.890)</b>	<b>8%</b>	<b>(2.268.629)</b>	<b>(2.205.680)</b>	<b>3%</b>
Pessoal, adm. e serviços de terceiros	(31.190)	(40.394)	-23%	(107.641)	(105.602)	2%
Depreciação e amortização	(432.558)	(411.531)	5%	(1.683.861)	(1.691.724)	0%
Outros	(135.060)	(100.966)	34%	(477.127)	(408.354)	17%
<b>Lucro bruto</b>	<b>341.046</b>	<b>439.485</b>	<b>-22%</b>	<b>1.519.748</b>	<b>1.624.380</b>	<b>-6%</b>
<b>Despesas operacionais</b>	<b>104.875</b>	<b>(28.356)</b>	<b>-470%</b>	<b>4.639</b>	<b>(100.481)</b>	<b>-105%</b>
Administrativas	106.932	(27.467)	-489%	12.618	(96.898)	-113%
Depreciação e amortização	(2.057)	(889)	132%	(7.979)	(3.583)	123%
Outros	0	0		0	0	
<b>Lucro Operacional</b>	<b>445.921</b>	<b>411.129</b>	<b>8%</b>	<b>1.524.387</b>	<b>1.523.899</b>	<b>0%</b>
<b>EBITDA</b>	<b>880.536</b>	<b>823.549</b>	<b>7%</b>	<b>3.216.227</b>	<b>3.219.206</b>	<b>0%</b>
<b>Resultado financeiro</b>	<b>(585.525)</b>	<b>(525.384)</b>	<b>11%</b>	<b>(2.287.174)</b>	<b>(2.009.498)</b>	<b>14%</b>
Receitas financeiras	72.464	40.478	79%	235.784	88.630	166%
Despesas financeiras	(657.989)	(565.861)	16%	(2.522.958)	(2.098.128)	20%
<b>Lucro antes do IR e CSLL</b>	<b>(139.604)</b>	<b>(114.255)</b>	<b>22%</b>	<b>(762.787)</b>	<b>(485.599)</b>	<b>57%</b>
IR e CSLL correntes	0	0		0	0	
IR e CSLL diferidos	20.048	20.541	-2%	115.441	52.786	119%
<b>Lucro líquido do período</b>	<b>(119.556)</b>	<b>(93.714)</b>	<b>28%</b>	<b>(647.346)</b>	<b>(432.813)</b>	<b>50%</b>



## Receita

	R\$ Mil					
Receita Bruta	4T2022	4T2021	%	Acum 2022	Acum 2021	%
<b>Receita Bruta</b>	<b>1.676.724</b>	<b>1.505.245</b>	<b>11%</b>	<b>6.453.632</b>	<b>5.619.423</b>	<b>15%</b>
ACR	1.130.688	1.049.082	8%	4.303.345	3.920.751	10%
APE	225.521	201.414	12%	807.577	792.740	2%
ACL	320.515	231.283	39%	1.128.988	726.750	55%
MCP	0	23.466	-100%	213.722	179.182	19%
Deduções da Receita	(196.560)	(192.076)	2%	(888.327)	(782.988)	13%
<b>Receita Líquida</b>	<b>1.480.164</b>	<b>1.313.169</b>	<b>13%</b>	<b>5.565.305</b>	<b>4.836.435</b>	<b>15%</b>

A Norte Energia tem 4.571MWm de Garantia Física, onde 70% dela (3.199,7 MWm) foi comercializada no Ambiente de Contratação Regulada (ACR) protegidos do risco hidrológico pelo seguro SPR100, e os 30% restantes no Ambiente de Contratação Livre (ACL), sendo 10% com Autoprodutores (APE), contratados até 2045.

A Receita Bruta do 4T22 apresentou uma melhora de 11% (R\$ 171,5 milhões) em relação ao mesmo período do ano anterior. Influenciada principalmente pela variação no ACL, que apresentou aumento de 39% (R\$89,2 milhões), justificada pelo volume de energia comercializada em contratos no ambiente livre no 4T22 em comparação com o 4T21, e pelo aumento no ACR, com avanço de 8% (R\$81,6 milhões), comparados ao mesmo trimestre do ano anterior.

O PLD médio no 4º trimestre de 2022 foi menor do que o PLD do mesmo período de 2021, além disso o balanço energético ao final do quarto trimestre tanto de 2021 como de 2022 resultou no registro de compra de energia com volumes a serem liquidados no MCP.

## Custo de Venda

Custos de Venda	R\$ Mil					
	4T2022	4T2021	%	Acum 2022	Acum 2021	%
<b>Custos de Venda</b>	<b>(540.311)</b>	<b>(320.795)</b>	68%	<b>(1.776.928)</b>	<b>(1.006.375)</b>	77%
Custo de compra de energia	(176.675)	(49.219)	259%	(425.329)	160.385	-365%
Encargos de transmissão	(335.542)	(292.968)	15%	(1.263.981)	(1.112.493)	14%
Serviços de O&M	(28.094)	21.392	-231%	(87.618)	(54.267)	61%

Em relação ao Custo de compra de energia foram registrados contratos de compra bilateral de energia no valor de R\$52,1 milhões no 4T22 vs R\$29,3 milhões no 4T21, no que se refere a liquidações da posição devedora no MCP os montantes variaram entre R\$ 124,5 milhões no 4T22 vs R\$19,9 milhões no 4T21. O saldo positivo no acumulado de 2021 se deve ao registro da extensão da concessão conforme resolução homologatória da ANEEL n° 2932/2021 no montante de R\$307,4 milhões.

