

Índice

Dados da Empresa

Composição do Capital	1
-----------------------	---

DFs Individuais

Balanço Patrimonial Ativo	2
Balanço Patrimonial Passivo	3
Demonstração do Resultado	4
Demonstração do Resultado Abrangente	5
Demonstração do Fluxo de Caixa (Método Indireto)	6

Demonstração das Mutações do Patrimônio Líquido

DMPL - 01/01/2025 à 31/03/2025	7
DMPL - 01/01/2024 à 31/03/2024	8
Demonstração de Valor Adicionado	9
Comentário do Desempenho	10
Notas Explicativas	40

Pareceres e Declarações

Relatório da Revisão Especial - Sem Ressalva	96
Declaração dos Diretores sobre as Demonstrações Financeiras	97
Declaração dos Diretores sobre o Relatório do Auditor Independente	98

Dados da Empresa / Composição do Capital

Número de Ações (Unidades)	Trimestre Atual 31/03/2025
Do Capital Integralizado	
Ordinárias	13.396.000
Preferenciais	0
Total	13.396.000
Em Tesouraria	
Ordinárias	0
Preferenciais	0
Total	0

DFs Individuais / Balanço Patrimonial Ativo

(Reais Mil)

Código da Conta	Descrição da Conta	Trimestre Atual 31/03/2025	Exercício Anterior 31/12/2024
1	Ativo Total	42.381.648	42.764.396
1.01	Ativo Circulante	2.481.508	2.322.930
1.01.01	Caixa e Equivalentes de Caixa	665.295	796.696
1.01.02	Aplicações Financeiras	772.018	430.914
1.01.02.01	Aplicações Financeiras Avaliadas a Valor Justo através do Resultado	772.018	430.914
1.01.02.01.02	Títulos Designados a Valor Justo	772.018	430.914
1.01.03	Contas a Receber	836.478	868.576
1.01.03.01	Clientes	836.478	868.576
1.01.04	Estoques	3.183	3.185
1.01.06	Tributos a Recuperar	91.960	103.703
1.01.06.01	Tributos Correntes a Recuperar	91.960	103.703
1.01.07	Despesas Antecipadas	31.271	42.532
1.01.08	Outros Ativos Circulantes	81.303	77.324
1.01.08.03	Outros	81.303	77.324
1.02	Ativo Não Circulante	39.900.140	40.441.466
1.02.01	Ativo Realizável a Longo Prazo	839.326	827.762
1.02.01.01	Aplicações Financeiras Avaliadas a Valor Justo através do Resultado	700.216	695.794
1.02.01.01.01	Títulos Designados a Valor Justo	700.216	695.794
1.02.01.04	Contas a Receber	11.181	10.795
1.02.01.07	Tributos Diferidos	127.929	121.173
1.02.03	Imobilizado	38.411.951	38.956.869
1.02.03.01	Imobilizado em Operação	38.213.397	38.425.638
1.02.03.03	Imobilizado em Andamento	198.554	531.231
1.02.04	Intangível	648.863	656.835
1.02.04.01	Intangíveis	648.863	656.835

DFs Individuais / Balanço Patrimonial Passivo**(Reais Mil)**

Código da Conta	Descrição da Conta	Trimestre Atual 31/03/2025	Exercício Anterior 31/12/2024
2	Passivo Total	42.381.648	42.764.396
2.01	Passivo Circulante	2.551.537	2.539.955
2.01.01	Obrigações Sociais e Trabalhistas	38.321	32.313
2.01.01.01	Obrigações Sociais	5.678	5.051
2.01.01.02	Obrigações Trabalhistas	32.643	27.262
2.01.02	Fornecedores	706.295	798.034
2.01.02.01	Fornecedores Nacionais	706.295	798.034
2.01.03	Obrigações Fiscais	228.558	168.265
2.01.03.01	Obrigações Fiscais Federais	218.467	140.395
2.01.03.01.01	Imposto de Renda e Contribuição Social a Pagar	218.467	140.395
2.01.03.02	Obrigações Fiscais Estaduais	9.232	3.200
2.01.03.03	Obrigações Fiscais Municipais	859	24.670
2.01.04	Empréstimos e Financiamentos	1.105.309	1.061.882
2.01.04.01	Empréstimos e Financiamentos	946.619	920.887
2.01.04.01.01	Em Moeda Nacional	946.619	920.887
2.01.04.02	Debêntures	152.166	135.094
2.01.04.03	Financiamento por Arrendamento	6.524	5.901
2.01.05	Outras Obrigações	102.013	134.959
2.01.05.01	Passivos com Partes Relacionadas	102.013	134.959
2.01.05.01.01	Débitos com Coligadas	102.013	134.959
2.01.06	Provisões	371.041	344.502
2.01.06.02	Outras Provisões	371.041	344.502
2.01.06.02.03	Provisões para Passivos Ambientais e de Desativação	371.041	344.502
2.02	Passivo Não Circulante	30.722.745	30.637.340
2.02.01	Empréstimos e Financiamentos	27.116.589	27.212.920
2.02.01.01	Empréstimos e Financiamentos	26.386.226	26.500.380
2.02.01.01.01	Em Moeda Nacional	26.386.226	26.500.380
2.02.01.02	Debêntures	724.046	706.435
2.02.01.03	Financiamento por Arrendamento	6.317	6.105
2.02.04	Provisões	3.606.156	3.424.420
2.02.04.01	Provisões Fiscais Previdenciárias Trabalhistas e Cíveis	223.195	221.930
2.02.04.01.02	Provisões Previdenciárias e Trabalhistas	8.446	8.801
2.02.04.01.04	Provisões Cíveis	214.749	213.129
2.02.04.02	Outras Provisões	3.382.961	3.202.490
2.02.04.02.03	Provisões para Passivos Ambientais e de Desativação	3.382.961	3.202.490
2.03	Patrimônio Líquido	9.107.366	9.587.101
2.03.01	Capital Social Realizado	13.384.769	13.383.522
2.03.05	Lucros/Prejuízos Acumulados	-4.277.403	-3.796.421

DFs Individuais / Demonstração do Resultado

(Reais Mil)

Código da Conta	Descrição da Conta	Acumulado do Atual Exercício 01/01/2025 à 31/03/2025	Acumulado do Exercício Anterior 01/01/2024 à 31/03/2024
3.01	Receita de Venda de Bens e/ou Serviços	1.616.405	1.387.470
3.02	Custo dos Bens e/ou Serviços Vendidos	-1.389.496	-1.088.974
3.03	Resultado Bruto	226.909	298.496
3.04	Despesas/Receitas Operacionais	-37.705	-58.389
3.04.02	Despesas Gerais e Administrativas	-37.705	-58.389
3.05	Resultado Antes do Resultado Financeiro e dos Tributos	189.204	240.107
3.06	Resultado Financeiro	-669.751	-578.464
3.06.01	Receitas Financeiras	60.804	48.814
3.06.02	Despesas Financeiras	-730.555	-627.278
3.07	Resultado Antes dos Tributos sobre o Lucro	-480.547	-338.357
3.08	Imposto de Renda e Contribuição Social sobre o Lucro	-435	54.293
3.08.02	Diferido	-435	54.293
3.09	Resultado Líquido das Operações Continuadas	-480.982	-284.064
3.11	Lucro/Prejuízo do Período	-480.982	-284.064
3.99	Lucro por Ação - (Reais / Ação)		
3.99.01	Lucro Básico por Ação		
3.99.01.01	ON	-0,0359	-0,0212
3.99.02	Lucro Diluído por Ação		
3.99.02.01	ON	-0,0359	-0,0212

DFs Individuais / Demonstração do Resultado Abrangente

(Reais Mil)

Código da Conta	Descrição da Conta	Acumulado do Atual Exercício 01/01/2025 à 31/03/2025	Acumulado do Exercício Anterior 01/01/2024 à 31/03/2024
4.01	Lucro Líquido do Período	-480.982	-284.064
4.03	Resultado Abrangente do Período	-480.982	-284.064

DFs Individuais / Demonstração do Fluxo de Caixa (Método Indireto)

(Reais Mil)

Código da Conta	Descrição da Conta	Acumulado do Atual Exercício 01/01/2025 à 31/03/2025	Acumulado do Exercício Anterior 01/01/2024 à 31/03/2024
6.01	Caixa Líquido Atividades Operacionais	825.500	348.400
6.02	Caixa Líquido Atividades de Investimento	-229.396	481.486
6.03	Caixa Líquido Atividades de Financiamento	-727.505	-720.990
6.05	Aumento (Redução) de Caixa e Equivalentes	-131.401	108.896
6.05.01	Saldo Inicial de Caixa e Equivalentes	796.696	554.350
6.05.02	Saldo Final de Caixa e Equivalentes	665.295	663.246

DFs Individuais / Demonstração das Mutações do Patrimônio Líquido / DMPL - 01/01/2025 à 31/03/2025

(Reais Mil)

Código da Conta	Descrição da Conta	Capital Social Integralizado	Reservas de Capital, Opções Outorgadas e Ações em Tesouraria	Reservas de Lucro	Lucros ou Prejuízos Acumulados	Outros Resultados Abrangentes	Patrimônio Líquido
5.01	Saldos Iniciais	13.383.522	0	0	-3.796.421	0	9.587.101
5.02	Ajustes de Exercícios Anteriores	0	0	0	0	0	0
5.03	Saldos Iniciais Ajustados	13.383.522	0	0	-3.796.421	0	9.587.101
5.04	Transações de Capital com os Sócios	1.247	0	0	0	0	1.247
5.04.01	Aumentos de Capital	1.247	0	0	0	0	1.247
5.05	Resultado Abrangente Total	0	0	0	-480.982	0	-480.982
5.05.01	Lucro Líquido do Período	0	0	0	-480.982	0	-480.982
5.06	Mutações Internas do Patrimônio Líquido	0	0	0	0	0	0
5.07	Saldos Finais	13.384.769	0	0	-4.277.403	0	9.107.366

DFs Individuais / Demonstração das Mutações do Patrimônio Líquido / DMPL - 01/01/2024 à 31/03/2024

(Reais Mil)

Código da Conta	Descrição da Conta	Capital Social Integralizado	Reservas de Capital, Opções Outorgadas e Ações em Tesouraria	Reservas de Lucro	Lucros ou Prejuízos Acumulados	Outros Resultados Abrangentes	Patrimônio Líquido
5.01	Saldos Iniciais	13.378.533	0	0	-2.120.443	0	11.258.090
5.02	Ajustes de Exercícios Anteriores	0	0	0	0	0	0
5.03	Saldos Iniciais Ajustados	13.378.533	0	0	-2.120.443	0	11.258.090
5.04	Transações de Capital com os Sócios	1.247	0	0	0	0	1.247
5.04.01	Aumentos de Capital	1.247	0	0	0	0	1.247
5.05	Resultado Abrangente Total	0	0	0	-284.064	0	-284.064
5.05.01	Lucro Líquido do Período	0	0	0	-284.064	0	-284.064
5.06	Mutações Internas do Patrimônio Líquido	0	0	0	0	0	0
5.07	Saldos Finais	13.379.780	0	0	-2.404.507	0	10.975.273

DFs Individuais / Demonstração de Valor Adicionado

(Reais Mil)

Código da Conta	Descrição da Conta	Acumulado do Atual	Acumulado do Exercício
		Exercício	Anterior
		01/01/2025 à 31/03/2025	01/01/2024 à 31/03/2024
7.01	Receitas	1.992.331	1.649.286
7.01.01	Vendas de Mercadorias, Produtos e Serviços	1.992.331	1.649.286
7.02	Insumos Adquiridos de Terceiros	-899.037	-668.399
7.02.01	Custos Prods., Merchs. e Servs. Vendidos	-511.908	-466.198
7.02.02	Materiais, Energia, Servs. de Terceiros e Outros	-30.686	-46.544
7.02.04	Outros	-356.443	-155.657
7.03	Valor Adicionado Bruto	1.093.294	980.887
7.04	Retenções	-492.945	-441.467
7.04.01	Depreciação, Amortização e Exaustão	-492.945	-441.467
7.05	Valor Adicionado Líquido Produzido	600.349	539.420
7.06	Vlr Adicionado Recebido em Transferência	60.804	48.814
7.06.02	Receitas Financeiras	60.804	48.814
7.07	Valor Adicionado Total a Distribuir	661.153	588.234
7.08	Distribuição do Valor Adicionado	661.153	588.234
7.08.01	Pessoal	34.958	36.983
7.08.01.01	Remuneração Direta	21.612	22.320
7.08.01.02	Benefícios	5.978	6.845
7.08.01.03	F.G.T.S.	1.705	1.863
7.08.01.04	Outros	5.663	5.955
7.08.02	Impostos, Taxas e Contribuições	376.361	207.522
7.08.02.01	Federais	376.361	207.522
7.08.03	Remuneração de Capitais de Terceiros	730.816	627.793
7.08.03.01	Juros	730.555	627.278
7.08.03.02	Aluguéis	261	515
7.08.04	Remuneração de Capitais Próprios	-480.982	-284.064
7.08.04.03	Lucros Retidos / Prejuízo do Período	-480.982	-284.064

Comentário do Desempenho



DIVULGAÇÃO DE RESULTADOS 1T25



norteENERGIA
USINA HIDRELÉTRICA BELO MONTE



Diretoria Administrativa, Financeira e Relações com Investidores

Contatos RI

Paulo Roberto Ribeiro Pinto

Diretor Presidente

prrpinto@norteenergiasa.com.br

Marcus de Castro Melo

Superintendente de Finanças, Controle e RI

marcusmelo@norteenergiasa.com.br

Fone: (61) 3410-2025

Equipe de RI

Fones: (61) 3410-2042 / (61) 3410-2160 / (61) 3410-2228

Site: www.norteenergiasa.com.br



Sumário

Diretoria Administrativa, Financeira e Relações com Investidores	2
Destaques do 1º Trimestre de 2025	4
Belo Monte é a usina que mais gerou energia para o Brasil no primeiro trimestre de 2025.....	4
Destaques Financeiros	6
Resumo do Empreendimento	8
Resumo Cronológico dos Principais Eventos.....	9
Estrutura Empresarial	10
Demonstração do Resultado	11
Receita	12
Custo de Venda	12
Custos de Operação	13
Despesas Administrativas	13
EBITDA Acumulado	14
Resultado Financeiro	15
Investimentos	15
Endividamento	16
Estrutura do Financiamento.....	16
Saldo Devedor.....	16
Cronograma de Serviço da Dívida	17
Operação	17
Geração da usina	17
Índice de Disponibilidade (ID)	18
Fator de Disponibilidade (FID).....	18
Socioambiental	19
Transparência	24
Programa Conheça Belo Monte.....	24
Sustentabilidade e ESG	25
Energia Renovável	25
Desenvolvimento Socioeconômico Regional.....	25
Proteção Ambiental da Amazônia	27
Anexo I - Balanço Patrimonial	29



Destaques do 1º Trimestre de 2025

Brasília, 31 de março de 2025.

Belo Monte é a usina que mais gerou energia para o Brasil no primeiro trimestre de 2025.

Data da publicação: 11/04/2025

A Usina Belo Monte foi a hidrelétrica 100% brasileira que mais gerou energia para o país no primeiro trimestre deste ano, respondendo por 9% de toda a demanda nacional. A produção da usina, de janeiro a março, foi de 15.842.794 MWh, o equivalente ao consumo de 40 milhões de residências.

Essa quantidade de energia elétrica corresponde ao atendimento de todos os domicílios da região Sudeste durante o mesmo período. Os dados são do Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS).

Com uma produção média de 7.334 MWmed no trimestre, a usina reforçou seu papel fundamental de garantir segurança para o sistema elétrico brasileiro. No 21 de janeiro, por exemplo, Belo Monte chegou a fornecer, sozinha, 12% da energia consumida no Brasil no horário entre 17h e 22h, que é quando ocorre o pico de consumo no país

Ondas de calor e recorde de consumo no Brasil

O resultado da geração de Belo Monte acontece em um período marcado por ondas de calor que levaram o Brasil a registrar sucessivos recordes de consumo de energia. O último deles foi em 26 de fevereiro, às 14h24, quando o país atingiu a marca de 106.536 MW de demanda instantânea no Sistema Interligado Nacional (SIN). Naquele dia, Belo Monte foi a hidrelétrica que mais contribuiu para o atendimento nacional, gerando, sozinha, 8.325 MW, aproximadamente 8 % do que o país precisava. O percentual equivale à demanda de 45,4 milhões de pessoas.

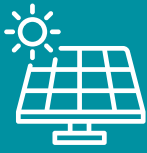
“A geração de energia de Belo Monte no primeiro trimestre demonstra a importância das hidrelétricas para a segurança do sistema elétrico brasileiro, sobretudo nos horários de ponta, quando há alto consumo da população. Trabalhamos para assegurar o atendimento da demanda imediata do país, com confiabilidade na operação da usina”, afirma Paulo Roberto Pinto, presidente da Norte Energia, concessionária da usina.

Relevância de Belo Monte para o Brasil

Belo Monte é a maior hidrelétrica 100% brasileira e a quinta maior do mundo. Além de desempenhar papel importante na segurança energética nacional, a hidrelétrica funciona como uma balança de equilíbrio do setor, pois colabora para a recuperação e manutenção dos níveis dos reservatórios do país e reduz a pressão sobre eles.

A produção de Belo Monte também se mostra fundamental ao evitar o acionamento de outras fontes de energia poluentes e mais caras para a população, principalmente em momentos de pico de consumo nacional. Somente em 2025, a geração da usina evitou que 5,3 milhões de toneladas de CO2 fossem parar na atmosfera, quando comparada às emissões de uma usina termelétrica a gás, no mesmo período. O cálculo considerou a geração até 17 de março e foi feito com base no Painel Intergovernamental sobre Mudança do Clima (IPCC), maior autoridade mundial sobre aquecimento global.