O aumento dos Encargos de Transmissão de R\$292,9 milhões no 4T21 para R\$335,5 milhões no 4T22 é reflexo do reajuste de tarifa, mesmo motivo que impactou a despesa de O&M no período. O custo maior dos serviços de O&M se deve a ajuste contratual relacionado à compatibilização de valores dos serviços prestados pela Norte Energia que não eram de sua responsabilidade.

## Custos de Operação

Custos de Operação	R\$ Mil					
	4T2022	4T2021	%	Acum 2022	Acum 2021	%
<b>Custos de operação</b>	<b>(598.808)</b>	<b>(552.891)</b>	8%	<b>(2.268.629)</b>	<b>(2.205.680)</b>	3%
Pessoal	(11.540)	(8.476)	36%	(41.012)	(33.486)	22%
Serviços de terceiros	(19.650)	(31.918)	-38%	(66.629)	(72.116)	-8%
Depreciação e amortização	(432.558)	(411.531)	5%	(1.683.861)	(1.691.724)	0%
Seguros	(111.805)	(97.359)	15%	(444.566)	(398.154)	12%
Provisão	(19.999)	(197)	10052%	(19.056)	3.459	-651%
Outros	(3.256)	(3.411)	-5%	(13.505)	(13.660)	-1%

A linha de Pessoal teve aumento de 36% devido a novas contratações.

O aumento na linha de Depreciação e Amortização se refere ao ajuste das quotas de depreciação do imobilizado devido à reversão da provisão de perdas solicitada pela Eletrobras em 2015 no montante de R\$183 milhões, visto que não foram identificadas irregularidades em pagamentos efetuados a fornecedores. Além disso, impacta também na rubrica a constituição em 2022 do valor de provisão socioambiental no montante de R\$369,2 milhões baseada em estudos internos e de consultoria externa, que levaram em conta os compromissos assumidos pela Companhia por meio de diversos projetos relacionados às atividades socioambientais da UHE Belo Monte.

O valor do seguro do risco hidrológico SPR100 sofreu reajuste monetário, o que explica a variação na linha de Seguros em comparação ao mesmo trimestre do ano anterior.

## Despesas Administrativas

Despesas Administrativas	R\$ Mil					
	4T2022	4T2021	%	Acum 2022	Acum 2021	%
<b>Despesas administrativas</b>	<b>104.875</b>	<b>(28.356)</b>	-470%	<b>4.639</b>	<b>(100.481)</b>	-105%
Reversão de provisão para perda (a)	154.080	-		154.080	-	
Pessoal	(15.236)	(11.957)	27%	(58.967)	(49.722)	19%
Materiais	(499)	(300)	66%	(1.463)	(1.140)	28%
Serviços de terceiros	(25.500)	(12.465)	105%	(65.156)	(41.718)	56%
Depreciação e amortização	(2.057)	(889)	131%	(7.979)	(3.583)	123%
Arrendamentos e aluguéis	(1.678)	(1.632)	3%	(4.983)	(6.438)	-23%
Seguros	(288)	(293)	-2%	(1.200)	(1.175)	2%
Passagens	(560)	(407)	38%	(2.023)	(1.318)	53%
Internet	(363)	(306)	19%	(1.552)	(1.526)	2%
Provisão	(323)	(2.118)	-85%	46	4.486	-99%
Legais e judiciais	(1.070)	(3)	35567%	(2.312)	(2.154)	7%
Outros	(1.631)	2.014	-181%	(3.852)	3.807	-201%

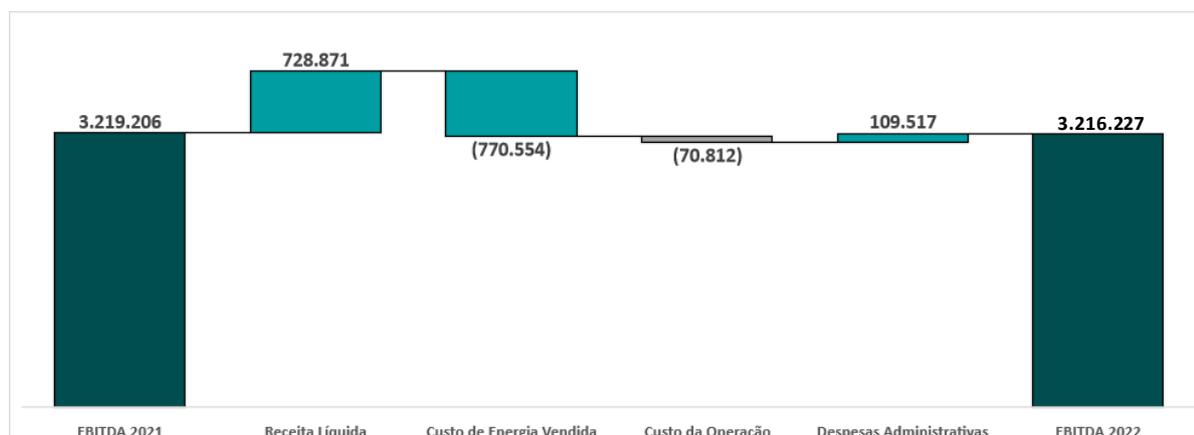
O aumento de 131% na rubrica de Depreciação e Amortização ocorreu pelo reconhecimento da depreciação de máquinas e equipamentos adquiridos em 2022 e de contratos de arrendamento vinculados ao CPC 06.