 Geração	No 1T25 a geração foi de 7.060 MWm.
 Comercialização	A comercialização de energia no 1T25 foi de 5.023 MWm.
 Fotovoltaica	A fotovoltaica teve uma geração de 1.256,1 MWh com objetivo de compensar o consumo de energia dos escritórios da Norte Energia e atender às associações de moradores locais.
 Custos e Despesas	PMSO gerenciável (Pessoal, Material, Serviços e Outros) de R\$ 72,9 milhões no 1T25, que corresponde a 4% da receita bruta.
 Transparência	No 1T25, o Programa “Conheça Belo Monte” recebeu 440 visitantes, dentre eles, um grupo de alunos do curso de eletricista do SENAI, que participou de uma visita técnica à usina.
 ESG	No 1T25, avançamos nas iniciativas do pilar de energia renovável, com investimentos em Pesquisa, Desenvolvimento e Inovação (PDI) e em ações de desenvolvimento socioeconômico regional e proteção ambiental na Amazônia, por meio do <i>matchfunding</i> Floresta Viva.



Destaques Financeiros

A Receita Operacional Líquida aumentou 17% em relação ao 1T24, impulsionada pelo crescimento no volume de energia comercializado, no trimestre. Esse desempenho reflete a eficiência na gestão, com foco na maximização da Garantia Física da UHE Belo Monte e na geração de valor para a Companhia. O aumento da receita no período decorre, principalmente, da atualização dos preços de venda de energia, conforme índices previstos contratualmente, e da realização de operações estruturadas de compra e venda de energia. .

O EBITDA atingiu R\$ 682,1 milhões no 1T25, um aumento de 0,1% em relação aos R\$ 681,6 milhões registrados no 1T24.

O Resultado Líquido registrou prejuízo de R\$ 480,9 milhões no 1T25, uma variação de 69% em relação ao 1T24. Esse desempenho decorre, principalmente, da não constituição do ativo diferido e da contratação de compra e venda de energia elétrica futura para a gestão de fluxo de caixa, com volume de compras superior ao de vendas contribuindo para o resultado negativo do período.

Os investimentos totalizaram R\$ 46,6 milhões no 1T25, representando uma redução de 43% frente ao 1T24. Essa diminuição é oriunda da redução dos gastos socioambientais e da menor aquisição de ativos administrativos e da entrada em operação de novos projetos.

A dívida bruta encerrou o 1T25 em R\$ 28,2 bilhões, representando uma redução de 1,7% em relação ao 1T24, mesmo diante do aumento da Taxa de Juros de Longo Prazo (TJLP), que passou de 6,53% no 1T24 para 7,97% no 1T25. Essa redução reflete, principalmente, o efeito combinado entre o cumprimento do cronograma de amortizações contratuais e a ausência de novas captações de recursos. Vale destacar que a elevação da TJLP impacta exclusivamente o custo financeiro da dívida, ou seja, os encargos de juros apropriados ao resultado. No entanto, tal variação não interfere diretamente na composição do saldo principal da dívida no curto prazo. Assim, mesmo com uma taxa de juros mais elevada, o pagamento regular das obrigações contratuais de principal contribuiu para a redução do endividamento bruto da Companhia.

De forma semelhante, a dívida líquida atingiu R\$ 26,8 bilhões no 1T25, uma redução de 3,5% em comparação com o mesmo período do ano anterior. Esse desempenho decorre, adicionalmente, do aumento do saldo de caixa e equivalentes, que contribui diretamente para a diminuição do indicador, conforme metodologia contábil que deduz tais ativos financeiros do passivo bruto. A gestão eficiente dos passivos financeiros, combinada à disciplina na alocação de recursos, reforça o compromisso da Companhia com uma estratégia de endividamento sólida e sustentável, voltada à preservação da liquidez e da saúde financeira de longo prazo.

O Índice de Cobertura do Serviço da Dívida (ICSD) foi de 0,9x em março de 2025, abaixo do registrado em março de 2024 (1,0x), refletindo o impacto do aumento dos encargos financeiros no período, em linha com a elevação da TJLP).



Principais Indicadores	1T2025	1T2024	%
Indicadores Financeiros			
Receita operacional líquida	1.616.405	1.387.470	16,50%
EBITDA	682.148	681.574	0%
Margem de EBITDA	42,2%	49,1%	-6,9p.p
Resultado líquido	(480.982)	(284.064)	69%
Investimento	46.583	82.417	-43%
Dívida Líquida	26.771.744	27.771.170	-3,66%
ICSD*	0,9	1,00	-10%
IC	21,49%	25,85%	-4,4p.p
Indicadores Operacionais			
Fator de Disponibilidade - Belo Monte	1,02	1,02	0p.p
Fator de Disponibilidade - Pimental	1,03	1,03	0p.p
Índice de Disponibilidade - Belo Monte	0,99	0,99	0p.p
Índice de Disponibilidade - Pimental	0,95	0,96	-1p.p
Empregados	445	463	-12%



Resumo do Empreendimento

Concessionário

NORTE ENERGIA S.A.
Contrato de Concessão 001/2010 MME -
UHE Belo Monte
Prazo da Concessão: 35 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 km²
Perímetro do reservatório: 687 km
Volumes no NA Máx.:
Reservatório Principal: 2.271 x 106 m³
Reservatório Intermediário: 2.237 x 106
m³
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

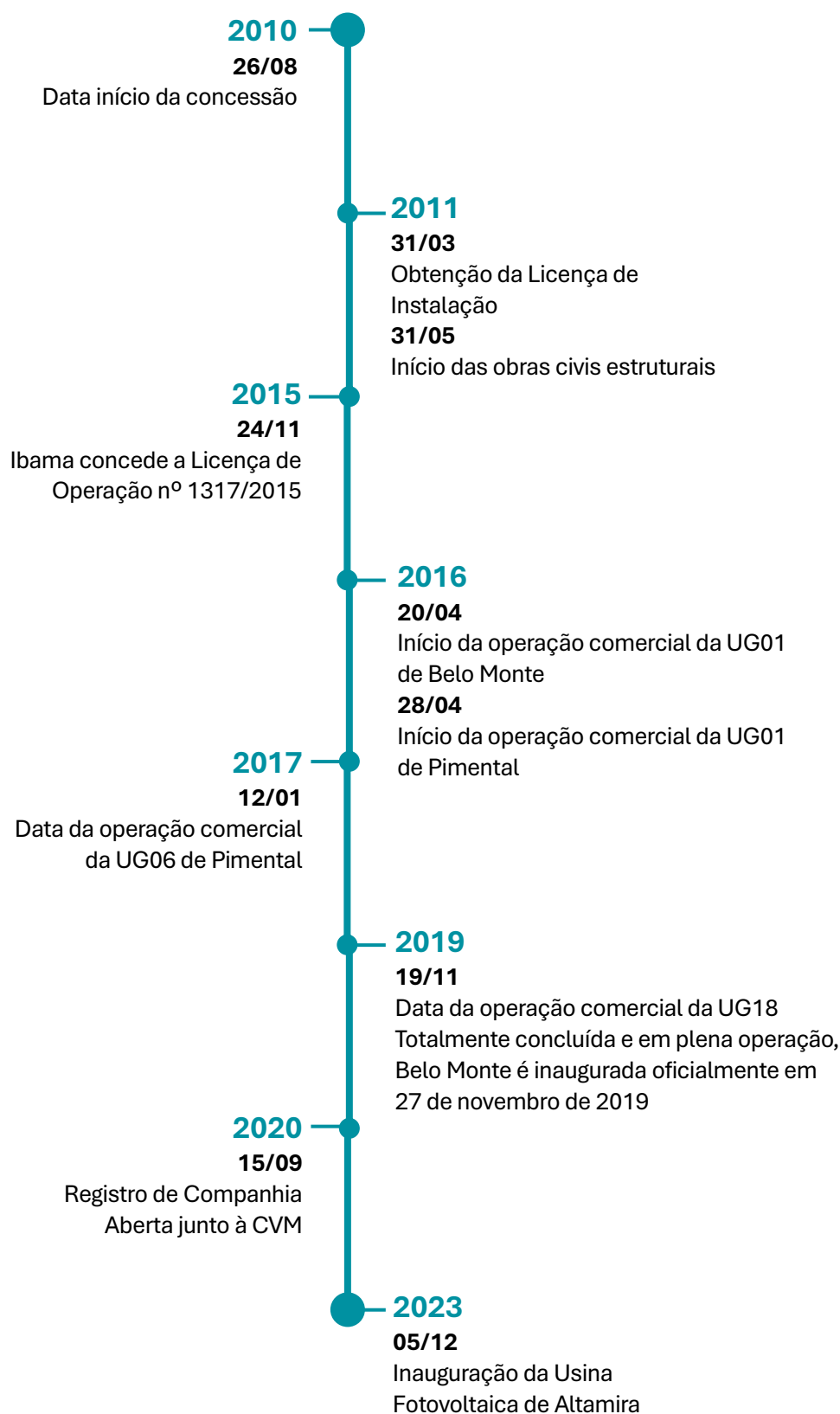
Casa de Força Principal
Tipo: Abrigada
Nº de Unidades Geradoras: 18 unidades
Tomada d'Água Principal
Tipo: Gravidade
Comprimento total: 627,0 m
Nº de vãos: 36 vãos
Comportas
Tipo: Vagão
Acionamento: Hidráulico
Turbinas da Casa de Força Principal
Tipo: Francis
Potência Unit.: 611,1 MW
Queda de referência: 87m
Vazão Unitária Nominal: 775 m³/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 m³/s
Rendimento Ponderado: 97,90%
Peso Total por Unidade: 2.700 kN



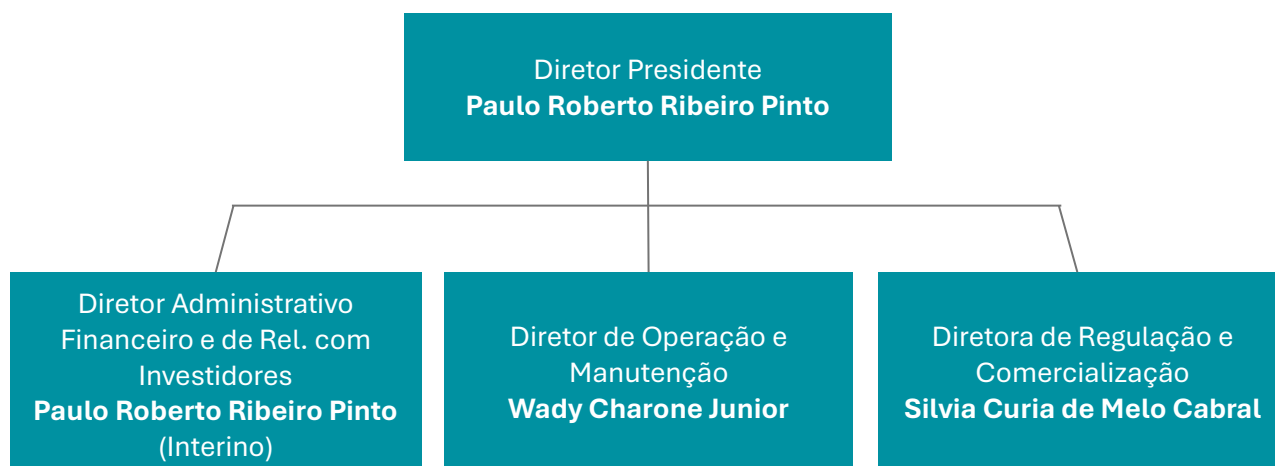
Resumo Cronológico dos Principais Eventos



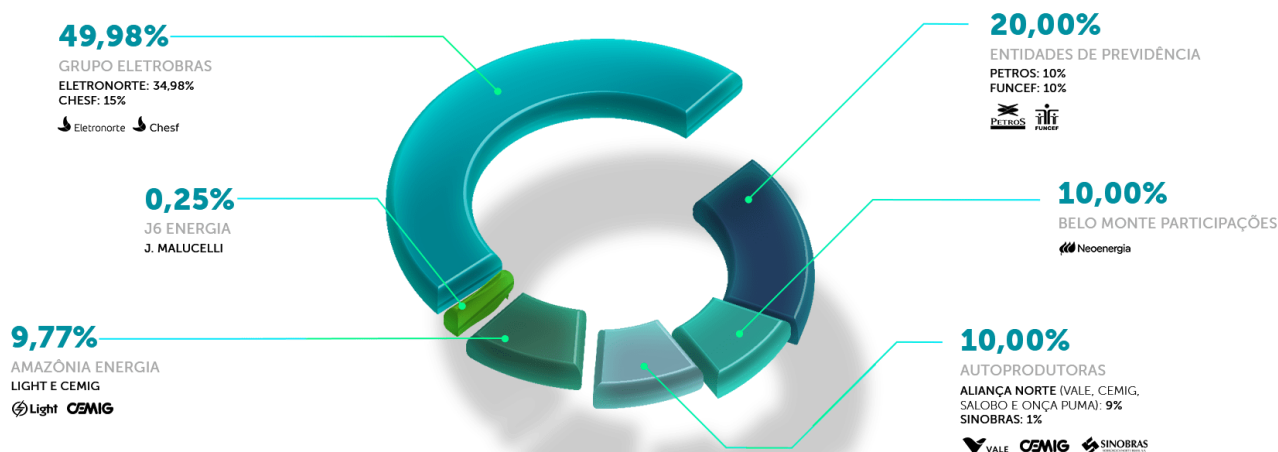


Estrutura Empresarial

Diretoria



Composição Acionária





Demonstração do Resultado

DRE	1T2025	1T2024	%
Receita operacional líquida	1.616.405	1.387.470	17%
Custos da venda de energia	(511.908)	(466.198)	10%
Energia comprada para revenda	(160.505)	(121.862)	32%
Encargos de transmissão	(349.122)	(341.643)	2%
Serviços de operação e manutenção	(2.281)	(2.693)	-15%
Custos de operação	(877.588)	(622.776)	41%
Pessoal, adm. e serviços de terceiros	(33.019)	(33.601)	-2%
Depreciação e amortização	(488.668)	(437.624)	12%
Outros	(355.901)	(151.551)	135%
Lucro bruto	226.909	298.496	-24%
Despesas operacionais	(37.705)	(58.389)	-35%
Administrativas	(33.428)	(54.546)	-39%
Depreciação e amortização	(4.277)	(3.843)	11%
Lucro Operacional	189.204	240.107	-21%
EBITDA	682.148	681.574	0,1%
Resultado financeiro	(669.751)	(578.464)	16%
Receitas financeiras	60.804	48.814	25%
Despesas financeiras	(730.555)	(627.278)	16%
Prejuízo antes do IR e CSLL	(480.547)	(338.357)	42%
IR e CSLL diferidos	(435)	54.293	-101%
Prejuízo do período	(480.982)	(284.064)	69%



Receita

Receita Bruta	1T2025	1T2024	%
Receita Bruta	1.992.331	1.649.286	21%
ACR	1.276.669	1.184.526	8%
APE	211.953	205.741	3%
ACL	463.448	238.747	94%
MCP	40.260	20.272	99%
Deduções da Receita	(375.926)	(261.816)	44%
Receita Líquida	1.616.405	1.387.470	17%

A Norte Energia tem 4.571 MWm de Garantia Física, sendo 80% (3.657 MWm) alocados em contratos de longo até 2045, dos quais 70% estão destinados ao Mercado Regulado (ACR) e 10% para autoprodutores (APE) que também são acionistas da Companhia. Os 20% remanescentes da Garantia Física (914 MWm) destinam-se à cobertura de perdas, gestão do risco hidrológico e comercialização no Mercado Livre (ACL), por meio de contratos de prazo mais curto. A parcela da Garantia Física comercializada no ACR está protegida do risco hidrológico por meio do seguro SPR100, mediante pagamento do prêmio correspondente.

A Receita Bruta do 1T25 apresentou crescimento significativo em relação ao mesmo período do ano anterior, impulsionada pelo maior preço médio de venda da energia no ACL. Esse maior preço médio é decorrente das operações de venda de energia no mercado livre e, em parte, consequência de uma operação estruturada de compra e venda de energia. O crescimento da receita verificado foi também resultado do aumento do volume de energia entregue ao ACR no 1T25, quando comparado ao mesmo período do ano anterior, e, em menor medida, pelo reajuste anual (IPCA dos últimos 12 meses) de alguns contratos com distribuidoras. Esses fatores em conjunto contribuíram positivamente para o desempenho da comercialização no período.

Custo de Venda

Custos de Venda	1T2025	1T2024	%
Custos de Venda	(511.908)	(466.198)	10%
Custo de compra de energia	(160.505)	(121.862)	32%
Encargos de transmissão	(349.122)	(341.643)	2%
Serviços de O&M	(2.281)	(2.693)	-15%

O aumento no custo de venda da energia é decorrente do maior volume de energia comprada no período, 7,9% superior ao mesmo período em 2024. Essa variação foi, em parte, influenciada pelo volume de energia associado à operação estruturada de compra e venda de energia que contribuiu positivamente para o desempenho da comercialização no trimestre.



Comentário do Desempenho

Custos de Operação

Custos de Operação	1T2025	1T2024	%
Custos de operação	(877.588)	(622.776)	41%
Contrato Oneroso	(227.108)	-	100%
Pessoal	(17.050)	(18.360)	-7%
Serviços de terceiros	(15.970)	(15.241)	5%
Depreciação e amortização	(488.668)	(437.624)	12%
Seguros	(122.326)	(121.538)	1%
Provisão	680	(22.590)	>600%
Outros	(7.146)	(7.423)	-4%

No 1T25, o custo da operação foi afetado pelo contrato oneroso no valor de R\$ 227 milhões, relacionado à diferença entre os volumes de energia contratados para compra e venda em operações de energia elétrica futura. Essa dinâmica, voltada para a gestão de fluxo de caixa, resultou em custos adicionais devido ao maior volume de compras em comparação às vendas no período.

A variação nos custos de depreciação e amortização no 1T25 decorre do complemento da provisão socioambiental e da baixa de adiantamentos, que passaram a ser amortizados no período.

Na variação na linha de provisão, em comparação ao 1T24, decorre da constituição de provisão para devedores duvidosos relacionada à inadimplência da 2W Ecobank.

Despesas Administrativas

Despesas Administrativas	1T2025	1T2024	%
Despesas administrativas	(37.705)	(58.389)	-35%
Pessoal	(17.908)	(18.622)	-4%
Materiais	(314)	(423)	-26%
Serviços de terceiros	(12.655)	(28.570)	-56%
Depreciação e amortização	(4.277)	(3.843)	11%
Arrendamentos e aluguéis	(261)	(515)	-49%
Seguros	(111)	(199)	-44%
Passagens	(321)	(489)	-34%
Internet	(157)	(336)	-53%
Provisão	854	(4.634)	-118%
Legais e judiciais	(3.717)	(69)	>600%
Outros	1.162	(689)	-269%

Em serviços de terceiros, as principais reduções estão associadas a honorários de êxito judiciais (R\$ 14.294 milhões), serviços de manutenção (R\$ 484 mil), serviços diversos (R\$ 323 mil), honorários advocatícios (R\$ 271 mil), assessoria e consultoria em informática (R\$ 243 mil), cursos e treinamentos (R\$ 243 mil) e serviço manutenção, monitoramentos de sistema de segurança (R\$ 211 mil).

A variação na linha de provisões deve-se, principalmente, às reversões registradas no 1T25 e ao maior volume de constituições contabilizadas no 1T24, relacionadas a provisões para litígios cíveis.

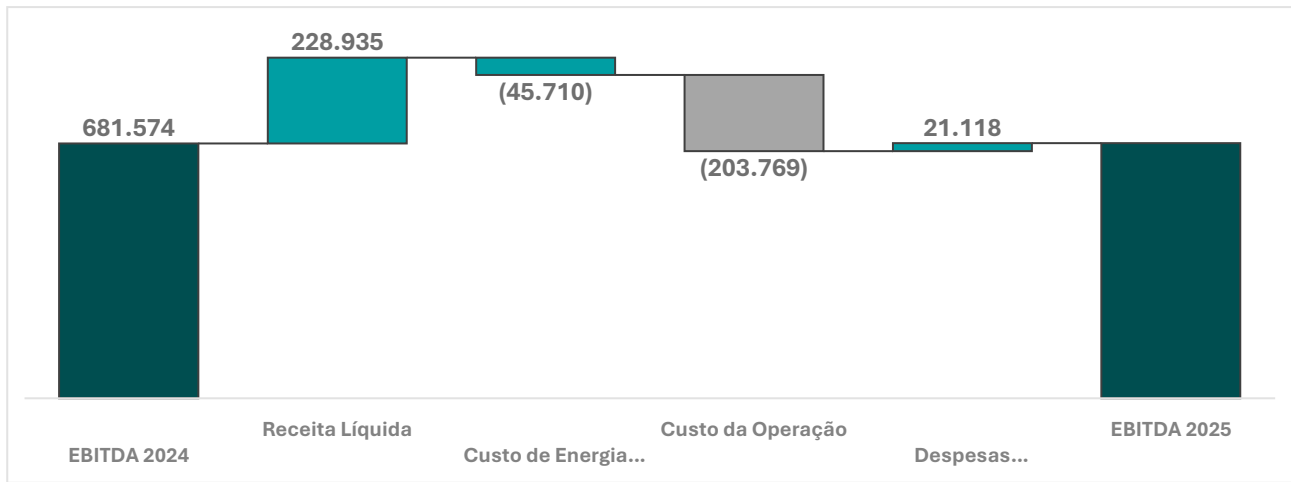


Comentário do Desempenho

Em despesas legais e judiciais, destaca-se o depósito judicial no valor de aproximadamente R\$ 2,9 milhões, referente ao pagamento de guia judicial para substituição de penhora determinada em processo cível, o que contribuiu para a variação observada entre os períodos.

As despesas com depreciação e amortização apresentaram aumento de 11% no 1T25, em decorrência da conclusão de projetos e da aquisição de novos ativos.

EBITDA Acumulado



O EBITDA no 1T25 foi de R\$ 682,1 milhões, frente aos R\$ 681,5 milhões do 1T24. A variação no período é explicada, principalmente, pelos seguintes fatores:

- **Maior custo de energia vendida:** devido à menor geração no 1T25, em função do cenário hidrológico desfavorável, resultando em maiores despesas no MRE e maior volume de compras para atender à demanda do ACL.
- **Crescimento da receita líquida:** impulsionado pelo aumento do volume de energia comercializado no ACL e pelo reajuste dos contratos do ACR, indexados ao IPCA.
- **Aumento dos custos operacionais:** em razão da constituição de contrato oneroso e do crescimento da depreciação e amortização, após a entrada em operação de novos ativos.

Custos e Despesas PMSO	1T2025	1T2024	%
PMSO (Gerenciáveis)	(72.915)	(118.160)	-38%
Pessoal	(34.958)	(36.982)	-5%
Materiais	(2.064)	(2.738)	-25%
Serviços de terceiros	(28.625)	(43.811)	-35%
Outros	(7.268)	(34.629)	-80%
Não Gerenciáveis	(1.354.286)	(1.029.203)	32%

Com a segregação dos custos e despesas gerenciáveis e não gerenciáveis, observamos que o maior impacto continua concentrado em rubricas sobre as quais a Companhia possui pouca ou nenhuma capacidade de gestão, como a compra de energia. No 1T25, esse impacto foi ampliado pela constituição de um contrato oneroso, resultando em uma variação de 38% (R\$ 325,0 milhões), dos quais R\$ 227,1 milhões referem-se exclusivamente a esse contrato.



No PMSO, composto por rubricas sob total gestão da Companhia, a variação no ano foi de 38%. A principal oscilação concentra-se na linha de "outros", em função da reversão de provisões para litígios cíveis, em comparação ao 1T24. Esse resultado reflete o controle rigoroso das despesas operacionais, alinhado à estratégia de eficiência da Companhia.

Resultado Financeiro

Resultado Financeiro	1T2025	1T2024	%
Receitas financeiras	60.804	48.814	26%
Juros sobre aplicações financeiras	61.621	48.713	-12%
Juros e variações monetárias	2.108	2.390	-66%
Outras receitas financeiras	(2.925)	(2.289)	-129%
Despesas financeiras	(730.555)	(627.278)	16%
Juros sobre empréstimos e financiamentos	(686.745)	(616.529)	11%
Ajuste a valor presente – passivo oneroso	(21.197)	-	100%
Outras despesas financeiras	(22.613)	(10.749)	110%
Resultado Financeiro	(669.751)	(578.464)	16%

No 1T25, o grupo de juros sobre aplicações financeiras apresentou uma variação de 26% em comparação ao 1T24, devido, principalmente, à redução no volume de aplicações, o que resultou em menores receitas financeiras para a Companhia.

Em relação às despesas financeiras, houve um aumento de 16% no grupo de juros sobre empréstimos e financiamentos em comparação ao 1T24, reflexo da elevação da TJLP de 6,53% para 7,97% no período e do ajuste a valor presente do contrato classificado como oneroso.

Investimentos

INVESTIMENTOS (R\$ Mil)	1T2025	1T2024	%
Investimentos	46.583	82.417	-43%
Obras Cíveis	107	265	-60%
Forn. e Montagem de Equipamentos	4.912	4.369	12%
Socioambiental	34.806	53.741	-35%
Outros	6.758	24.042	-72%

A redução dos investimentos, de R\$ 82,4 milhões no 1T24 para R\$ 46,5 milhões no 1T25, deve-se, principalmente, à diminuição dos investimentos socioambientais, que apresentaram redução de 35% (R\$ 18,9 milhões).

Adicionalmente, a linha de “Outros” registrou redução R\$ 17,2 milhões (94%), reflexo da menor aquisição de ativos administrativos e da entrada em operação de novos projetos.



Endividamento

Estrutura do Financiamento

Dívida (R\$ Mil)	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	Iniciada	mai-30
TOTAL		21.201.588.735		

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 *funding* 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

Dívida	Liberado	Despesa Financeira	Juros Pagos	Amortização	Custos de Emissão	Saldo Devedor
BNDES - Direto - FINEM	8.615.078	10.572.946	(5.546.893)	(1.530.632)		12.110.499
BNDES - Direto - PSI	3.685.314	2.300.900	(1.629.413)	(865.205)		3.491.596
BNDES - Indireta	8.201.196	10.549.897	(5.612.036)	(1.408.307)		11.730.751
CEF	6.378.708	8.205.475	(4.364.917)	(1.095.350)		9.123.916
BTG	1.822.488	2.344.422	(1.247.119)	(312.957)		2.606.835
Debêntures	700.000	414.549	(265.860)	61.281	(33.758)	876.212
DÍVIDA BRUTA	21.201.588	23.838.292	(13.054.202)	(3.742.863)	(33.758)	28.209.058
Caixa e Aplicações Fin.						1.437.313
DÍVIDA LÍQUIDA						26.771.745

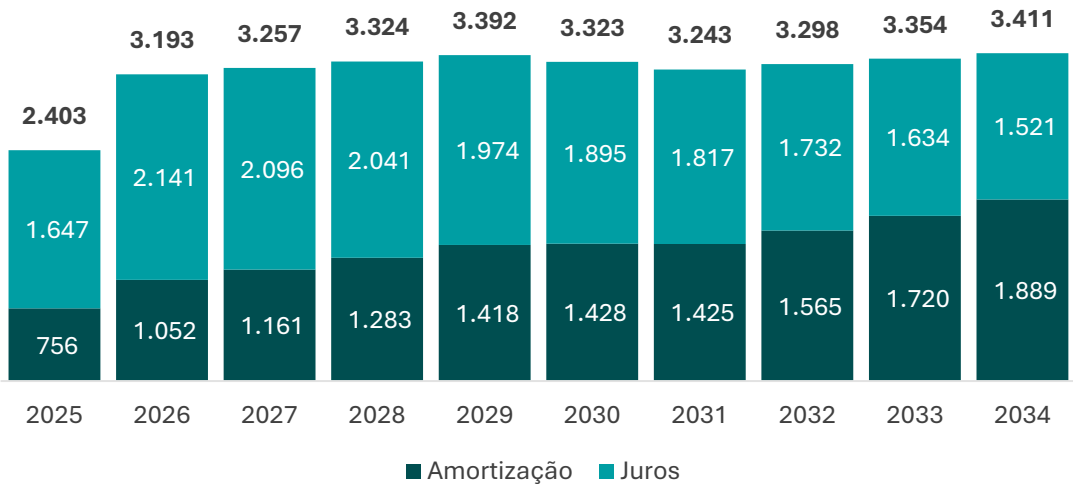
Apesar da evolução crescente da TJLP ao longo desse período, o aumento no saldo de caixa observado na comparação entre os trimestres contribuiu para a diminuição da dívida líquida, que apresentou queda de 3,5% no 1T25 em relação ao 1T24.

A elevação da TJLP impacta diretamente o custo financeiro da dívida, refletido nas despesas com encargos, mas não interfere de forma imediata na composição do saldo principal. Assim, mesmo diante de um cenário de juros mais elevados, a redução no endividamento bruto e líquido reflete o

cumprimento contínuo do cronograma de amortizações dos contratos de financiamento, aliado à ausência de novas liberações desde 2016.

Essa trajetória descendente dos passivos financeiros foi reforçada pela maior disponibilidade de caixa no período, o que mitigou os efeitos do aumento da TJLP e demonstrou a resiliência da estrutura financeira da Companhia.

Cronograma de Serviço da Dívida



Em novembro de 2024, teve início a amortização do principal das debêntures, encerrando o período de carência de quatro anos. O cronograma de serviço da dívida contempla, além das debêntures, as obrigações junto ao BNDES. As amortizações ocorrerão de forma semestral, nos meses de maio e novembro, até maio de 2030, quando a dívida será totalmente liquidada.

Operação

Geração da usina

Mês (MWh)	UHE Belo Monte	UHE Pimental	Acum 2025	Acum 2024
Janeiro	4.412.922	112.295	4.525.217	1.321.071
Fevereiro	5.084.679	141.252	5.225.931	4.238.623
Março	5.970.631	121.014	6.091.645	4.586.350
Total	15.468.232	374.561	15.842.793	10.146.044

No 1T25, a produção de energia do Complexo UHE Belo Monte foi superior à realizada no mesmo período de 2024. Esse desempenho resultou do comportamento hidrológico favorável observado ao longo do trimestre, com vazão afluente ao Rio Xingu acima da média de longo termo (MLT) da série histórica. Como consequência, a geração no trimestre foi 57% maior em relação ao 1T24, período ainda influenciado pelos efeitos do fenômeno *El Niño*.

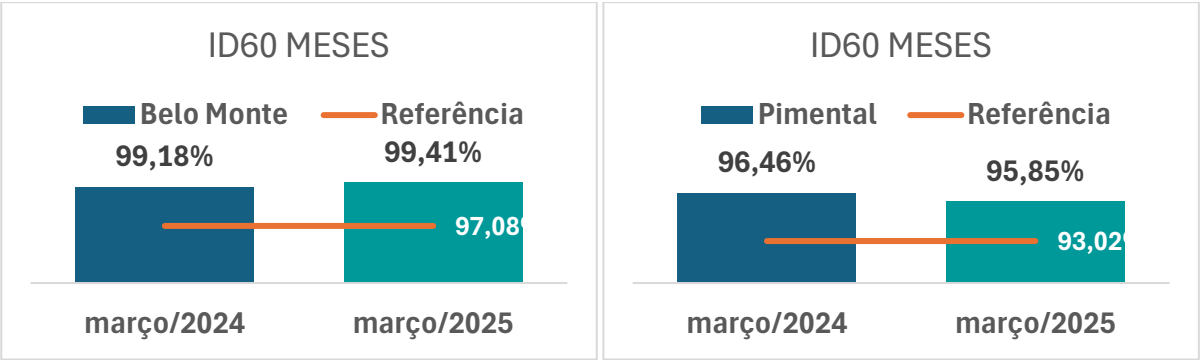
Com a condição hidrológica favorável, a UHE Belo Monte chegou a contribuir, em determinados momentos, com mais de 12% da demanda da carga do Sistema Interligado Nacional (SIN). Essa



contribuição também foi responsável pela redução da necessidade de geração térmica, ao mesmo tempo em que auxiliou na recuperação dos reservatórios da região Sudeste.

Índice de Disponibilidade (ID)

A disponibilidade das usinas na média móvel de 60 meses usado para aplicação do Mecanismo de Redução da Garantia Física (MRGF) finalizou o 1º trimestre conforme a seguir:



Belo Monte (Referência: 98,02%)

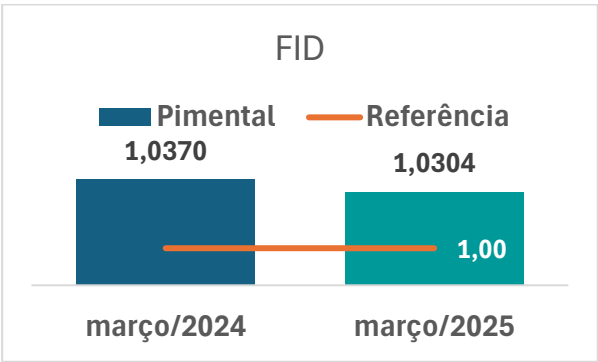
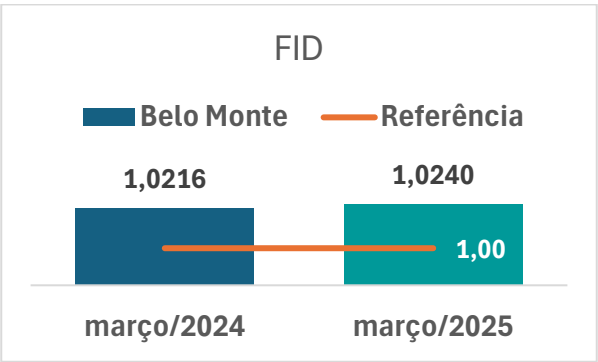
Pimental (Referência: 93,02%)

Fator de Disponibilidade (FID)

A razão entre o valor de referência e o valor atual do ID representa o FID de cada usina, concluindo o 1º trimestre conforme a seguir:

Belo Monte (Referência: 1,000)

Pimental (Referência: 1,000)





Socioambiental

Entre os meses de janeiro a março – 1º trimestre de 2025, 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 e estudos complementares, bem como no atendimento das condicionantes da LO nº 1317/2015.

Relevante destaque no período, foi a vistoria realizada pelo Ibama no âmbito do licenciamento da UHE Belo Monte, entre os dias 27 e 31 de janeiro de 2025. Na oportunidade, os técnicos do órgão visitaram famílias atendidas pelas diversas áreas e programas.

No dia 28 de janeiro de 2025, o Ibama realizou uma vistoria junto às famílias residentes no Trecho de Vazão Reduzida, que contou com a presença do novo analista do Ibama, responsável pelas ações socioambientais no âmbito do Licenciamento Ambiental. Demonstrando uma abordagem objetiva e prática, o analista avaliou as iniciativas em andamento no território. Durante a vistoria, foram visitadas famílias nos municípios de Altamira (PA) e Senador José Porfírio (PA), onde foi possível verificar a implementação de atividades produtivas, saneamento e infraestrutura de telecomunicações, como antenas coletivas.

Registra-se o recebimento, em 14 de fevereiro de 2025, do Parecer Técnico de acompanhamento de Licença de Operação nº 22030087/2025-COHID/CGTEF/DILIC (SEI 22030087), que tratou da revisão do 21º, 23º e 24º Relatórios Consolidados com análise e recomendações aos Programas e Projetos do PBA.

O destaque se dá para a anuência do Ibama para o encerramento do Projeto de Saneamento de Altamira e Projeto de Atendimento Social e Psicológico frente ao atendimento dos objetivos e metas previstos no PBA.

Com relação à agenda do Componente Indígena, nas ações direcionadas à participação e acompanhamento indígena, depois de 5 anos, registra-se a realização do Subcomitê Gestor Indígena da Terra Indígena (TI) *Trincheira Bacajá*, do povo *Xikrin*, entre 24 e 27 de fevereiro de 2025, que contou com a participação de representantes da Norte Energia, lideranças indígenas, associações indígenas, Agência Nacional de Aviação Civil (Anac), MPF, DSEI, Secretaria Municipal de Educação (Semed/Altamira) e Fundação Nacional dos Povos Indígenas (Funai), e Secretaria de Estado dos Povos Indígenas do Pará (Sepi).