Com a retomada presencial das atividades em 2022, a Companhia apresentou aumento de 38% nas despesas com Passagens na comparação com o mesmo trimestre de 2021, bem como aumento de 66% na rubrica de Materiais.

A variação de 85% negativos verificada na rubrica de Provisão em 2022 se deve a reversão de valores prováveis de litígios cíveis e trabalhistas reconhecidos. No ano anterior foi registrada uma reclassificação para CAPEX de contingências encerradas relacionadas a processos diversos no montante de R\$ 12,3 milhões na rubrica de Provisão, que é responsável pela maior variação no comparativo entre os acumulados anuais.

Em Serviço de Terceiros, as principais variações positivas estão relacionadas ao pagamento de serviços prestados por pessoa jurídica relacionados à acordo de desocupação de imóveis (R\$ 6.776 mil), além do aumento nos custos de honorários de êxito judiciais (R\$1.973 mil), de serviços de vigilância e segurança (R\$1.350 mil), de honorários advocatícios (R\$1.066 mil) de serviços de apoio administrativo (R\$1.027 mil), de serviços de manutenção (R\$599 mil) e de honorários contábeis (R\$385 mil). Por outro lado, ocorreu também a redução nos custos de serviços de manutenção e monitoramento do sistema de segurança (R\$347 mil), nos serviços de propaganda e marketing (R\$340 mil) e nos serviços de cursos e treinamento (R\$279 mil). Tais variações respondem por 93,67% da variação da rubrica.

## EBITDA Acumulado



A variação no período no EBITDA (R\$3.219,2 milhões para R\$3.216,2 milhões) ocorreu principalmente em função dos seguintes fatores:

- Melhora na Receita Líquida causada pelo reajuste dos contratos de longo prazo que representam 80% da garantia física (GF) (R\$382,6 milhões) e melhores vendas no ACL (R\$402,2 milhões);
- Por outro lado, ocorreu aumento no Custo da Operação ocasionado pelo registro de novas provisões judiciais (R\$22,5 milhões) e pelo reajuste do Seguro pelo Risco Hidrológico SPR100 (R\$46,4 milhões).
- Aumento na variação do Custo de Energia Vendida no 4T22, devido ao registro da extensão da concessão conforme resolução homologatória da ANEEL nº 2932/2021 no montante de R\$307,4 milhões em setembro de 2021, a qual resultou em uma variação de R\$585,7 milhões entre os anos e o reajuste tarifário do EUST que resultou na variação de R\$151,5 milhões.

Custos e Despesas	R\$ Mil					
	4T2022	4T2021	%	Acum 2022	Acum 2021	%
<b>PMSO</b>	<b>(101.593)</b>	<b>(58.666)</b>	<b>73%</b>	<b>(282.034)</b>	<b>(212.700)</b>	<b>33%</b>
Pessoal	(26.776)	(20.433)	31%	(99.979)	(83.208)	20%
Materiais	(1.095)	(526)	108%	(2.059)	(1.366)	51%
Serviços de terceiros	(45.150)	(44.382)	2%	(131.785)	(113.833)	16%
Outros	(28.572)	6.674	-528%	(48.211)	(14.293)	237%
<b>Não Gerenciáveis</b>	<b>(932.651)</b>	<b>(831.015)</b>	<b>12%</b>	<b>(3.759.254)</b>	<b>(3.100.278)</b>	<b>21%</b>

Fazendo a segregação dos Custos e Despesas Gerenciáveis e Não Gerenciáveis, observamos que o maior impacto está concentrado nas rubricas que a companhia tem pequena ou nenhuma gestão, como encargos regulatórios e depreciação, por exemplo, os quais apresentaram variação de 10% (R\$351,9 milhões) considerando a retirada do efeito nos custos não gerenciáveis do registro da extensão da concessão em 2021 no montante de R\$307,4 milhões.

No PMSO, rubricas que estão sob total gestão da administração, a variação no ano foi de 33%, a maior variação se concentra em Serviços de Terceiros (R\$17,9 milhões comparado ao quarto trimestre de 2021), além disso a rubrica de Pessoal registrou um aumento de R\$16,8 milhões ao longo do ano (variação positiva de 20%).