Realização Subcomitê da Terra Indígena Trincheira Bacajá (24 a 27/02/2025)



Evento para entrega de Unidade Básica de Saúde Indígena na aldeia Miratu, em 12/03/2025



Comentário do Desempenho



Vistoria realizada com MPF, Dsei, Condisi e Norte Energia na sede do Casai, 14/02/2025



Professores indígenas na graduação da Universidade do Estado do Pará, apoiados pelas ações do PBA-CI

No período, destaca-se a entrega definitiva da Unidade Básica de Saúde Indígena (UBSI) da aldeia *Miratu*, Terra Indígena *Paquichamba*, como resultado das articulações estratégicas da Companhia com a Secretaria Especial de Saúde Indígena (SESAI) e Distrito Sanitário Especial Indígena (DSEI/Altamira). O repasse formal da unidade aconteceu em 12 de março de 2025 e contou com a presença do Secretário Especial de Saúde Indígena, Coordenadora do DSEI Altamira, representantes do Conselho Distrital de Saúde Indígena (Condisi) e lideranças indígenas das aldeias da TI *Paquichamba*.

Ainda no período, finalizaram-se as obras de adequação e manutenção do prédio da Casa de Saúde Indígena (Casai), seguida da realização de vistoria conjunta aos serviços realizados, que contou com a participação do DSEI, Ministério Público Federal (MPF) e lideranças indígenas.

Fruto de interface entre os programas de Atividade Produtiva (PAP) e de Fortalecimento Institucional (PFI), o destaque foi a entrega de um trailer para venda de comidas tradicionais à Associação *Kuery*. Outra ação importante do PAP foi o cadastro de famílias indígenas da aldeia *Laranjal* da TI *Arara* no Programa de Aquisição de Alimentos. Entre os destaques do PFI, a Associação *IBKRIN* da TI *Trincheira Bacajá* recebeu uma embarcação de 6 metros por meio de captação de recursos junto ao Fundo Casa.

Em referência ao Programa de Educação Escolar Indígena (PEEI), a Companhia manteve o apoio aos 38 indígenas que estão cursando o 3º período da graduação em Licenciatura Intercultural ofertado pela Universidade do Estado do Pará (UEPA).

Em apoio à estruturação das sedes das associações, a Norte Energia doou imóveis no RUC Tavaquara para as associações indígenas da TI *Arara*, TI *Kuruaya* e da Área Indígena *Juruna* do Km 17.

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.



Comentário do Desempenho



Entrega da sede das Associações Ugorogmo e Kuba



Visita técnica ao CIPAR com representantes da SEDAP e Norte Energia

Relativo ao Projeto Ribeirinho, ressalta-se que a Companhia permanece em constante orientação em campo (ATES), no ensejo de fomentar o desenvolvimento das atividades produtivas, com vistas a subsidiar o retorno e permanências das famílias em seus pontos de moradia e aguarda a manifestação do IBAMA acerca do plano protocolado para novas famílias. Paralelamente, a equipe deu continuidade à entrega de insumos, materiais e equipamentos às famílias.

No contexto afeto à implantação dos equipamentos públicos de saúde e educação previstos, no mês de janeiro, foi realizada reunião técnica/administrativa com as secretarias de Saúde, Educação, Obras, Meio Ambiente e representante do Gabinete do Prefeito de Vitória do Xingu (PA) para discutir as próximas etapas da celebração do convênio para a implantação da escola e posto de saúde previstos para o Território 1, que estarão situados na localidade do Paratizão. Como encaminhamento, foi realizada nova vistoria técnica na área e a municipalidade se comprometeu a orçar as estruturas, serviços e equipamentos necessários para a operação dos equipamentos públicos e apresentar à Companhia. A Norte Energia permanece no aguardo do envio da documentação.

Para o município de Altamira, no mês de março, a Norte Energia promoveu reuniões com as secretarias de saúde e educação com o objetivo de apresentar o Projeto Ribeirinho para a nova Gestão Pública, fazer um resgate das tratativas realizadas com estas entidades relativas às estruturas de saúde e educação para atendimento às famílias ribeirinhas dos territórios 2 e 3 e definir os próximos passos para avanço na implantação desses equipamentos.

No mês de fevereiro, foi realizado atendimento de um grupo de famílias ribeirinhas identificadas como “Conselho Deliberativo Autônomo de Pescadores das Comunidades do Xingu” composto por famílias ribeirinhas do reservatório e das áreas de montante e jusante do barramento. Na reunião, foram abordados diversos temas, incluindo solicitação de maior ênfase no atendimento das famílias ribeirinhas que possuem problemas de saúde que impossibilitam a realização de atividades cotidianas que uma área rural requer, e solicitam outra forma de atendimento.

Nesse sentido, considerando os dados do monitoramento das famílias com idade avançada e/ou limitações físicas e de saúde (situação de “fragilidade social ou particularidade social”), a Norte Energia já está em discussões acerca do assunto, tendo realizado reunião com a Secretaria Municipal de Assistência e Promoção Social (SEMPS) de Altamira para buscar apoio na identificação e caracterização das famílias nessas condições, e realizar visitas às famílias.



Comentário do Desempenho

No âmbito do Projeto Pescador, deu-se continuidade às devolutivas dos Estudos de Caso junto ao público de pescadores para pagamento da verba de reparação, além de manter o diálogo com os representantes formais e informais da categoria de pescadores com a finalidade esclarecer sobre o andamento dessas análises. Durante o período, ocorreu a participação na assembleia de moradores das Reservas Extrativistas do Riozinho do Anfrísio e do Rio Iriri, e reunião de alinhamento com representantes da Associação dos Criadores e Exportadores de Peixes Ornamentais de Altamira (ACEPOAT), além de uma visita ao Centro Integrado de Pesca Artesanal (CIPAR) para apresentação da estrutura a equipe da Secretaria de Estado de Desenvolvimento Agropecuário e da Pesca (SEDAP).

Ainda acerca do público pescador, no dia 14 de março de 2025, a Norte Energia protocolou junto ao Ibama via CE 016/2025-SSA (SEI 22738496) a “Proposta Integrada da Pesca da UHE Belo Monte”, devidamente ajustada e revisada. A proposta protocolada foi construída levando em consideração apontamentos do Ofício nº 81-2025-COVID-CGTET-DILIC, documento que traz sugestões realizadas pelo órgão licenciador após reunião com a Norte Energia.

Referente às ações de saneamento para as famílias do Trecho de Vazão Reduzida (TVR), foi dada continuidade às ações de interação com as comunidades do TVR pela Universidade Federal do Estado do Pará (UFPA) em campo, com indicação de soluções de abastecimento de água pela UFPA, mediante análise de água e solo, propondo alternativas sustentáveis para as famílias. Com isso, foi dado continuidade nos serviços de implantação de sistemas de abastecimento de água e esgotamento sanitário por empresa contratada pela Norte Energia, em conformidade com as soluções de abastecimento de água indicadas pela UFPA.

Tem destaque no período, referente ao Fortalecimento das Atividades Produtivas das famílias do TVR, a realização do círculo de cultura com as famílias do projeto, ocorrido entre os dias 08 e 10 de janeiro de 2025, e o intercâmbio entre os produtores no dia 24. O círculo de cultura teve como objetivo proporcionar seis capacitações técnicas: boas práticas de manejo, qualidade da água, doenças, nutrição, ração artesanal e comercialização do pescado, visando capacitar o produtor rural em suas atividades. O intercâmbio visou promover a troca de conhecimento entre os produtores locais. Durante o intercâmbio, também ocorreu uma oficina sobre a confecção de comedouros para tanques-rede. Em ambos os eventos, houve a entrega de certificados aos produtores.

Ainda junto às famílias do TVR, foi realizada Oficina do Plano de Transição às famílias dos Grupos 01 e 02, objetivando a revisão de orientações quanto ao manejo dos cultivos e aprendizado de novas rotinas, bem como registro no Caderno do Piscicultor.

Para o trimestre, também houve avanço nas ações do Projeto de Apoio à Pequena Produção e Agricultura Familiar e Reparação Rural, incluindo ações de Assistência Técnica Ambiental e Social, no Reassentamento Rural Coletivo (RRC) e para beneficiários de Carta de Crédito (CC). Dentre as ações, sinaliza-se o evento socioambiental no barracão coletivo do RRC, com capacitação sobre como aderir ao Programa de Aquisição de Alimentos (PAA) e ao Programa Nacional de Alimentação Escolar (PNAE), além de palestras sobre Certificação do Cacau e Agrossilvicultura.

Assinala-se ainda, as ações do Programa de Educação Ambiental desenvolvidas em parceria com o CREAX, com destaque para o plantio de mudas em Áreas de Preservação Permanente (APP) no âmbito da Campanha Amigos da APP, executada em parceria com as escolas municipais de Altamira e os colaboradores da Norte Energia.

Por fim, sinaliza-se a inauguração do Centro Comunitário de Lazer e Trabalho (CCLT) do RUC Jatobá em 25 de janeiro de 2025, e do RUC Casa Nova em 22 de fevereiro de 2025 como compromissos do eixo de Geração de Renda do Projeto de Reparação Urbana. Além disso, no âmbito do projeto, foram realizadas atividades para desenvolvimento do Eixo I - Fortalecimento das Associações de Moradores e Eixo IV –



Comentário do Desempenho

Geração de Trabalho e Renda, com reunião junto ao CREAX e diretorias das associações de moradores dos RUCs com o objetivo de planejar as ações para o ano de 2025 e treinamento nas salas de informática e a instalação de placas de regras de uso nos CCLTs dos RUCs Jatobá e Laranjeiras. Além disso, foi realizada a implantação de hortas domiciliares para as famílias residentes no reassentamento Tavaquara.



Intercâmbio realizado em 24/01/2025 com as famílias do projeto



Campanha Amigos da APP – Porto do Pepino – Altamira (PA)



Inauguração do CCLT RUC Casa Nova



Transparência

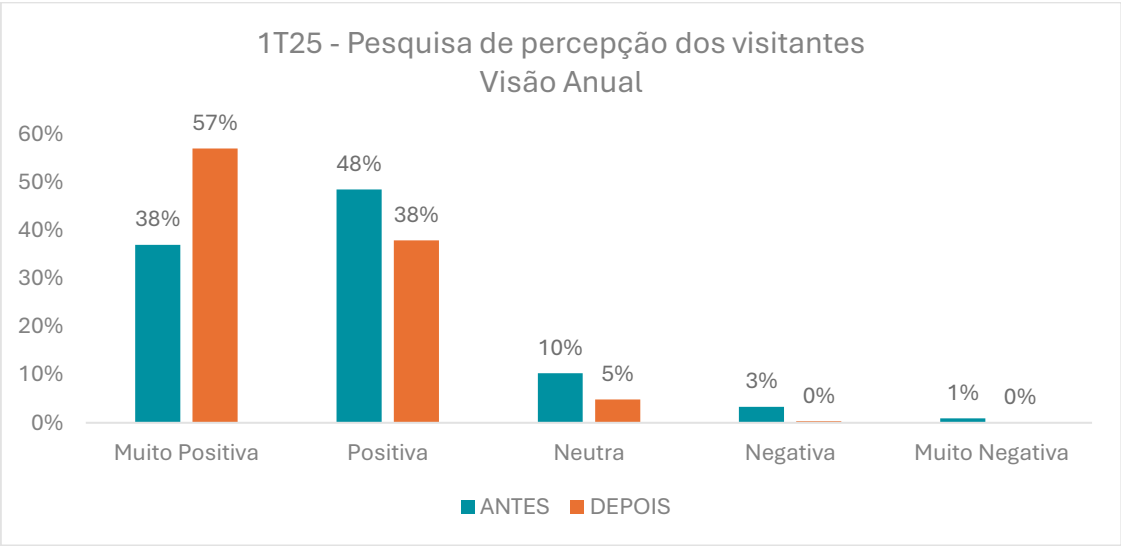
Programa Conheça Belo Monte

No 1º trimestre, o Programa Conheça Belo Monte recebeu **440 visitantes** na maior hidrelétrica 100% brasileira. A iniciativa tem como propósito promover a transparência, fortalecer o relacionamento com os públicos estratégicos — especialmente as comunidades do entorno — e contribuir para a consolidação de uma imagem institucional positiva do empreendimento.



Visita realizada em fevereiro de 2025 com alunos do curso de eletricitistas do SENAI

Durante o tour, é realizada uma coleta de percepções dos visitantes, antes e depois da visita, com as seguintes questões: antes da visita, como você avaliava a construção da UHE Belo Monte na região? E após a visita, como você avalia agora?





Comentário do Desempenho

A pesquisa de percepção revelou os seguintes resultados: houve um aumento de 9% na aprovação (de 86% para 95%), uma queda de 10% para 5% na avaliação neutra, e a visão desfavorável foi zerada, diminuindo de 4% para 0%.

Central Belo Monte 24 horas (0800 091 2810)

O serviço de atendimento telefônico gratuito disponibilizado pela Companhia para registro de solicitações, reclamações e esclarecimento de dúvidas registrou **220 atendimentos** no 1T25, sendo que 96,4% deles foram concluídos dentro do período.

Sustentabilidade e ESG

Muito mais do que gerar e comercializar energia renovável, contribuimos para a conservação da ambiental e para o desenvolvimento socioeconômico sustentável da Amazônia, em linha com as diretrizes da Política de Sustentabilidade da Norte Energia.

De maneira geral, para as ações de sustentabilidade, no período, merece destaque o processo de elaboração do Relatório de Sustentabilidade 2024, que segue os padrões da *Global Reporting Initiative* (GRI) e do *Sustainability Accounting Standards Board* (SASB). Esse reporte de sustentabilidade, cujo desenvolvimento conta com um Sistema de Indicadores ESG próprio e será assegurado de forma independente, trará um compilado das principais ações que integram a agenda ESG da Norte Energia e prestará contas para as partes interessadas com as quais a companhia interage.

Na sequência, é feita a abordagem das ações considerando cada pilar que orienta as ações de sustentabilidade corporativa.

Energia Renovável

No Pilar de Energia Renovável, ao longo do 1º trimestre de 2025, destaca-se a continuidade dos investimentos em PDI. Os PDI que recebem investimentos da Norte Energia podem ser consultados no site: <https://www.norteenergiasa.com.br/pdi/sobre-o-programa>.

Além disso, a Norte Energia promoveu esforços relacionados à elaboração do Inventário de Emissão de GEE, para o ano-base 2024, a partir dos conceitos e diretrizes estabelecidos pelas especificações de contabilização e quantificação do Programa Brasileiro GHG *Protocol* e em conformidade com a ABNT NBR ISO 14064-1: 2022. Esse inventário também passará pela verificação externa e os resultados serão publicados no Registro Público de Emissões.

Dessa forma, desde 2021, no contexto da estratégia climática corporativa, a companhia realiza ações relacionadas à gestão, monitoramento e coleta de dados para contabilização das emissões de GEE, alinhada aos compromissos constantes na Política de Sustentabilidade Corporativa.

Desenvolvimento Socioeconômico Regional

Após mais de dois anos de intenso trabalho e dedicação, o Programa Belo Monte Empreende (BME) chegou ao fim, com a realização da III Feira de Negócios Sustentáveis. O evento aconteceu no dia 22 de fevereiro de 2025, na Praça de Alimentação do Shopping Serra Dourada, em Altamira (PA), e contou com a participação das 14 equipes que permaneceram até a fase final do programa, chamada de Aceleração. O objetivo da feira foi proporcionar aos empreendedores uma experiência prática, promovendo a interação entre suas iniciativas e o público, além de gerar novas oportunidades de negócios e receita para os participantes.



Comentário do Desempenho

Criado pela Norte Energia, em parceria com o Centro de Empreendedorismo da Amazônia (CEA), o BME teve como missão formar uma nova geração de empreendedores focados em negócios sustentáveis na região do Médio Xingu. A seguir, são apresentados registros fotográficos da referida feira.



Belo Monte Empreende – III Feira de Negócios Sustentáveis (22/02/2025)

No dia 23 de fevereiro de 2025, conforme registros abaixo, foi realizada a cerimônia de encerramento do programa, que contou com a presença das equipes participantes, representantes da Norte Energia e do Centro de Empreendedorismo da Amazônia, além de convidados especiais que foram fundamentais para o sucesso da iniciativa.



Confraternização de Encerramento do Belo Monte Empreende (23/02/2025)

O evento iniciou com uma rodada de debates em que os participantes compartilharam suas experiências e aprendizados ao longo dos mais de dois anos do programa. Foi um momento de reflexão e avaliação, com muitas expressões de gratidão e emoção. A cerimônia seguiu com a entrega de certificados, um reconhecimento aos esforços e conquistas de cada empreendedor.

O BME, que buscou fomentar o empreendedorismo e o desenvolvimento sustentável no Xingu, durante sua execução proporcionou capacitação, mentorias e apoio por meio de capital semente, impactando diretamente a geração de emprego e renda na região.

O encerramento do BME não só celebrou os resultados obtidos, mas também reforçou a importância do trabalho conjunto para a construção de um futuro mais próspero e sustentável.

Ainda no pilar de Desenvolvimento Socioeconômico Regional, o Belo Monte Comunidade, programa de responsabilidade social da Norte Energia, segue com ações voltadas para as comunidades do entorno da Usina. Essas iniciativas abrangem nove eixos de atuação: arte e cultura, cidadania, educação ambiental, educação formal, esporte, geração de trabalho e renda, inclusão digital, saúde preventiva e voluntariado.

Entre as ações de destaque, a continuidade do Futebol Social em 2025, que atende 930 crianças e adolescentes na área de atuação da Norte Energia, merece menção especial. A ação abrange os seis



Comentário do Desempenho

novos bairros construídos pela empresa em Altamira (PA) - Água Azul, Casa Nova, Laranjeiras, Jatobá, São Joaquim e Tavaquara - e comunidades da Volta Grande do Xingu, como Belo Monte em Vitória do Xingu (PA) e Ressaca em Senador José Porfírio (PA).



Alunos do bairro Casa Nova



Alunos do bairro Água Azul



Alunos do bairro São Joaquim



Alunos da comunidade Belo Monte



Alunos do bairro Tavaquara

Outro ponto relevante foi a realização dos cursos de Panificação e Crochê, em parceria com o Serviço Nacional de Aprendizagem Rural (Senar) e a Associação de Moradores do bairro Jatobá. As atividades foram realizadas no novo Centro Comunitário de Lazer e Trabalho (CCLT) do bairro, qualificando 32 alunos ao final de uma semana intensa de aprendizado: 16 mulheres no curso de Crochê e 15 mulheres e 1 homem no curso de Panificação.

Essas ações reafirmam o compromisso da Norte Energia com o desenvolvimento social e econômico da região, promovendo a inclusão, o fortalecimento da economia local e a melhoria da qualidade de vida das comunidades do entorno.



Curso de Crochê ofertado para moradores do bairro Jatobá em Altamira (PA)



Curso de Panificação ofertado para moradores do bairro Jatobá em Altamira (PA)

Proteção Ambiental da Amazônia

No Pilar Proteção Ambiental da Amazônia, até março de 2025 foram selecionados quatro projetos no valor total de R\$ 20,3 milhões, a partir do lançamento do primeiro Edital Xingu, em setembro de 2023, no âmbito da iniciativa Floresta Viva.

O Floresta Viva é um *matchfunding* em parceria com o BNDES, Energisa e Fundo Vale que tem como meta implementar projetos de restauração ecológica com espécies nativas e sistemas agroflorestais



Comentário do Desempenho

nos biomas brasileiros. A iniciativa conta com um time de parceiros e ajudará a impulsionar o país para uma economia neutra em carbono.

Essa iniciativa destinará, nos próximos quatro anos, R\$ 26,7 milhões em recursos não reembolsáveis para projetos de restauração de áreas degradadas e fortalecimento de cadeias produtivas da Bacia Hidrográfica do Xingu, na região amazônica, a Norte Energia, por meio do Núcleo Gestor da iniciativa - que também é integrado pelo BNDES, Fundo Brasileiro para a Biodiversidade (Funbio), Energisa e Fundo Vale.

Os projetos selecionados até o momento, são:

- Projeto 01: Denominado “Sempre Vivas, Sempre Verdes: restauração ecológica e inclusão socioproductiva na Reserva Extrativista (RESEX) Verde para Sempre”, será executado pelo Instituto Internacional de Educação do Brasil (IIEB). O projeto promoverá a restauração de 200 hectares na porção do Baixo Xingu, especificamente na RESEX Verde para Sempre, localizada no município de Porto de Moz (PA).
- Projeto 02: Denominado “Xingu Sustentável: o cacau orgânico gerando renda e promovendo a restauração ecológica do Médio Xingu”, será executado pela Cooperativa Central de Produção Orgânica da Transamazônica e Xingu (CEPOTX). O projeto promoverá a restauração de 150 hectares nas porções do Médio e Baixo Xingu, abrangendo os municípios de Altamira, Brasil Novo, Pacajá, Vitória do Xingu e Uruará, no estado do Pará.
- Projeto 03: Denominado “Reset Assurini”, será executado pela Fundação de Ciência, Tecnologia, Inovação e Desenvolvimento Sustentável Guamá. O projeto promoverá a restauração de 150 hectares na porção Baixo Xingu, especificamente no Projeto de Assentamento Itapuama, Altamira (PA).
- Projeto 04: Denominado “Na trilha da Floresta Viva: restauração Ecológica socioproductiva na Bacia do Xingu”, será executado pela Associação Rede de Sementes do Xingu (ARSX). O projeto tem como objetivo promover a restauração de 200 hectares de áreas nas porções do Alto e Médio Xingu, abrangendo especificamente nas TI *Marãiwatsédé*, em Alto Boa Vista (MT), *Pimentel Barbosa*, em Canarana (MT) e *Xingu*, que se estende por diversos municípios do estado do Mato Grosso, com destaque para Canarana. Além das terras indígenas, o projeto contempla áreas de assentamentos, propriedades rurais e uma Unidade de Conservação - o Parque Municipal do Bacaba – localizados nos municípios de Santa Cruz do Xingu, São José do Xingu, Canabrava do Norte, Porto Alegre do Norte, Confresa, Bom Jesus do Araguaia, São Felix do Araguaia, Canarana, Nova Xavantina, Água Boa, Poxoréu, Alto Boa Vista e Querência, todos no estado do Mato Grosso.

A execução dos projetos está em andamento, e os avanços serão reportados à medida que os resultados forem alcançados. Além das instituições apoiadoras, a iniciativa conta ainda com a atuação do Funbio, parceiro gestor selecionado por meio de chamada pública.

Por fim, espera-se lançar outro edital em 2025, para a seleção de projetos na mesma região, para a utilização de recursos remanescentes desse edital.



Anexo I - Balanço Patrimonial

Balanço Patrimonial (R\$ Mil)	31/03/2025	31/12/2024	%
Ativo	42.381.648	42.764.396	-1%
Circulante	2.481.508	2.322.930	7%
Caixa e equivalentes de caixa	1.437.313	796.696	80%
Aplicações financeiras	-	430.914	-100%
Contas a receber de clientes	836.478	868.576	-4%
Tributos a recuperar	91.960	103.703	-11%
Despesas antecipadas	31.268	42.532	-26%
Outros créditos	84.489	80.509	5%
Não circulante	39.900.140	40.441.466	-1%
Imposto de renda e contribuição social diferidos	115.480	115.915	0%
Tributos a recuperar	12.449	5.258	137%
Depósitos judiciais e cauções	700.216	695.794	1%
Outros créditos	11.181	10.795	4%
Imobilizado	38.411.951	38.956.869	-1%
Intangível	648.863	656.835	-1%
Passivo e Patrimônio Líquido	42.381.648	42.764.396	-1%
Circulante	2.551.537	2.539.955	0%
Fornecedores	687.633	837.171	-18%
Empréstimos, financiamentos e debêntures	1.098.785	1.055.981	4%
Partes relacionadas	102.013	94.136	8%
Uso do bem público (UBP)	101.321	100.834	0%
Provisões socioambientais	269.720	243.668	11%
Outras contas a pagar	292.065	208.165	40%
Não circulante	30.722.745	30.637.340	0%
Fornecedores	249	333	-25%
Empréstimos, financiamentos e debêntures	27.110.272	27.206.815	0%
Uso do bem público (UBP)	248.220	249.214	0%
Provisões para riscos cíveis, fiscais e trabalhistas	223.195	221.930	1%
Provisões socioambientais	2.420.873	2.487.641	-3%
Outras contas a pagar	719.936	471.407	-3%
Patrimônio líquido	9.107.366	9.587.101	-5%
Capital social integralizado	13.384.769	13.383.522	0%
Prejuízos acumulados	(4.277.403)	(3.796.421)	13%

Comentário do Desempenho

**Imprensa**

imprensa@norteenergiasa.com.br

Central Belo Monte 24h

0800 091 2810

Website

www.norteenergiasa.com.br

Brasília - DF

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

Vitória do Xingu - PA

Rodovia Transamazônica BR 230
Km 52, S/N - Sítio Belo Monte
CEP: 68.383-970 - Fone: +55 93 3502 4400

Altamira - PA

Av. Tancredo Neves, 5002
Jardim Independente II
CEP: 68.372-222 – Fone: (93) 3502 4400

Este documento contém informações gerais da **Norte Energia S.A.** compreendidas como um conjunto restrito de dados destinados, exclusivamente, ao público deste documento. O conteúdo constitui informação sensível e é estritamente confidencial, não podendo ser reproduzido, no todo ou em parte, disponibilizado, distribuído ou transmitido a qualquer pessoa que não seu(s) destinatário(s), bem como não gera nenhuma obrigação à Norte Energia – a não ser que expressamente explícito. Em nenhuma hipótese as informações aqui transmitidas poderão ser utilizadas em desacordo com as Políticas da Companhia, com os normativos estabelecidos pela Comissão de Valores Mobiliários (CVM) e demais disposições do ordenamento jurídico brasileiro.

Notas Explicativas

Informações Contábeis Intermediárias

1T25



norteENERGIA
USINA HIDRELÉTRICA BELO MONTE

Sumário

Balanço patrimonial	4
Demonstração do resultado	6
Demonstração do resultado abrangente	7
Demonstração das mutações do patrimônio líquido	8
Demonstração dos fluxos de caixa	9
Demonstração do valor adicionado	10
Notas explicativas às demonstrações contábeis intermediárias	11
1. Informações gerais	11
2. Base de preparação e apresentação das demonstrações contábeis intermediárias e políticas contábeis materiais	17
3. Estimativas e julgamentos contábeis	18
4. Caixa, equivalentes de caixa e aplicações financeiras	21
5. Contas a receber de clientes	22
6. Tributos a recuperar	23
7. Seguros a apropriar	23
8. Imobilizado	23
9. Intangível	26
10. Depósitos judiciais e cauções	28
11. Outros créditos	29
12. Fornecedores	29
13. Outras contas a pagar	30
14. Provisões para riscos cíveis, fiscais e trabalhistas e contingências passivas	31
15. Empréstimos, financiamentos e debêntures	33
16. Transações com Partes relacionadas	38
17. Remuneração dos Administradores e do Conselho fiscal	39
18. Provisões socioambientais	40
19. Patrimônio líquido	41
20. Receita operacional líquida	42
21. Custos de venda de energia	43
22. Custos de operação	43
23. Despesas operacionais	43
24. Resultado financeiro, líquido	44
25. Imposto de renda e contribuição social	44
26. Instrumentos financeiros	47
27. Análise de sensibilidade dos ativos e passivos financeiros	50
28. Cobertura de seguros	51

Notas Explicativas



Relatório sobre a revisão de informações trimestrais

Aos Administradores e Acionistas
Norte Energia S.A.

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 2025, que compreendem o balanço patrimonial em 31 de março de 2025 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 nessa data, incluindo as notas explicativas.

A administração é responsável pela elaboração das informações contábeis intermediárias de acordo com o Pronunciamento Técnico CPC 21 - "Demonstração Intermediária" e com a norma internacional de contabilidade 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 o CPC 21 e o IAS 34, aplicáveis à elaboração das Informações Trimestrais (ITR), e apresentadas de forma condizente com as normas expedidas pela Comissão de Valores Mobiliários.

Notas Explicativas



Norte Energia S.A.

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 2025, elaborada sob a responsabilidade da administração da Companhia e apresentada como informação suplementar para fins do IAS 34. Essa demonstração foi submetida a 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 estão de acordo com os critérios definidos no Pronunciamento Técnico CPC 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 aspectos relevantes, segundo os critérios definidos nesse Pronunciamento Técnico e de forma consistente em relação às informações contábeis intermediárias tomadas em conjunto.

Revisão das cifras do ano anterior

As Informações Trimestrais (ITR) mencionadas no primeiro parágrafo incluem informações contábeis correspondentes ao resultado, às mutações do patrimônio líquido, aos fluxos de caixa e ao valor adicionado do trimestre findo em 31 de março de 2024, obtidas das informações trimestrais (ITR) daquele trimestre apresentadas para fins de comparação. A revisão das Informações Trimestrais (ITR) do trimestre findo em 31 de março de 2024 foi conduzida sob a responsabilidade de outros auditores independentes, que emitiram relatórios de revisão com data de 25 de abril de 2024, sem ressalvas.

Brasília, 24 de abril de 2025

PricewaterhouseCoopers
Auditores Independentes Ltda.
CRC 2SP000160/F-5

DocuSigned by
Marcos Magnusson de Carvalho
Signed By: MARCOS MAGNUSSON DE CARVALHO 2510100387
CPF: 2510100387
Signing Time: 24 April 2025 | 16:02 BRT
O: ICP-Brasil, OU: Secretaria da Receita Federal do Brasil - RFB
C: BR
Email: AC SERASA RFB v3

ICP-Brasil

Marcos Magnusson de Carvalho
Contador CRC 1SP215373/O-9



Notas Explicativas

Balanço patrimonial

Em 31 de março de 2025 e 31 de dezembro de 2024
(Em milhares de reais)

	Nota	31/03/2025	31/12/2024
Ativo			
Circulante			
Caixa e equivalentes de caixa	4.1	665.295	796.696
Aplicações financeiras	4.2	772.018	430.914
Contas a receber de clientes	5	836.478	868.576
Tributos a recuperar	6	91.960	103.703
Seguros a apropriar	7	31.268	42.532
Outros créditos	11	84.489	80.509
Total do ativo circulante		2.481.508	2.322.930
Não circulante			
Imposto de renda e contribuição social diferidos	25.c	115.480	115.915
Tributos a recuperar	6	12.449	5.258
Depósitos judiciais e cauções	10	700.216	695.794
Outros créditos	11	11.181	10.795
Imobilizado	8	38.411.951	38.956.869
Intangível	9	648.863	656.835
Total do ativo não circulante		39.900.140	40.441.466
Total do ativo		42.381.648	42.764.396

As notas explicativas são partes integrantes das informações contábeis intermediárias.



Balanço patrimonial

Em 31 de março de 2025 e 31 de dezembro de 2024
(Em milhares de reais)

	<u>Nota</u>	<u>31/03/2025</u>	<u>31/12/2024</u>
Passivo			
Circulante			
Fornecedores	12	687.633	837.171
Empréstimos, financiamentos e debêntures	15	1.098.785	1.055.981
Partes relacionadas	16	102.013	94.136
Uso do bem público (UBP) a pagar	9.3	101.321	100.834
Provisões socioambientais	18	269.720	243.668
Outras contas a pagar	13	292.065	208.165
Total do passivo circulante		2.551.537	2.539.955
Não circulante			
Fornecedores	12	249	333
Empréstimos, financiamentos e debêntures	15	27.110.272	27.206.815
Uso do bem público (UBP) a pagar	9.3	248.220	249.214
Provisões para riscos cíveis, fiscais e trabalhistas	14	223.195	221.930
Provisões socioambientais	18	2.420.873	2.487.641
Outras contas a pagar	13	719.936	471.407
Total do passivo não circulante		30.722.745	30.637.340
Total do passivo		33.274.282	33.177.295
Patrimônio líquido			
Capital social integralizado	19	13.384.769	13.383.522
Prejuízos acumulados		(4.277.403)	(3.796.421)
Total do patrimônio líquido		9.107.366	9.587.101
Total do passivo e do patrimônio líquido		42.381.648	42.764.396

As notas explicativas são partes integrantes das informações contábeis intermediárias.

Demonstração do resultado

Períodos de três meses findos em 31 de março de 2025 e 2024

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

	Nota	01/01/2025 a 31/03/2025 (3 meses)	01/01/2024 a 31/03/2024 (3 meses)
Receita operacional líquida	20	1.616.405	1.387.470
Custos dos serviços:			
Custos da venda de energia	21	(511.908)	(466.198)
Custos de operação	22	(877.588)	(622.776)
Lucro bruto		226.909	298.496
Despesas operacionais:			
Administrativas		(33.428)	(54.546)
Depreciação e amortização		(4.277)	(3.843)
	23	(37.705)	(58.389)
Lucro operacional antes do resultado financeiro		189.204	240.107
Resultado financeiro:			
Receitas financeiras		60.804	48.814
Despesas financeiras		(730.555)	(627.278)
	24	(669.751)	(578.464)
Prejuízo antes do imposto de renda e contribuição social		(480.547)	(338.357)
Imposto de renda e contribuição social diferidos	25.a	(435)	54.293
Prejuízo do período		(480.982)	(284.064)
Prejuízo básico e diluído por ação (em R\$)	19.2	(0,0359)	(0,0212)

As notas explicativas são partes integrantes das informações contábeis intermediárias.



Notas Explicativas

Demonstração do resultado abrangente
Períodos de três meses findos em 31 de março de 2025 e 2024
(Em milhares de reais)

	01/01/2025 a 31/03/2025 (3 meses)	01/01/2024 a 31/03/2024 (3 meses)
Prejuízo do período	(480.982)	(284.064)
Outros resultados abrangentes	-	-
Total do resultado abrangente do período	<u>(480.982)</u>	<u>(284.064)</u>

As notas explicativas são partes integrantes das informações contábeis intermediárias.



Notas Explicativas

Demonstração das mutações do patrimônio líquido
Períodos de três meses findos em 31 de março de 2025 e 2024
(Em milhares de reais)

	Capital social subscrito	Capital social a integralizar	Capital social integralizado	Prejuízos acumulados	Total do patrimônio líquido
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>13.396.000</u>	<u>(16.220)</u>	<u>13.379.780</u>	<u>(2.404.507)</u>	<u>10.975.273</u>
Saldo em 31 de dezembro de 2024	13.396.000	(12.478)	13.383.522	(3.796.421)	9.587.101
Integralização de capital social	-	1.247	1.247	-	1.247
Prejuízo do período	-	-	-	(480.982)	(480.982)
Saldo em 31 de março de 2025	<u>13.396.000</u>	<u>(11.231)</u>	<u>13.384.769</u>	<u>(4.277.403)</u>	<u>9.107.366</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 2025 e 2024
(Em milhares de reais)

	01/01/2025 a 31/03/2025 (3 meses)	01/01/2024 a 31/03/2024 (3 meses)
Fluxos de caixa das atividades operacionais:		
Prejuízo antes do imposto de renda e da contribuição social	(480.547)	(338.357)
Ajustes do resultado de itens sem desembolso de caixa:		
Depreciação e amortização	492.945	441.467
Provisão contrato oneroso	227.108	-
Perdas estimadas em créditos de liquidação duvidosa	(680)	22.590
Provisões	(854)	4.634
Resultado financeiro	669.751	578.464
Baixa de depósitos judiciais	3.629	-
Resultado ajustado	911.352	708.798
Variações em ativos e passivos das atividades operacionais:		
Contas a receber de clientes	33.181	869
Tributos	4.712	(12.100)
Seguros a apropriar	11.321	14.999
Cauções	(12.081)	(115.261)
Outros créditos	(10.710)	23.910
Fornecedores - materiais e serviços em geral	(161.643)	(234.952)
Outras contas a pagar e provisão socioambiental	54.698	(37.863)
Pagamentos de provisões para riscos	(5.330)	-
Fluxo de caixa líquido gerado pelas atividades operacionais	825.500	348.400
Fluxos de caixa das atividades de investimento:		
(Aumento) redução de imobilizado (excluindo fornecedores não liquidados)	70.374	(19.860)
(Aumento) redução de intangíveis (excluindo bens de utilização pública)	(1.064)	(2.989)
Aplicações financeiras, líquidas	(298.706)	504.335
Caixa líquido gerado pelas atividades de investimento	(229.396)	481.486
Fluxos de caixa das atividades de financiamento:		
Pagamentos de empréstimos (principal)	(531.401)	(540.887)
Pagamentos de empréstimos (juros)	(197.351)	(181.350)
Integralização de capital	1.247	1.247
Caixa líquido aplicado nas atividades de financiamento	(727.505)	(720.990)
Aumento (redução) líquido de caixa e equivalentes de caixa	(131.401)	108.896
Caixa e equivalentes de caixa no início do período	796.696	554.350
Caixa e equivalentes de caixa no final do período	665.295	663.246
Itens sem efeito de caixa	9.579	3.184
Provisão socioambiental capitalizada (imobilizado)	-	-
Fornecedores não liquidados (imobilizado)	-	203
Provisões para demandas judiciais capitalizadas (imobilizado)	7.449	3.592
Seguros não liquidados (fornecedores)	(57)	(611)
Direito de uso	2.187	-

As notas explicativas são partes integrantes das informações contábeis intermediárias.