## Resultado Financeiro

Resultado Financeiro	R\$ Mil					
	4T2022	4T2021	%	Acum 2022	Acum 2021	%
<b>Receitas financeiras</b>	<b>72.463</b>	<b>40.477</b>	<b>79%</b>	<b>235.784</b>	<b>88.630</b>	<b>166%</b>
Juros sobre aplicações financeiras	66.771	23.058	190%	228.210	57.298	298%
Juros e variações monetárias	1.268	18.470	-93%	7.789	30.236	-74%
Outras receitas financeiras	4.424	(1.051)	-521%	(215)	1.096	-120%
<b>Despesas financeiras</b>	<b>(657.988)</b>	<b>(565.860)</b>	<b>16%</b>	<b>(2.522.958)</b>	<b>(2.098.128)</b>	<b>20%</b>
Juros s/ empréstimos e financiamentos	(650.388)	(546.101)	19%	(2.484.491)	(2.030.766)	22%
Outras despesas financeiras	(7.600)	(19.760)	-62%	(38.467)	(67.362)	-43%
<b>Resultado Financeiro</b>	<b>(585.525)</b>	<b>(525.384)</b>	<b>11%</b>	<b>(2.287.174)</b>	<b>(2.009.498)</b>	<b>14%</b>

No 4T22 a variação de 190% no grupo de Juros sobre Aplicações Financeiras em comparação ao 4T21 se deve principalmente a melhores resultados nas aplicações financeiras em função do aumento na taxa SELIC, resultado também do saldo maior de recursos em aplicações financeiras (R\$1.544,3 milhões no 4T22 vs R\$731,2 milhões no 4T21) possibilitado pela adesão ao *Standstill* em 2022.

Na comparação do 4T22 no que se refere às despesas financeiras ocorreu o aumento do saldo da dívida causado pela suspensão das parcelas do BNDES e pelo aumento da Taxa de Juros de Longo Prazo (TJLP) de 5,32% a.a. para 7,20% a.a. aumentando os juros do período. Em Outras Despesas Financeiras, a atualização monetária do saldo da UBP devido à variação do IPCA foi o principal fator responsável pela variação do grupo nos trimestres.

## Investimentos

INVESTIMENTOS	R\$ Mil					
	4T2022	4T2021	%	Acum 2022	Acum 2021	%
<b>Investimentos</b>	<b>208.423</b>	<b>121.577</b>	<b>71%</b>	<b>725.842</b>	<b>404.059</b>	<b>80%</b>
Obras Civas	1.823	153	1092%	137.581	17.262	697%
Forn. e Montagem de Equipamentos	18.247	28.279	-35%	126.654	47.031	169%
Socioambiental	162.461	79.952	103%	381.259	274.983	39%
Outros	25.892	13.193	96%	80.348	64.783	24%

Aumento dos investimentos de R\$79,9 milhões para R\$162,5 milhões no comparativo entre o 4T21 e 4T22 é efeito da retomada dos investimentos da Companhia em programas socioambientais a partir do retorno das atividades pós pandemia do COVID 19, que resultou em um aumento de 103% (R\$82,5 milhões) nessa rubrica.

A elevação nos investimentos em Obras Civas e Montagem de Equipamentos ao longo de 2021 e 2022 está relacionada à implantação das estruturas definitivas da administração da companhia e do almoxarifado, além da aquisição de estoque de sobressalentes.

O montante referente ao cumprimento das condicionantes socioambientais foi estimado em dezembro de 2022 em R\$804,1 milhões e consumido até o final da concessão, conforme provisionado nas Demonstrações Financeiras.

## Endividamento

### Estrutura do Financiamento

R\$Mil				
Dívida	Encargos	Liberado	Amortização	Vencimento
BNDES - Direto - FINEM	TJLP + 2,25%	8.615.078	Iniciada	jan-42
BNDES - Direto - PSI	5,50%	3.685.314	Iniciada	mar-41
BNDES - Indireta	TJLP + 2,65%	8.201.197	Iniciada	jan-42
CEF	TJLP + 2,65%	6.378.708	Iniciada	jan-42
BTG	TJLP + 2,65%	1.822.488	Iniciada	jan-42
Debêntures	IPCA + 7,25%	700.000	nov-24	mai-30
<b>TOTAL</b>		<b>21.201.589</b>		

O financiamento da construção da Usina Hidrelétrica Belo Monte, maior financiamento já concedido pelo Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social – BNDES, foi subdividido em duas linhas de crédito: FINEM e PSI. A parcela indireta do FINEM teve como bancos repassadores CAIXA ECONÔMICA FEDERAL e BTG PACTUAL.

Em junho/20 a Companhia emitiu sua 1ª série de debêntures no valor de R\$ 700 milhões para complementar o *fundings* para a conclusão da obra. A emissão foi classificada pela Fitch Ratings com AA (escala nacional), tem 10 anos de prazo, juros semestrais e carência de 4 anos para amortização de principal. Os títulos têm como garantia fiança bancária no montante da emissão até dezembro de 2021 e, após esse período, compartilhamento de garantias com o BNDES e repassadores (penhor de ações dos acionistas da Norte Energia e recebíveis).

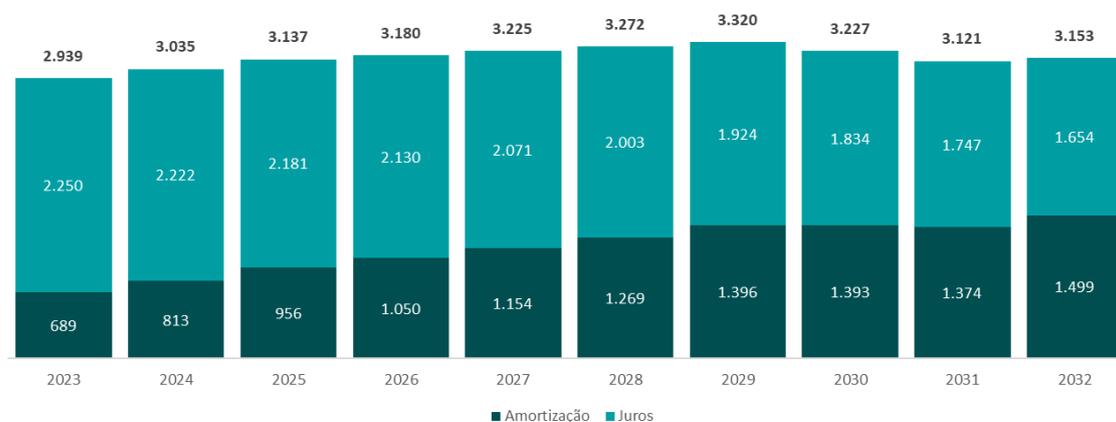
### Saldo Devedor

R\$Mil						
Dívida	Liberado	Despesa Financeira	Juros Pagos	Amortização	Custos de Emissão	Saldo Devedor
BNDES - Direto - FINEM	8.615.078	8.094.801	(3.346.771)	(834.200)		12.528.909
BNDES - Direto - PSI	3.685.314	1.862.875	(1.190.174)	(573.460)		3.784.555
BNDES - Indireta	8.201.197	8.051.112	(3.384.949)	(761.653)		12.105.707
CEF	6.378.708	6.261.976	(2.632.738)	(592.397)		9.415.549
BTG	1.822.488	1.789.137	(752.211)	(169.256)		2.690.158
Debêntures	700.000	264.024	(107.349)	-	(48.571)	808.103
<b>DÍVIDA BRUTA</b>	<b>21.201.589</b>	<b>18.272.813</b>	<b>(8.029.243)</b>	<b>(2.169.314)</b>	<b>(48.571)</b>	<b>29.227.273</b>
Caixa e Aplicações Fin.						1.544.272
<b>DÍVIDA LÍQUIDA</b>						<b>27.683.001</b>

Devido ao aumento da TJLP, a dívida bruta ainda cresceu, consequência da adesão ao novo programa de *standstill* em 2022, que suspendeu o pagamento do financiamento do BNDES por seis meses até junho de 2022. Em 2022, o custo médio da dívida se elevou devido à alta da TJLP que evoluiu de 5,32% a.a. no quarto trimestre de 2021 para 7,20% a.a. no fechamento de dezembro de 2022.

O aumento do saldo de caixa de R\$ 542,8 milhões no final do quarto trimestre de 2021 para R\$ 1.544,3 milhões em dezembro de 2022 foi basicamente em função da adesão ao novo *standstill*, com a suspensão do pagamento da dívida.

## Cronograma de Serviço da Dívida



Diante do cenário atual de crise gerada pela pandemia do COVID-19 no final de 2021, o BNDES lançou um pacote de medidas emergenciais de apoio à manutenção de capacidade produtiva, emprego e renda, oferecendo a seus clientes a possibilidade de suspensão de juros remuneratórios e principal por até 7 meses nas operações. A Norte Energia aderiu ao programa obtendo a suspensão da Parcela Direta – FINEM e da Parcela Indireta de janeiro a junho de 2022, tendo como contrapartida a não distribuição de dividendos acima do mínimo obrigatório (25% do lucro líquido ajustado) em 2022.

Em 2024 inicia-se o pagamento do principal das debêntures, encerrando os 4 anos de carência, continuando semestralmente até maio de 2030, quando é liquidada.

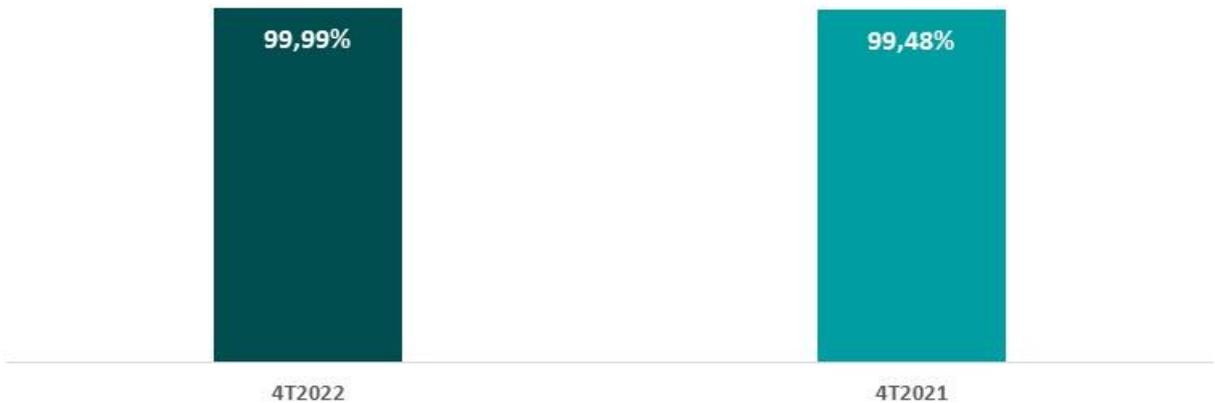
## Operação

### Índice de Disponibilidade (ID)

Belo Monte (11.000 MW)



Pimental (233,1 MW)



## Socioambiental

Entre os meses de outubro e dezembro – 4º trimestre de 2022, a Norte Energia seguiu com o cumprimento dos compromissos associados ao licenciamento ambiental da Usina Hidrelétrica Belo Monte, dando continuidade na execução dos Programas e Projetos, estudos complementares e Termo de Compromisso Ambiental nº 03/2021-GABIN, bem como no atendimento das condicionantes da LO nº 1317/2015.