Demonstração do valor adicionado

Períodos de três meses findos em 31 de março de 2025 e 2024
(Em milhares de reais)

	01/01/2025 a 31/03/2025 (3 meses)	01/01/2024 a 31/03/2024 (3 meses)
Receita operacional bruta	1.992.331	1.649.286
Insumos adquiridos de terceiros:		
Custo com energia elétrica	(511.908)	(466.198)
Material	(2.061)	(2.733)
Serviços de terceiros	(28.625)	(43.811)
Outros insumos	(356.443)	(155.657)
Retenções:		
Depreciação e amortização	(492.945)	(441.467)
Valor adicionado recebido em transferência:		
Receitas financeiras	60.804	48.814
Valor adicionado a distribuir	661.153	588.234
Distribuição do valor adicionado:		
Pessoal		
Remuneração direta	27.275	28.276
Benefícios	5.978	6.844
FGTS	1.705	1.862
Impostos, taxas e contribuições:		
Federais	347.286	188.258
Estaduais	29.075	19.265
Remuneração de capitais de terceiros:		
Aluguéis	261	515
Despesa financeira	730.555	627.278
Prejuízo do período	(480.982)	(284.064)
Valor adicionado distribuído	661.153	588.234

As notas explicativas são partes integrantes das informações contábeis intermediárias.

Notas explicativas às demonstrações contábeis intermediárias

Períodos de três meses findos em 31 de março de 2025 e 2024

(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 (SPE), 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.

Em 14 de setembro de 2021 foi emitida a Resolução Homologatória nº 2.932, que definiu o prazo de extensão da outorga das usinas hidrelétricas participantes do MRE, atendendo ao disposto na Lei nº 14.182/2021. Com a regulamentação emitida, a Companhia registrou um ativo intangível (nota 9) referente a extensão de prazo de outorga em 319 dias, no montante de R\$ 307.422, em contrapartida a recuperação de custos de energia elétrica (nota 21). A amortização do intangível será realizada de forma linear durante o prazo remanescente da concessão. Como consequência, a depreciação do ativo imobilizado e amortização dos intangíveis anteriormente existentes serão ajustadas, prospectivamente, considerando o novo prazo remanescente da concessão.

Como resultado da Resolução Homologatória 2.932, em reunião do Conselho de Administração realizada em 30 de setembro de 2021, foi aprovada à repactuação do *Generation Scaling Factor* (GSF) nos termos estabelecidos pela Lei 14.052/20.

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.

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 demonstrações contábeis intermediárias, a Companhia informa que, no contexto do processo de renovação da LO, mantém um diálogo constante com o IBAMA, e que esse órgão fiscalizador não apresenta, até o momento, impedimentos para a renovação da licença.

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 fossem 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, Agência Nacional de Águas e Saneamento Básico (ANA), Instituto do Patrimônio Histórico e

Notas Explicativas

Artístico Nacional (IPHAN) e Fundação Nacional dos Povos Indígenas (FUNAI) comprovando a continuidade do cumprimento das condicionantes exigidas pela LO.

No âmbito da ANEEL, o pedido foi indeferido. Em face dessa decisão, a Companhia interpôs recurso direcionado ao Ministério de Minas e Energia (MME). Contudo, o ministério devolveu o processo à ANEEL, tendo em vista que a Medida Provisória nº 735/2015 alterou a competência para análise desse tipo de pleito, mantendo a cargo da Agência, que desproveu o recurso em 19 de dezembro de 2017. Em 21 de setembro de 2015, a Companhia obteve, no âmbito do processo nº 1001783-20.2015.4.01.0000, decisão judicial liminar que determinou à ANEEL: “até a análise do pleito liminar formulado no processo de origem [processo nº 1001928-61.2015.4.01.3400], 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 previstas na Resolução Normativa da ANEEL nº 595/2013 e no Contrato de Concessão 01/2010-MME-UHE Belo Monte”. atualmente, ambos os processos aguardam julgamento pelo Tribunal Regional Federal da 1ª Região (TRF-1).

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 de 2015 até agosto de 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\$ 3.097 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 demonstrações financeiras 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. Atualmente, o processo aguarda saneamento do feito em primeira instância.

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

Notas Explicativas

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, reconheceu formalmente o direito da Norte Energia de ser compensada pelos efeitos das restrições de transmissão que frustram o pleno escoamento da geração da UHE Belo Monte, relegando a quantificação e a operacionalização dessa compensação à futura análise da Agência.

Diante desse reconhecimento, a Norte Energia, em março de 2022, enviou correspondência com pedido para que a ANEEL instrísse “o processo destinado à definição da operacionalização da compensação dos danos – passados e futuros – relacionados à redução da geração da UHE Belo Monte decorrente de óbices ao pleno escoamento da energia da usina”. Ocorre, contudo, que, até o presente momento, a ANEEL não deliberou sobre o processo.

Na data de emissão destas informações contábeis, 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.

Em paralelo, em 30 de julho de 2024, a Companhia obteve decisão liminar favorável no âmbito do Agravo de Instrumento nº 1042597-30.2022.4.01.0000, em trâmite perante o TRF1, correlato ao processo nº 1074329-14.2022.4.01.3400. O pleito da Companhia era a suspensão proporcional da contraprestação paga no Contrato de Uso do Sistema de Transmissão nº 92/2012 (CUST nº 92/2012), na parcela equivalente à representatividade da Energia Vertida Turbinável (EVT), expressa em MW, frente ao Montante de Uso do Sistema de Transmissão (MUST) contratado no período. O TRF1 concedeu a liminar para determinar a revisão do CUST nº 92, de modo a ajustar os Encargos de Uso do Sistema de Transmissão (EUST), que devem corresponder à energia efetivamente escoada pela UHE Belo Monte e injetada no Sistema Interligado Nacional (SIN).

A decisão acima passou a ter efeitos a partir de agosto de 2024, quando o Operador Nacional do Sistema (ONS), a União e a ANEEL tomaram ciência do acima exposto. Até o mês de dezembro de 2024, a repercussão financeira em prol da Companhia foi de R\$ 428.437. Cabe registrar que, para fins da contabilização do custo corrente do referido encargo, a Companhia mantém registrado o valor integral informado pelo ONS.

A Companhia segue acompanhando os desdobramentos do Agravo de Instrumento nº 1042597-30.2022.4.01.0000 e, em eventual modificação da decisão liminar, seguirá cumprindo com as determinações judiciais, ainda que isso importe na retomada do pagamento integral do EUST ou no recolhimento do encargo com a dedução da parcela representativa da EVT. Atualmente, aguarde-se o julgamento dos Embargos de Declaração opostos pela União, ANEEL e ONS.

Por outro lado, em 14 de novembro de 2024, algumas empresas do segmento de transmissão de energia elétrica ajuizaram perante o Superior Tribunal de Justiça (STJ) a suspensão de liminar e de sentença (SLS) nº 3516, buscando cassar a decisão acima narrada. A Norte Energia já apresentou resposta a essa ação, a qual aguarda decisão por parte do Presidente do STJ, sem qualquer previsão para tanto.

Notas Explicativas**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 nº 0033163-68.2012.4.01.3400, ajuizado pela Associação Brasileira dos Produtores Independentes de Energia Elétrica (Apine) em face da ANEEL.

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 de 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 de julho de 2023.

A ANEEL e a União opuseram o recurso de Embargos de Declaração, que foram devidamente contrarrazoados pela Apine, os quais foram julgados em 29 de novembro de 2024. O recurso da ANEEL foi rejeitado, ao passo que o da União sequer foi conhecido.

Em face deste acórdão, houve a interposição de Recurso Especial e Recurso Extraordinário pela União e ANEEL, os quais já foram contrarrazoados pelas APINE. Agora aguarda-se a admissão ou não dos recursos pelo TRF1.

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 advogados, a “decisão impõe o ressarcimento de todos os valores a maior já pagos pela empresa a título de TEO Itaipu, calculado em R\$ 809 milhões até fevereiro de 2025 (data-base em março de 2025).

Ao analisar a probabilidade de reversão do entendimento, por meio de novos recursos, o memorando é expresso ao registrar que tal chance é remota.

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 (STF).

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 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 Companhia 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. Portanto, na data de emissão destas informações contábeis, 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 2025, a Companhia apresenta capital circulante líquido negativo de R\$ 70.029 e ainda despenderá quantias em projetos previstos para o cumprimento do Contrato de Concessão.

A Companhia revisa periodicamente suas estimativas de fluxos de caixa futuros, considerando diferentes cenários econômicos e operacionais relacionados ao setor elétrico. Adicionalmente, a administração está ativamente estudando alternativas viáveis de captação de recursos bem como aumento de suas receitas para atender aos compromissos de curto prazo.

Conforme as estimativas e projeções atuais, a administração acredita que a situação de capital circulante negativo, bem como as necessidades de financiamento para futuros investimentos na Usina Hidrelétrica Belo Monte, outros gastos operacionais e as garantias contratuais decorrentes dos contratos de financiamentos assinados, serão adequadamente suportadas pelas receitas provenientes da Companhia e/ou captação de financiamentos.

Notas Explicativas

A administração está implementando uma gestão rigorosa de riscos e contingências para assegurar que quaisquer imprevistos possam ser adequadamente geridos sem comprometer a saúde financeira da Companhia. Essas medidas refletem o compromisso da administração em manter a solidez financeira da Companhia e garantir o cumprimento de todas as suas obrigações financeiras.

Nesse contexto, a Administração declara que, em 31 de março de 2025, 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 demonstrações contábeis intermediárias foram preparadas com base no pressuposto de continuidade.

Os dados não financeiros incluídos nestas demonstrações 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 demonstrações contábeis intermediárias e políticas contábeis materiais

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

2.1. Base de preparação

As demonstrações contábeis intermediárias foram preparadas conforme o CPC 21 (R1) Demonstração Intermediária, emitido pelo Comitê de Pronunciamentos Contábeis (CPC) e a IAS 34 *Interim Financial Reporting*, emitida pelo *International Accounting Standards Board* (IASB) (atualmente denominadas pela Fundação IFRS como "normas contábeis IFRS®" (*IFRS® Accounting Standards*)), e evidenciam todas as informações relevantes próprias das demonstrações contábeis, e somente elas, as quais estão consistentes com as utilizadas pela administração na sua gestão.

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 24 de abril de 2025.

2.2. Moeda de apresentação

As demonstrações 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 anuais da Companhia, relativas ao exercício findo em 31 de dezembro de 2024, 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 requeressem ajustes significativos ao valor contábil do ativo ou passivo afetado em exercícios futuros.

Assim, a preparação das demonstrações financeiras 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



Notas Explicativas

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 demonstrações financeiras são:

- Vida útil do ativo imobilizado (notas 3.1.1 e 8);
- Provisão para redução do valor recuperável de ativos não financeiros (notas 3.1.2, 8 e 9);
- Provisões socioambientais (notas 3.1.3 e 18); e
- Provisões para riscos cíveis, fiscais e trabalhistas e contingências passivas (nota 3.1.4 e 14);
- Ativos e passivos fiscais diferidos (notas 3.1.5 e 25.b).

3.1. Estimativas de maior relevância

3.1.1. Vida útil 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 2024 e não indicaram necessidade de provisão para redução ao valor recuperável de ativos.

O cálculo realizado para testar a recuperabilidade dos ativos considerou o modelo econômico-financeiro da Companhia, projetado de forma nominal e mensal ao longo do prazo da concessão. O valor recuperável foi determinado com base no valor em uso, utilizando o fluxo de caixa projetado, descontado a uma taxa desconto estimada antes dos impostos de 10,84%.

Notas Explicativas

O teste de *impairment* foi realizado devido a gatilhos que indicaram a necessidade de revisão da recuperabilidade dos ativos, classificados em fatores externos e internos:

- Fatores Externos: Mudanças econômicas, setoriais e climáticas adversas, tais como aumento de juros, elevação da inflação e mudanças regulatórias que impactam o setor elétrico.
- Fatores Internos: Desempenho operacional abaixo do projetado no plano de negócios original.

No cálculo do fluxo de caixa, foram ainda considerados os estudos de gestão tributária e curvas de Preço de Liquidação das Diferenças (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 Índice de Preços ao Consumidor Amplo (IPCA); entre outras medidas intrínsecas ao negócio. A Companhia realizou, no encerramento do exercício de 2024, a análise de indicadores de perda por *impairment* em seus ativos, conforme exigido pelas normas contábeis aplicáveis. Apesar da identificação de indícios que poderiam indicar uma potencial desvalorização, os testes de recuperabilidade realizados demonstraram que o valor contábil dos ativos não excede o valor recuperável. Assim, não foi necessária a constituição de provisão para perdas no exercício de 2024.

A Administração realiza a avaliação da recuperabilidade dos ativos de trimestralmente e, com base nas análises realizadas, não foram identificados novos indicadores de perda em relação ao exercício de 2024.

3.1.3. Provisões socioambientais

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. O cálculo da estimativa envolve julgamentos significativos e subjetivos para determinar o valor das provisões, com base nos estudos de impacto ambiental e nas exigências regulatórias aplicáveis.

Atualmente, o saldo da provisão é de R\$ 2.690.593 conforme demonstrado na nota 18 (R\$2.731.309 em 31 de dezembro de 2024) e seus registros ocorreram mediante a confiabilidade dos valores envolvidos e mediante a aprovação orçamentária pelos órgãos estatutários da Companhia.

Notas Explicativas

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).

3.1.5 Ativos e passivos fiscais diferidos

A Companhia reconhece ativos e passivos fiscais diferidos com base nas diferenças temporárias entre os saldos contábeis e fiscais de ativos e passivos, bem como sobre os prejuízos fiscais e bases negativas de contribuição social passíveis de compensação em exercícios futuros, conforme aplicável pela legislação tributária vigente.

O reconhecimento de ativos fiscais diferidos exige o uso de estimativas e julgamentos significativos e subjetivos por parte da Administração, com base nas projeções de resultados futuros tributáveis e no histórico de realização dos créditos fiscais acumulados. Essas projeções consideram o ambiente econômico, estratégias operacionais e fatores de risco identificados. A Administração considera que os saldos registrados são adequados e consistentes com as políticas contábeis aplicáveis, refletindo a melhor estimativa disponível na data-base.

Com base na análise de recuperabilidade realizada no exercício de 2024, identificou-se a necessidade de ajuste de baixa no montante de R\$ 365.636, relativo a créditos fiscais de prejuízos acumulados e outras diferenças temporárias cuja realização futura não se apresenta provável no horizonte de planejamento definido pela Companhia.

Este ajuste reflete a adoção de uma abordagem considerando cenários para os próximos exercícios. Adicionalmente, a Companhia continuará monitorando periodicamente suas projeções de resultados e condições econômicas, ajustando seus ativos fiscais diferidos conforme necessário. A Administração considera que os saldos registrados são adequados e consistentes com as políticas contábeis aplicáveis, refletindo a melhor estimativa disponível na data-base.

4. Caixa, equivalentes de caixa e aplicações financeiras

4.1. Caixa e equivalentes de caixa

	<u>31/03/2025</u>	<u>31/12/2024</u>
Recursos em banco e em caixa	1.103	1.415
Depósitos bancários de curto prazo		
Renda fixa	664.192	795.281
	<u>665.295</u>	<u>796.696</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 97,64% do CDI (95,07% do CDI em 2024). Os compromissos financeiros assumidos pela Norte Energia exigiam liquidez imediata.

4.2 Aplicações financeiras

	31/03/2025	31/12/2024
Aplicações financeiras	772.018	430.914
Circulante	772.018	430.914
Não circulante	-	-

Compreendem valores substancialmente aplicados em Letras Financeiras e CDBs que tem por finalidade a obtenção de rentabilidade. As aplicações possuem rentabilidade média de 105% do CDI (101% do CDI em 2024).

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

	31/03/2025					31/12/2024
	Vincendos		Vencidos			
	Faturados	Não faturados	Até 180 dias	Mais de 180 dias	Total	
Suprimento (a)	643.826	-	9	-	643.835	651.778
Energia elétrica de curto prazo (b)	192.825	189	71	17.769	210.854	235.688
PECLD (c)	(442)	-	-	(17.769)	(18.211)	(18.890)
	836.209	189	79	-	836.478	868.576

(a) Em 31 de março de 2025 é composto pelo fornecimento a Autoprodutor de Energia Elétrica (APE) no valor de R\$ 72.035 (R\$ 92.430 em 31 de dezembro de 2024) e no Ambiente de Contratação Regulada (ACR) no valor de R\$ 571.798 (R\$ 559.078 em 31 de dezembro de 2024).

(b) Faturamento da liquidação prevista no Mercado de Curto Prazo/Ambiente de Contratação livre (ACL) no valor de R\$ 210.854 em 31 de março de 2025 (R\$ 235.688 em 31 de dezembro de 2024).

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

Saldo em 31 de dezembro de 2023	(16)
Provisão / Reversão	(22.589)
Saldo em 31 de março de 2024	(22.605)
Saldo em 31 de dezembro de 2024	(18.890)
Provisão / Reversão	679
Saldo em 31 de março de 2025	(18.211)

Do montante total provisionado para perda até março de 2025, R\$ 17.769 corresponde a 100% da carteira do cliente 2W Ecobank referente a inadimplência de oito contratos. A Companhia está envidando esforços para recuperação dos créditos por meio de ações judiciais, onde foram ajuizados dois processos de execução de título extrajudicial. Por fim, vale mencionar que a 2W Ecobank questiona a rescisão dos contratos no âmbito do procedimento arbitral nº 6/2024, instaurado perante a Câmara de Conciliação e Arbitragem da Fundação Getúlio Vargas (FGV). Atualmente, esse processo está aguardando assinatura do Termo de Arbitragem.



Notas Explicativas

8.2. Movimentação

	Saldo em 31/12/2023	Movimentação			Saldo em 31/03/2024	Saldo em 31/12/2024	Movimentação			Saldo em 31/03/2025	Taxa média de Depreciação a.a.
		Adições	Baixa	Transf.			Adições	Baixa	Transf.		
Geração em serviço											
Terrenos (a)	909.042	-	-	-	909.042	909.479	-	-	-	909.479	4,43%
Reservatório, barragens e adutoras (b)	18.736.007	-	-	378	18.736.385	20.221.623	-	(65.866)	223.710	20.379.467	4,43%
Edificações, obras civis e benfeitorias	4.667.309	-	-	-	4.667.309	4.685.627	-	-	-	4.685.627	4,49%
Máquinas e equipamentos	23.242.564	648	(1.708)	1.778	23.243.282	23.253.904	-	(336)	110.473	23.364.041	4,47%
Veículos	12.495	-	-	-	12.495	12.492	-	-	-	12.492	24,20%
Móveis e utensílios	3.868	81	-	-	3.949	4.071	817	-	-	4.888	6,84%
	47.571.285	729	(1.708)	2.156	47.572.462	49.087.196	817	(66.202)	334.183	49.355.994	
(-) Depreciação acumulada											
Terrenos (a)	(182.367)	(8.044)	-	-	(190.411)	(214.562)	(8.049)	-	-	(222.611)	
Reservatório, barragens e adutoras	(3.433.423)	(169.405)	-	-	(3.602.828)	(4.111.111)	(198.254)	-	-	(4.309.365)	
Edificações, obras civis e benfeitorias	(924.831)	(42.122)	-	-	(966.953)	(1.093.727)	(42.329)	-	-	(1.136.056)	
Máquinas e equipamentos	(4.416.316)	(210.426)	228	-	(4.626.514)	(5.255.402)	(232.150)	-	-	(5.487.552)	
Veículos	(6.703)	(349)	-	-	(7.052)	(8.104)	(295)	-	-	(8.399)	
Móveis e utensílios	(402)	(59)	-	-	(461)	(653)	(131)	-	-	(784)	
	(8.964.042)	(430.405)	228	-	(9.394.219)	(10.683.559)	(481.208)	-	-	(11.164.767)	
Geração em curso											
Terrenos	-	-	-	-	-	30	-	-	-	30	
Reservatório, barragens e adutoras	40.530	1.032	-	4.122	45.684	56.477	-	-	(1.181)	55.296	
Edificações, obras civis e benfeitorias	25.929	6.050	-	-	31.979	17.139	30	-	-	17.169	
Máquinas e equipamentos	34.847	721	-	(1.513)	34.055	23.212	-	-	18	23.230	
Móveis e utensílios	3.202	-	-	-	3.202	4.902	-	-	-	4.902	
A ratear	105.482	3.847	-	(265)	109.064	189.977	-	-	(189.977)	-	
Adiantamento a fornecedores	146.896	3.912	-	(4.500)	146.308	142.978	-	-	(142.978)	-	
Material em depósito	33.675	50	-	-	33.725	32.520	1.411	-	-	33.931	
Depósitos judiciais (c)	31.703	-	-	-	31.703	31.104	-	-	-	31.104	
	422.264	15.612	-	(2.156)	435.720	498.339	1.441	-	(334.118)	165.662	
Administração em serviço											
Edificações, obras civis e benfeitorias	2.528	10	-	-	2.538	2.538	-	-	-	2.538	4,83%
Máquinas e equipamentos	20.638	436	-	-	21.074	23.541	512	-	(64)	23.989	15,99%
Veículos	1.800	59	-	-	1.859	1.859	-	-	-	1.859	16,60%
Móveis e utensílios	7.128	453	-	-	7.581	10.165	509	-	(1)	10.673	5,58%
	32.094	958	-	-	33.052	38.103	1.021	-	(65)	39.059	
(-) Depreciação acumulada											
Edificações, obras civis e benfeitorias	(507)	(25)	-	-	(532)	(605)	(24)	-	-	(629)	
Máquinas e equipamentos	(10.804)	(609)	-	-	(11.413)	(12.841)	(522)	-	-	(13.363)	
Veículos	(311)	(64)	-	-	(375)	(568)	(65)	-	-	(633)	
Móveis e utensílios	(1.612)	(111)	-	-	(1.723)	(2.089)	(174)	-	-	(2.263)	
	(13.234)	(809)	-	-	(14.043)	(16.103)	(785)	-	-	(16.888)	
Administração em curso											
Edificações, obras civis e benfeitorias	15.287	7.435	-	-	22.722	32.409	(2)	-	-	32.407	
Máquinas e equipamentos	130	5	-	-	135	419	-	-	-	419	
Veículos	65	-	-	-	65	65	-	-	-	65	
	15.482	7.440	-	-	22.922	32.893	(2)	-	-	32.891	
	39.063.849	(406.475)	(1.480)	-	38.655.894	38.956.869	(478.716)	(66.202)	-	38.411.951	

Notas Explicativas

(a) Em 31 de março de 2025, o saldo em serviço acumula o montante de R\$ 909.479 (R\$ 909.479 em 31 de dezembro de 2024) 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\$ 222.611 até 31 de março de 2025 (R\$ 214.562 até 31 de dezembro de 2024).

(b) Refere-se à baixa após a compensação dos saldos em aberto junto ao Consórcio Montador Belo Monte (CMBM).

(c) 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 2024 a Companhia efetuou a transferência de depósitos judiciais encerrados para os terrenos unitizados, conforme explicado no item (a).

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 2025, bem como em 31 de dezembro de 2024, a Companhia não possuía bens penhorados ou bloqueados judicialmente.

A Companhia realizou, no encerramento do exercício de 2024, a análise de indicadores de perda por *impairment* em seus ativos, conforme exigido pelas normas contábeis aplicáveis. Apesar da identificação de indícios que poderiam indicar uma potencial desvalorização, os testes de recuperabilidade realizados demonstraram que o valor contábil dos ativos não excede o valor recuperável. Assim, não foi necessária a constituição de provisão para perdas no período. A Administração continuará monitorando regularmente os fatores internos e externos que possam impactar a recuperabilidade de seus ativos.

Notas Explicativas

9. Intangível

9.1. Composição

	Taxa média anual de amortização	31/03/2025			31/12/2024
		Custo	Amortização acumulada	Valor líquido	Valor líquido
Intangíveis em serviço		824.633	(196.528)	628.105	636.935
Geração		769.572	(163.283)	606.289	613.382
Uso do bem público (UBP)	4,44% a.a.	457.286	(119.338)	337.948	341.908
Servidão	4,44% a.a.	2.621	(520)	2.101	2.126
Extensão da concessão - Lei 14.052/20	4,05% a.a.	309.665	(43.425)	266.240	269.348
Administração		55.061	(33.245)	21.816	23.553
Licença de uso de software	4,41% a.a.	55.030	(33.245)	21.785	23.522
Marcas e patentes		31	-	31	31
Intangível em curso		20.758	-	20.758	19.900
Geração		247	-	247	247
Depósitos judiciais		247	-	247	247
Administração		20.511	-	20.511	19.653
Licença de uso de software		20.511	-	20.511	19.653
		<u>845.391</u>	<u>(196.528)</u>	<u>648.863</u>	<u>656.835</u>



Notas Explicativas

9.2. Movimentação

	Saldos em 31/12/2023	Movimentações		Saldos em 31/03/2024	Saldos em 31/12/2024	Movimentações		Saldos em 31/03/2025
		Adições	Transferências			Adições	Transferências	
Intangível em serviço:	810.096	303	4.701	815.100	824.427	187	19	824.633
Uso do bem público (UBP)	457.386	-	-	457.386	457.286	-	-	457.286
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	40.393	303	4.701	45.397	54.824	187	19	55.030
Servidão	2.621	-	-	2.621	2.621	-	-	2.621
(-) Amortização acumulada	(152.272)	(8.478)	-	(160.750)	(187.492)	(9.036)	-	(196.528)
Intangível em curso:	21.439	2.686	(4.701)	19.424	19.900	877	(19)	20.758
Licença de uso de software	21.192	2.686	(4.701)	19.177	19.653	877	(19)	20.511
Servidão	-	-	-	-	-	-	-	-
Depósitos judiciais	247	-	-	247	247	-	-	247
	<u>679.263</u>	<u>(5.489)</u>	<u>-</u>	<u>673.774</u>	<u>656.835</u>	<u>(7.972)</u>	<u>-</u>	<u>648.863</u>

A Companhia realizou, no encerramento do exercício de 2024, a análise de indicativos de perda por impairment em seus ativos, conforme exigido pelas normas contábeis aplicáveis. Apesar da identificação de indícios que poderiam indicar uma potencial desvalorização, os testes de recuperabilidade realizados demonstraram que o valor contábil dos ativos não excede o valor recuperável. Assim, não foi necessária a constituição de provisão para perdas no período. A Administração continuará monitorando regularmente os fatores internos e externos que possam impactar a recuperabilidade de seus ativos.

Notas Explicativas

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, 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\$ 101.321 e R\$ 248.220, respectivamente, totalizando R\$ 349.541 em 31 de março de 2025 (R\$ 350.048 em 31 de dezembro de 2024), em contrapartida do ativo intangível com R\$ 337.948 em 31 de março de 2025 (R\$ 341.908 em 31 de dezembro de 2024).

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 2023	360.446
Atualizações no período	14.483
Ajuste a valor presente	(6.371)
Pagamentos no período	(9.002)
Saldo em 31 de março de 2024	359.556
Saldo em 31 de dezembro de 2024	350.048
Atualizações no período	15.887
Ajuste a valor presente	(6.963)
Pagamentos no período	(9.431)
Saldo em 31 de março de 2025	349.541
Circulante	101.321
Não circulante	248.220

10. Depósitos judiciais e cauções

	31/03/2025	31/12/2024
Cauções (a)	655.610	636.380
Depósito judicial – Tributário	-	23.260
Depósito judicial – Cíveis (b)	43.650	35.198
Depósito judicial – Trabalhistas	956	956
	700.216	695.794

(a) Substancialmente representado por: (i) Contrato de caução firmado com o 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. A variação no período refere-se ao efeito líquido entre aplicação realizada para recomposição de conta garantia, apropriação de juros/atualização monetária e resgates de contas garantia.

(b) O saldo refere-se substancialmente ao 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 extrajudicial 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>31/03/2025</u>	<u>31/12/2024</u>
Adiantamentos a fornecedores	2.371	1.501
Valores a receber (a)	39.302	39.302
Estoque	3.183	3.185
Pesquisa e desenvolvimento - P&D	38.221	36.387
Direito de uso	11.135	10.782
Credores diversos	1.458	146
	<u>95.670</u>	<u>91.304</u>
Circulante	84.489	80.509
Não circulante	11.181	10.795

(a) Substancialmente representado por valores a serem ressarcidos pelas Centrais Elétricas do Norte do Brasil S.A. relativos ao contrato de O&M conforme nota 16, item a.

12. Fornecedores

	<u>31/03/2025</u>	<u>31/12/2024</u>
Consórcio Construtor de Belo Monte	2.360	3.526
Outros fornecedores de investimento	23.284	29.636
Consórcio Montador Belo Monte (a)	6.942	65.818
Seguros	61.267	86.316
Compra de energia (b)	78.749	154.529
Encargo da transmissão, conexão e distribuição (c)	489.979	435.428
Outros fornecedores materiais e serviços	25.301	62.251
	<u>687.882</u>	<u>837.504</u>
Circulante	687.633	837.171
Não circulante	249	333

(a) O pagamento está condicionado à resolução do processo arbitral (nota 14).

(b) A redução dos custos relacionados com compra de energia está relacionada principalmente ao regime hidrológico da usina, sendo observado maior patamar de geração de energia nos primeiros meses do exercício, e consequentemente menor custo associado ao MRE.

(c) Conforme mencionado na nota explicativa 1.4.1, em julho de 2024 a Companhia obteve decisão liminar favorável no âmbito do Agravo de Instrumento nº 1042597-30.2022.4.01.0000 (correlato ao processo nº 1074329-14.2022.4.01.3400) com a consequente suspensão de parte da contraprestação paga no Contrato de Uso do Sistema de Transmissão.

13. Outras contas a pagar

	31/03/2025	31/12/2024
Tributos retidos na fonte a recolher	2.146	4.071
Tributos a recolher:		
ISS	859	24.670
INSS	5.678	5.051
PIS/COFINS/CSLL	65.432	69.971
ICMS	9.232	3.200
Outros tributos a recolher	229	363
Obrigações trabalhistas	32.643	27.262
CFURH (a)	87.205	7.928
P&D	58.697	52.565
Passivo oneroso (b)	712.691	464.386
Passivo de arrendamentos	12.841	12.006
Outros	24.349	8.099
	<u>1.012.002</u>	<u>679.572</u>
Circulante	292.065	208.165
Não circulante	719.937	471.407

(a) Refere-se à Compensação Financeira pela Utilização de Recursos Hídrico (CFURH), a qual varia de acordo com a geração de energia, que no início do ano é usualmente superior ao final do ano.

(b) Em outubro de 2024, a Companhia firmou contratos de compra e venda de energia elétrica futura com o objetivo de gestão de fluxo de caixa nas suas operações. O volume total contratado em compra supera o volume contratado em venda em aproximadamente R\$ 765.711, gerando um impacto líquido negativo no período.

Em função dessa diferença, o contrato foi classificado como oneroso, conforme os critérios estabelecidos pelo CPC 25 (IAS 37 - Provisões, Passivos Contingentes e Ativos Contingentes), devido ao fato de os custos inevitáveis de cumprimento do contrato superarem os benefícios econômicos esperados.

Saldo em 31 de dezembro de 2023	-
Constituição	464.386
Saldo em 31 de dezembro 2024	<u>464.386</u>
Constituição	227.107
Ajuste a valor presente	<u>21.197</u>
Saldo em 31 de março de 2025	<u>712.691</u>

A provisão foi reconhecida considerando os valores contratados brutos para compra e venda de energia elétrica ajustado a valor presente (ajuste financeiro aplicado ao fluxo de caixa contratual, com base em uma taxa de desconto que reflete o custo de oportunidade e o risco específico do contrato). Os valores efetivamente liquidados no período corrente foram deduzidos do saldo da provisão.

O saldo líquido em 31 de março de 2025 é uma provisão de R\$ 712.691 (R\$ 464.386 em 31 de dezembro de 2024), que reflete o montante a valor presente dos fluxos de compra e venda futuros do contrato oneroso.

Notas Explicativas**14. Provisões para riscos cíveis, fiscais e trabalhistas e contingências passivas****i) Causas prováveis**

	Provisões cíveis	Provisões trabalhistas	Total
Saldo em 31 de dezembro de 2023	132.064	6.125	138.189
Constituição (reversão), líquida durante o período	8.315	(89)	8.226
Saldo em 31 de março de 2024	<u>140.379</u>	<u>6.036</u>	<u>146.415</u>
Saldo em 31 de dezembro de 2024	213.129	8.801	221.930
Paga durante o período	(4.620)	(710)	(5.330)
Construída (revertida) durante o período	6.240	355	6.595
Saldo em 31 de março de 2025	<u>214.749</u>	<u>8.446</u>	<u>223.195</u>

Em março de 2025, a constituição de provisão cível foi de R\$ 6.240 com o valor até aqui consolidado em R\$ 214.749.

O valor total consolidado da provisão cível, em 31 de março de 2025, se deve principalmente ao Procedimento Arbitral CCI 22837/JPA, em trâmite perante a Corte Internacional de Arbitragem da Câmara de Comércio Internacional (CCI) desde 23 de maio de 2017, de autoria do Consórcio Montador Belo Monte (CMBM), por meio do qual requereu indenização, por desequilíbrio econômico-financeiro do Contrato para a Montagem Eletromecânica dos equipamentos e sistemas da UHE Belo Monte. Atualmente, a demanda envolve o valor mais significativo para a Norte Energia em sua provisão de causas prováveis.

Em 24 de maio de 2022, foi proferida sentença parcial que julgou alguns pedidos do CMBM e da Companhia, determinando o montante de R\$ 68.488 (registrado em contrapartida ao ativo imobilizado) para o desembolso pela Norte Energia. Remanesceram determinados pedidos de ambas as partes, cuja análise depende de nova prova técnica, já em execução, para melhor definição dos pleitos.

Em 12 de julho de 2024, foi lavrado a primeira minuta do laudo pericial, indicando que a Companhia foi responsável pela maioria dos eventos analisados no processo. Cabe ressaltar que esse opinativo foi alvo de um contra laudo elaborado pelos assistentes técnicos da Norte Energia que rebateram fortemente os pontos suscitados pelo perito nomeado pelo Tribunal Arbitral, de modo que o laudo pericial deve ser desconsiderado ou ao mínimo ajustado, considerando os apontamentos que foram apresentados.

O escritório de advocacia que patrocina a Companhia na arbitragem em comento, entende que a probabilidade de perda permanece a mesma, pois ainda haverá uma audiência para inquirição dos peritos e eventuais considerações complementares, além de que o laudo pericial não vincula a decisão final dos árbitros.