Relevante destaque no período, foi a reunião, em 13/12/2022, com o Instituto Brasileiro de Meio Ambiente e Recursos Naturais Renováveis (Ibama), para apresentação das premissas de ajustes da dinâmica de execução do Xingu+; os resultados do processo de Escuta Ativa das comunidades; o andamento das ações por Eixo/Projeto, com pontos de ajustes; e discutidas questões acerca da periodicidade dos Relatórios Executivos, bem como melhorias no Dashboard do Power BI.

Ressalta-se que, em 16/12/2022, o Ibama encaminhou o Parecer Técnico nº 184/2022-COVID/CGTEF/DILIC, o qual aprovou, com ajustes, o cronograma proposto pela Norte Energia, bem como a emissão de Relatório Simplificado Mensal por meio de atualização do Dashboard do Power BI e a periodicidade da emissão dos Relatórios Executivos completos, que se tornou trimestral.

No contexto da pandemia de COVID-19, é importante ressaltar que a companhia retomou as atividades que se encontravam com restrições, de acordo com as flexibilizações determinadas em decretos, sempre em diálogo contínuo com as instituições competentes, mantendo a segurança e a saúde das equipes e dos demais envolvidos, viabilizando o retorno das atividades presenciais. Todas as atividades seguem em consonância com as normativas estabelecidas pelas instituições sanitárias, órgãos e governos das esferas municipal, estadual e federal. Assinala-se que para as populações indígenas, a Companhia manteve o monitoramento de ocorrências de COVID-19, orientações educativas e atuação preventiva de equipes de saúde nas aldeias, por meio de parceria com o Distrito Sanitário Especial Indígena de Altamira (DSEI), no âmbito do Programa Integrado de Saúde Indígena (PISI).

Um dos pontos significativos do trimestre, foi o apoio para a realização e a participação da Norte Energia durante a Reunião Ordinária do TEEMX - Território Etnoeducacional do Médio Xingu, que compõe o Eixo II do Plano Nacional Educação Escolar Indígena, que ocorreu entre os dias 05 e 07 de outubro, na Casa de Memória TransXingu. A atividade reuniu 90 indígenas dos povos Arara, Juruna, Xikrin, Assurini, Araweté, Parakanã, Kayapó, Kuruaya e Xipaya e 32 representantes de instituições públicas como as Secretarias Municipais de Educação (SEMEDs) de Altamira, Senador José Porfírio e Vitória do Xingu, o Conselho Municipal de Educação de Altamira, a 10ª Unidade Regional de Educação (10ª URE), o Instituto Federal do Pará (IFPA), representantes do Ministério da Educação MEC/FNDE, a Fundação Nacional do Índio FUNAI, por meio da Coordenação Geral de Licenciamento Ambiental/CGLIC, e a Coordenação Regional Centro Leste do Pará/CR - Altamira, a Coordenação de Educação Escolar Indígena (CEEIND) e as equipes do Programa de Educação Escolar Indígena - PEEI do PBA-CI, que acompanham as discussões da Educação Escolar Indígena no Médio Xingu.

Ainda no âmbito do componente indígena, tem-se destaque no mês de dezembro, a iniciativa da Norte Energia, juntamente com as Organizações Indígenas do Médio Xingu e Fecant, em promover a I Feira Indígena de Economia Criativa dos Povos do Médio Xingu, que foi realizada durante o VIII Festival Canção da Transamazônica (FECANT), e que fomentou a renda das

comunidades indígenas atendidas pelo Plano Básico Ambiental do Componente Indígena da UHE Belo Monte, fortalecendo as relações empreendedor/comunidades e proporcionando a divulgação da cultura e da identidade étnica dos povos do médio Xingu. A feira contou com a venda de artesanatos indígenas diversos como bolsas, brincos, pulseiras, arcos e flechas, remos, tecidos pintados com grafismos além de produtos alimentícios produzidos artesanalmente como geleias e chocolates. A realização da feira ocorreu como parte das ações dos Programas de Patrimônio Cultural Material e Imaterial (PPCMI) e de Fortalecimento Institucional (PFI) do PBA-CI da UHE Belo Monte.



Interação com artesão e artesã da rota Curuá na I Feira Indígena de Economia Criativa dos Povos do Médio Xingu



Exposição dos artesanatos do povo Kuruaya na I Feira Indígena de Economia Criativa dos Povos do Médio Xingu

Fato relevante do período, também produzido com o apoio das ações do PFI e PPCMI, foi a pré-estreia do documentário “Yawaidu: Mãe de um Povo”, da Associação Bitata, que aconteceu dia 30 de novembro de 2022, na Casa de Memória Transxingu, Altamira/PA. As gravações aconteceram em locais belíssimos e nas três aldeias Xipayá e Kuruaya da TI Cachoeira Seca, a saber: Kujubim, Cupi e Yarumê. O elenco do filme e entrevistados aproximaram a narrativa da identidade elementar dos indígenas que ali vivem.



Pré-estreia do documentário “Yawaidu: Mãe de um Povo”, da Associação Bitata, que aconteceu dia 30 de novembro de 2022, na Casa de Memória Transxingu, Altamira/PA

Já no que se refere às comunidades de pescadores artesanais e famílias ribeirinhas, a Norte Energia vem fortalecendo o diálogo com esses grupos sociais, por meio de reuniões com a participação dos conselhos comunitários, colônias de pescadores, cooperativa, Ministério Público Federal, prefeituras municipais e Ibama, de modo a construir a agenda participativa de ações que envolvem assistência técnica, ocupação de áreas do reservatório da hidrelétrica, serviços de educação, saúde e atividades produtivas.

No mês de outubro, ocorreu reunião informativa com moradores do Bairro Jardim Independente I para dar publicidade ao Termo de Compromisso firmado entre a Prefeitura Municipal de Altamira e a Norte Energia, bem como com o público que optou por mudar para o RUC Tavaquara, visando o repasse de informações acerca do Termo e da mudança para o RUC. Durante a reunião, também foram atualizados os contatos dos moradores do bairro Jardim Independente I para continuidade nas tratativas.

Como desdobramento do Termo de Compromisso com a PMA, foram iniciadas, em 20/10/2022, as negociações com as famílias do Bairro Jardim Independente I para retirada da população do local. Até o dia 31 de dezembro de 2022, 268 negociações culminaram no aceite das propostas de valores, 252 Termos de Acordo foram assinados, e a Norte Energia realizou o pagamento do primeiro Termo de Acordo. Estão sendo priorizadas as negociações atendendo a listagem de imóveis indicados pela Defesa Civil do Município de Altamira, que totalizam 62 imóveis, correspondendo a 123 famílias.

Outra grande conquista do trimestre junto a essas populações, se deu com a entrega do Porto dos Areeiros para a Cooperativa de Areeiros do Rio Xingu (COOPARXING) no dia 12 de dezembro de 2022, em atendimento a compromisso assumido no âmbito do Projeto de Recomposição das Atividades Oleiras e Extrativas de Areia e Cascalho, item 4.5.2 do PBA e ao Acordo Judicial estabelecido no âmbito da Ação nº 0006466.43.2014.8.14.0005.



Entrega do Porto dos Areeiros para a Cooperativa de Areeiros do Rio Xingu (COOPARXING)

Em continuidade ao relacionamento entre a Norte Energia e as comunidades atingidas pela UHE Belo Monte, no âmbito do Projeto de Incentivo à Pesca Sustentável (PIPS), condicionante 2.24-b, a Companhia realizou reunião com o IBAMA para detalhamento da proposta de pagamento de verba de reparação aos pescadores, conforme recomendação do IBAMA por meio do Parecer Técnico 12868864/2022-COHID/CGTEF/DILIC, realizando também reuniões com as colônias de pescadores de Altamira, Anapu, Vitória do Xingu e Senador José Porfírio e com grupo de pescadores para prévia da apresentação da proposta à categoria.



Reunião com os pescadores de Senador José Porfírio, para apresentação da proposta de verba de reparação

Já com relação às ações de Monitoramento Socioambiental, um dos pontos significativos do trimestre foi a realização do projeto “Tartarugas do Xingu”, ação de educação ambiental sobre conservação de quelônios no Tabuleiro do Embaubal. Desde 2011, no âmbito do Projeto de Manejo de Quelônios de Belo Monte (PMQBM) do PBA da UHE Belo Monte, a Norte Energia vem realizando ações de manejo das espécies de quelônios de forma sustentável, inserindo papel participativo das comunidades ribeirinhas com educação ambiental e capacitação para gestão de ações específicas do projeto, que terá a duração de 20 anos.



Ação do projeto “Tartarugas do Xingu”

Registra-se ainda, no âmbito do projeto do Xingu+ e a partir das assinaturas dos termos de aceite e compromisso dos proprietários em participar dos projetos de recuperação da faixa de 500 metros das margens do rio Xingu no Trecho de Vazão Reduzida – TVR e dos igarapés interceptados pelos diques, que foram executados no mês de dezembro 100% dos plantios em áreas autorizadas, totalizando no ano de 2022 mais de 75 hectares recuperados, sendo 66 em áreas de terceiros.



Plantio na área do Trecho de Vazão Reduzida

Além das atividades relacionadas às ações do Meio Biótico, deu-se andamento aos monitoramentos de fauna, flora e qualidade da água, dentre outros aspectos dos meios biótico, físico e socioeconômico, assegurando a robustez das séries históricas de acompanhamentos realizados pela Norte Energia desde a fase de implantação do empreendimento. Os dados reunidos nesse trabalho continuado compõem hoje um dos maiores acervos de informações sobre a região e contribuem tanto para a ampliação do conhecimento científico sobre a Amazônia como para a proteção de espécies endêmicas.



Biometria em filhote recém-eclodido de *Podocnemis unifilis* na região do Reservatório Xingu



Observação fenológica realizada em espécime de Floresta Aluvial

Por fim, registra-se a participação, durante o período de visita da embaixada da Noruega às instalações da Usina Hidrelétrica de Belo Monte, realizada no dia 26 de outubro de 2022, tratando sobre aspectos do Componente Indígena.

## Anexo I - Balanço Patrimonial

BP	R\$ Mil		
	31/12/2022	31/12/2021	%
<b>Ativo</b>	<b>43.428.812</b>	<b>43.131.059</b>	<b>1%</b>
<b>Circulante</b>	<b>1.760.261</b>	<b>1.489.913</b>	<b>18%</b>
Caixa e equivalentes de caixa	741.217	542.779	37%
Contas a receber de clientes	746.375	721.648	3%
Tributos a recuperar	104.096	89.423	16%
Despesas antecipadas	59.235	52.635	13%
Outros créditos	109.338	83.428	31%
<b>Não circulante</b>	<b>41.668.551</b>	<b>41.641.146</b>	<b>0%</b>
Aplicações financeiras	803.055	188.411	326%
Despesas antecipadas	105	748	-86%
Imposto de renda e contribuição social diferidos	222.769	107.328	108%
Tributos a recuperar	7.017	946	642%
Depósitos judiciais e cauções	596.050	517.354	15%
Outros créditos	3.064	3.142	-2%
Imobilizado	39.339.889	40.112.556	-2%
Intangível	696.602	710.661	-2%
<b>Passivo</b>	<b>43.428.812</b>	<b>43.131.059</b>	<b>1%</b>
<b>Circulante</b>	<b>2.254.754</b>	<b>1.678.941</b>	<b>34%</b>
Fornecedores	551.302	494.209	12%
Empréstimos, financiamentos e debêntures	800.378	401.011	100%
Partes relacionadas	36.334	20.695	76%
Provisões para riscos cíveis, fiscais e trabalhistas	134.169	41.832	221%
Uso do bem público (UBP)	97.144	94.958	2%
Provisões socioambientais	435.328	420.713	3%
Outras contas a pagar	200.099	205.523	-3%
<b>Não circulante</b>	<b>29.070.142</b>	<b>28.705.845</b>	<b>1%</b>
Fornecedores	342	324	6%
Empréstimos, financiamentos e debêntures	28.426.896	27.991.610	2%
Uso do bem público (UBP)	274.106	283.251	-3%
Provisões socioambientais	368.784	422.202	-13%
Outras contas a pagar	14	8.458	-100%
<b>Patrimônio líquido</b>	<b>12.103.916</b>	<b>12.746.273</b>	<b>-5%</b>
Capital social integralizado	13.373.545	13.368.556	0%
Prejuízos acumulados	(1.269.629)	(622.283)	104%

## Anexo II - Glossário

ACL - Ambiente de Contratação Livre  
ACR - Ambiente de Contratação Regulada  
ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica  
APE - Autoprodutores de Energia  
BNDES - Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social  
CCEE - Câmara de Comercialização de Energia Elétrica  
COFINS - Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social  
CVM - Comissão de Valores Mobiliários  
ID - Índice de Disponibilidade  
DSEI - Distrito Sanitário Especial Indígena  
EBITDA - Earnings Before Interest, Taxes, Depreciation and Amortization  
EPI - Equipamentos de Proteção Individual  
FINEM - Linha do BNDES de financiamento a empreendimentos  
FUNAI - Fundação Nacional do Índio  
GSF - Generation Scaling Factor  
GWh - GigaWatt-hora  
IBAMA - Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis  
ICMS - Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços  
IPCA - Índice de Preços ao Consumidor Amplo  
LI - Licença de Instalação  
LO - Licença de Operação  
MCP - Mercado de Curto Prazo  
MME - Ministério de Minas e Energia  
MW - MegaWatt  
O&M - Operação e Manutenção  
PCI - Programa de Comunicação Indígena  
PIS - Programa de Integração Social  
PLD - Preço de Liquidação das Diferenças  
PSI - Programa de Sustentação ao Investimento  
RI - Relações com Investidores  
SIN - Sistema Interligado Nacional  
SPR 100 - Produto de repactuação do risco hidrológico da classe SPR, na qual, além da energia secundária, o gerador transfere ao consumidor o risco de redução da garantia física e onde o nível de insuficiência de geração do MRE que estará coberto é 100%  
Standstill - Operação de suspensão temporária de pagamento de juros remuneratórios e principal de financiamento  
TJLP - Taxa de Juros de Longo Prazo  
UBP - Uso do Bem Público  
UG - Unidade Geradora  
UHE - Usina Hidrelétrica  
UTI - Unidade de Tratamento Intensivo



**norteENERGIA**  
USINA HIDRELÉTRICA BELO MONTE

**Brasília/DF**

Edifício General Alencastro, Torre B - 3º andar  
SEPS Q 702/902 702/902, Conjunto B, Bloco A - Asa Sul  
Brasília/DF - CEP: 70.390-025  
+55 61 3410 2010

**Vitória do Xingu/PA**

Rodovia Transamazônica, Km 52, s/n  
Vitória do Xingu/PA - CEP: 68.383-000