Adicionalmente, registra-se que o Tribunal Arbitral postergou, para a sentença final, a tomada de decisão sobre os índices de correção monetária e juros incidentes sobre os pedidos que já foram decididos 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, concluiu que, embora o Tribunal Arbitral tenha definido na Sentença Parcial determinadas premissas jurídicas e técnicas que balizam a perícia complementar, ainda há uma

Notas Explicativas

completa indefinição sobre a responsabilidade da Companhia e o valor que isso representaria, o que impossibilita, neste momento, a realização de qualquer “estimativa confiável da obrigação”.

Por esses motivos, ainda não é possível estimar 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 2025, está em R\$ 101.450.

A provisão trabalhista, no valor de R\$ 8.446 em 31 de março de 2025, 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.

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 comuns e ambientais, no valor estimado de R\$ 452.084.

(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\$ 12.776.

(c) A Companhia possui autuações administrativas sancionadoras de naturezas tributárias, ambientais, trabalhistas e execução fiscal ajuizada pela União Federal, no valor estimado de R\$ 8.370.

(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 Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE). A suspensão abrange valores referentes a EUST, liquidações financeiras do Mercado de Curto Prazo (MCP) e valores a serem pagos a autoprodutores que possuem, junto à insuficiência de lastro, o valor estimado de R\$ 3.097 milhões.

(e) A Companhia foi autuada pelo IBAMA, em relação a possíveis descumprimentos de condicionantes da LI e da LO da UHE. O valor estimado destes casos soma o montante de R\$ 85.149. 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 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\$ 111.092. Não compõem esta

soma os Processos Administrativos junto à Secretaria de Estado de Meio Ambiente e Sustentabilidade do Pará (SEMAS).

(g) Com relação ao tema do Termo de Compromisso Ambiental (TCA), que é descrito na nota 18, foi ajuizada pelo Ministério Público Federal (MPF) uma Ação Civil Pública (ACP) em face da Companhia e do IBAMA, que objetiva questionar a legalidade do TCA e busca a revisão do 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-1 apreciou os Agravos Internos interpostos pelo MPF e por 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, atualmente, o processo encontra-se em fase de apresentação de alegações finais. Em razão a decisão favorável obtida pela Companhia na SLS nº 1024049-88.2021.4.01.0000, o Hidrograma “B”, parte do 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

	31/03/2025	31/12/2024
Financiamento – BNDES	27.332.845	27.421.268
Debêntures	876.212	841.529
	28.209.057	28.262.797
Circulante	1.098.783	1.055.980
Não circulante	27.110.273	27.206.815

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

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 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 Ambiente de Contratação Livre (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
Parcela direta – FINEM				
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
Parcela indireta – FINEM				
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
Parcela direta – PSI				
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.

Notas Explicativas

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 2023	27.968.870
Total encargos no período	570.911
Total de pagamentos no período	<u>(722.238)</u>
Saldo em 31 de março de 2024	<u>27.817.543</u>

Saldo em 31 de dezembro de 2024	27.421.266
Total encargos no período	640.329
Total de pagamentos no período	<u>(728.753)</u>
Saldo em 31 de março de 2025	<u>27.332.842</u>

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:

ICSD = (A)/(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 2024, a Companhia não atingiu o *covenant* financeiro do ICSD, conforme o índice mínimo contratual estabelecido. Em virtude disso, solicitou aos credores a dispensa quanto ao possível vencimento antecipado dos contratos (*waiver letter*), uma possibilidade contratual permitida aos credores. O BNDES, em resposta, concedeu à Companhia, ainda em 2024, a abstenção (*waiver letter*) da declaração de vencimento antecipado dos Contratos de Financiamento pelos próximos 12 meses, em razão do descumprimento do ICSD referente ao exercício de 2024, de modo que esse descumprimento não resultou no vencimento automático das obrigações.

Notas Explicativas

Cronograma geral de vencimentos

Os vencimentos das parcelas do financiamento estão atualizados até 31 de março de 2025, seguindo as condições contratuais iniciais dos respectivos contratos, e distribuídos como segue:

	<u>Valor</u>
2025	730.276
2026	896.067
2027	982.699
2028	1.078.055
2029	1.182.957
A partir de 2030	<u>22.462.791</u>
	<u>27.332.845</u>

Em fevereiro de 2017, iniciou-se a amortização das parcelas de financiamento do BNDES, sendo que até 31 de março de 2025 foi amortizado o montante de R\$ 16.592.487 (R\$ 15.863.734 até dezembro de 2024) referente ao principal e juros.

	<u>31/03/2025</u>
Direto	9.572.143
Principal	2.395.836
Juros	7.176.307
Indireto	7.020.344
Principal	1.408.307
Juros	5.612.037
Total pago no período	<u>16.592.487</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>31/03/2025</u>	<u>31/12/2024</u>
Principal	700.000	700.000
Juros incorridos	209.970	176.911
Custos de transação	(33.758)	(35.382)
	<u>876.212</u>	<u>841.529</u>
Circulante	152.165	135.094
Não circulante	724.046	706.435

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 2025.

Cronograma de pagamentos das debêntures:

	Valor
2025	136.040
2026	156.035
2027	178.794
2028	204.823
A partir de 2029	234.278
	909.970

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. Transações com Partes relacionadas

Partes relacionadas ligadas diretamente:

	31/03/2025			31/12/2024		
	Ativo	Passivo	Resultado	Ativo	Passivo	Resultado (3 meses)
Centrais Elétricas do Norte do Brasil S.A - Eletronorte (a)	38.940	43.226	(29.321)	38.940	40.352	(27.742)
Companhia Hidro Elétrica do São Francisco - CHESF (b)	-	58.787	(40.005)	-	53.784	(41.436)
Siderúrgica Norte Brasil S.A. - SINOBRAS (c)	7.206	-	20.920	7.585	-	21.425
	46.146	102.013	(48.406)	46.525	94.136	(47.753)

(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, 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, 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:

	31/03/2025			31/12/2024		
	Ativo	Passivo	Resultado	Ativo	Passivo	Resultado (3 meses)
Centrais Elétricas Brasileiras S.A – Eletrobras (d)	-	49.115	(44.282)	-	40.823	-
Afluentes Transmissão de Energia Elétrica S.A.	-	649	(441)	-	597	(478)
Amazônia-Eletronorte Transmissora de Energia S.A.	-	2	0	-	2	-
ATE III Transmissora de Energia S.A.	-	301	2	-	303	-
Brasnorte Transmissora de Energia S.A.	-	504	(344)	-	462	(302)
Centrais Elétricas de Santa Catarina S.A.	26.601	-	59.314	24.326	-	52.902
Companhia Energética de Pernambuco S.A.	37.475	-	84.772	40.647	-	64.165
Companhia Estadual de Distribuição Energia Elétrica – CEEE-D	5.184	-	11.790	5.231	-	11.554
Cemig Distribuição S.A.	32.684	-	72.864	32.901	-	69.823
Cemig Geração e Transmissão S.A.	-	12.226	(8.469)	-	11.170	(7.776)
Companhia de Ger. e Transm. de Energ. Elétrica do Sul do Brasil	-	-	0	-	-	-
Companhia de Transmissão Centroeste de Minas S.A.	-	342	(233)	-	314	(268)
Companhia de Eletricidade do Estado da Bahia - COELBA	69.840	-	151.787	57.040	-	142.088
Companhia Energética do Rio Grande do Norte - COSERN	8.040	-	17.951	8.429	-	16.276
Companhia Estadual de Energia Elétrica - Geração e Transmissão	-	6.902	(4.766)	-	6.308	(6.710)
CTEEP-Companhia de Transmissão de Energia Elétrica Paulista	-	30.598	(21.508)	-	27.955	(20.426)
ECTE - Empresa Catarinense de Transmissão de Energia S.A.	-	1.170	(743)	-	1.013	(729)
Eletrosul Centrais Elétricas S.A.	-	20.441	(14.961)	-	18.659	(15.035)
Empresa Amazonense de Transmissão de Energia S.A.	-	5.370	(3.401)	-	4.672	(3.395)
Empresa de Transmissão do Alto Uruguai S.A.	-	474	(326)	-	434	(324)
Evrecy Participações Ltda.	-	445	0	-	-	(92)
Fronteira Oeste Transmissora	-	75	(2)	-	73	(2)
Furnas-Centrais Elétricas S.A.	-	13.949	(254)	-	13.695	(43.255)
Integração Transmissora de Energia S.A.	-	1.438	(1.075)	-	1.422	(1.052)
Interligação Elétrica de Minas Gerais S.A.	-	559	(403)	-	513	(414)
Interligação Elétrica Pinheiros S.A.	-	116	(23)	-	114	(36)
Light Energia S.A.	-	46	(33)	-	42	(31)
Light Serviços de Eletricidade S.A.	23.040	-	50.915	20.674	-	47.254
Marumbi Transmissora de Energia S.A.	-	389	(262)	-	355	(251)
Neoenergia Sobral Transmissão de Energia S.A.	-	248	(168)	-	227	(144)
Neoenergia Atibaia Transmissão de Energia S.A.	-	263	(176)	-	239	(179)
Neoenergia Biguaçu Transmissão de Energia S.A.	-	266	(180)	-	244	(179)
Neoenergia Distribuição Brasil	11.753	-	24.733	12.119	-	24.739
Neoenergia Dourados Transmissão de Energia S.A.	-	1.387	(884)	-	1.201	(751)
Neoenergia Jalapão Transmissão	-	2.569	(1.697)	-	2.208	(1.635)
Neoenergia Santa Luzia Transmissão	-	1.220	(778)	-	1.056	(768)
Potiguar Sul Transmissão de Energia S.A.	-	465	(323)	-	426	(278)
São Gotardo Transmissora de Energia S.A.	-	2	(1)	-	1	(1)
STN - Sistema de Transmissão Nordeste S.A.	-	2.484	(1.703)	-	2.277	(1.953)
Transmissora Aliança de Energia Elétrica S.A.	-	25.071	(17.691)	-	23.719	(17.049)
Uirapuru Transmissora de Energia S.A.	-	348	(244)	-	318	(241)
Vale S.A.	29.013	-	39.711	84.846	-	86.201
Mineração Onça Puma S.A.	17.657	-	75.138	-	-	49.874
Salobo Metais S.A.	18.160	-	77.279	-	-	51.295
	279.447	179.434	540.885	286.213	160.842	492.417

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

17. Remuneração dos Administradores e do Conselho fiscal

Os gastos com a remuneração dos conselheiros de administração, fiscal e diretores executivos do período de 2025 foram aprovados em Assembleia Geral Ordinária, ocorrida em 17 de abril de 2023 e estão demonstrados a seguir:

	01/01/2025 a 31/03/2025 (3 meses)	01/01/2024 a 31/03/2024 (3 meses)
Remuneração dos administradores e conselheiros fiscais (a)	1.933	2.195
Encargos sociais	582	721
Benefícios	320	503
Total	2.835	3.419

Notas Explicativas

(a) Refere-se à remuneração de administradores, representado pelo Conselho de Administração e diretores executivos, que em 31 de março de 2025 foi de R\$ 1.800 (R\$ 2.069 em 31 de março de 2024), e pelo Conselho Fiscal, que em 31 de março de 2025 foi de R\$ 132 (R\$ 126 em 31 de março de 2024).

18. Provisões socioambientais

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

	31/03/2025	31/12/2024
Físico biótico	645.182	501.384
Investimentos sociais	1.824.008	2.002.925
Plano de Desenvolvimento Regional Sustentável do Xingu (PDRSX)	221.403	227.000
	2.690.593	2.731.309
Circulante	269.720	243.668
Não circulante	2.420.873	2.487.641

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).

Abaixo, demonstramos quadro com a movimentação dessa provisão.

Saldo em 31 de dezembro de 2023	1.562.026
Realização no período	(57.522)
Saldo em 31 de março de 2024	1.504.504
Saldo em 31 de dezembro de 2024	2.731.309
Realização no período	(40.716)
Saldo em 31 de março de 2025	2.690.593

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

	31/12/2023	Realização	31/03/2024	31/12/2024	Realização	31/03/2025
Físico Biótico	430.522	(10.363)	420.159	648.095	(2.913)	645.182
Investimentos Ambientais	899.414	(46.205)	853.209	1.860.625	(36.617)	1.824.008
PDRSX	232.090	(954)	231.136	222.589	(1.186)	221.403
	1.562.026	(57.522)	1.504.504	2.731.309	(40.716)	2.690.593

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.

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 da Norte Energia.

Desde 2011, a Norte Energia já atuava em iniciativas de conservação da biodiversidade e fortalecimento socioeconômico e etnocultural na Volta Grande do Xingu. Com o compromisso firmado no TCA, essas ações foram intensificadas, buscando equilibrar a mitigação de impactos ambientais com o desenvolvimento sustentável da região e promovendo maior satisfação social entre as comunidades locais.

A Norte Energia informa que a vigência de sua Licença Ambiental foi prorrogada com base no inciso 4º do art. 14 da Lei Complementar nº 140/11, devido ao protocolo do pedido de renovação realizado dentro do prazo legal. A licença permanecerá válida até que o órgão ambiental competente se manifeste sobre o tema. O pedido de renovação foi apresentado no âmbito do 20º Relatório Consolidado, protocolado em julho de 2021.

Adicionalmente, a Norte Energia mantém interação contínua com o IBAMA no processo de análise para a renovação da LO, dado que ainda não há previsão de manifestação final por parte do órgão ambiental.

Enquanto isso, as ações dos Programas e Projetos, bem como as condicionantes ambientais da licença vigente, continuam sendo executadas. Em 28 de março de 2025, foi protocolado o 25º Relatório Consolidado anual junto ao IBAMA. O relatório destacou e reiterou a solicitação de encerramento de projetos e condicionantes, além de fornecer subsídios adicionais para a tomada de decisão do órgão ambiental.

19. Patrimônio líquido

19.1. 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 a 2023 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: 24ª, 26ª, 30ª, 32ª, 33ª, 34ª, 35ª, 36ª, 37ª, 38ª, 39ª, 40ª, 41ª, 42ª, 43ª e 44ª.

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 dezembro de 2024 foi quitado o valor total de R\$ 45.598 referente ao aporte atrasado e no período findo em 31 de março de 2025 foi integralizado R\$ 1.247.

Em 31 de março de 2025 e 31 de dezembro de 2024, a estrutura societária da Companhia é assim representada:

Acionista	Subscrito	31/03/2025			31/12/2024		
		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	122.729	11.231	1,00%	121.482	12.478	1,00%
J. Malucelli Energia S.A.	33.490	33.490	-	0,25%	33.490	-	0,25%
	13.396.000	13.384.769	11.231	100,00%	13.383.522	12.478	100,00%

19.2 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 2025, 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:

	01/01/2025 a 31/03/2025 (3 meses)	01/01/2024 a 31/03/2024 (3 meses)
Média ponderada de ações disponíveis no período	13.396.000	13.396.000
Prejuízo do período	(480.982)	(284.064)
Prejuízo por ação ordinária no período (básico/diluído)	<u>(0,0359)</u>	<u>(0,0212)</u>

20. Receita operacional líquida

	01/01/2025 a 31/03/2025 (3 meses)	01/01/2024 a 31/03/2024 (3 meses)
Suprimento de energia elétrica (a)	1.488.622	1.390.266
Energia elétrica de curto prazo (b)	503.709	259.020
PIS	(32.266)	(26.870)
COFINS	(148.618)	(123.766)
ICMS	(29.075)	(19.265)
CFURH (c)	(120.894)	(66.769)
Outras deduções da receita	(45.073)	(25.146)
	<u>1.616.405</u>	<u>1.387.470</u>

- (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) O aumento observado no período é consequência, principalmente, das operações estruturadas de compra e venda de energia, conforme detalhado na nota explicativa 13(c). Além disso, apesar de se observar um maior preço médio de venda da energia no Ambiente de Contratação Livre (ACL), verifica-se uma redução na quantidade de energia negociada comparado ao mesmo período do ano anterior.

(c) O aumento do CFURH é consequência da Revisão Periódica da Tarifa Atualizada de Referência (TAR) para o ano de 2025, assim como pelo aumento de na geração, quando comparado ao primeiro trimestre de 2024.

21. Custos de venda de energia

	01/01/2025 a 31/03/2025 (3 meses)	01/01/2024 a 31/03/2024 (3 meses)
Custo de compra de energia (a)	(160.505)	(121.862)
Encargos de transmissão, conexão e distribuição (b)	(349.122)	(341.643)
Serviços de operação e manutenção	(2.281)	(2.693)
	<u>(511.908)</u>	<u>(466.198)</u>

(a) O aumento no custo de venda da energia está associado, principalmente, às operações estruturadas de compra e venda de energia conforme nota explicativa 13(c), que por outro lado, excluído esse efeito, devido ao maior volume de geração hidrelétrica houve uma redução com o custo de compra de energia.

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

22. Custos de operação

	01/01/2025 a 31/03/2025 (3 meses)	01/01/2024 a 31/03/2024 (3 meses)
Contrato oneroso (a)	(227.108)	-
Pessoal	(15.845)	(17.246)
Administradores	(1.205)	(1.114)
Serviços de terceiros	(15.970)	(15.241)
Depreciação e amortização	(488.668)	(437.624)
Seguros (b)	(122.326)	(121.538)
(Provisão) reversão PECLD (c)	680	(22.590)
Outros	(7.146)	(7.423)
	<u>(877.588)</u>	<u>(622.776)</u>

(a) A Companhia reconheceu perdas no valor de R\$ 227.108, refletindo o montante estimado de prejuízo associado à um contrato classificado como oneroso, conforme exigido pelo CPC 25 – Provisões, Passivos Contingentes e Ativos Contingentes, conforme nota explicativa 13 (c).

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

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

23. Despesas operacionais

	01/01/2025 a 31/03/2025 (3 meses)	01/01/2024 a 31/03/2024 (3 meses)
Pessoal	(16.279)	(16.317)
Administradores	(1.629)	(2.305)
Materiais	(314)	(423)
Serviços de terceiros	(12.655)	(28.570)
Depreciação e amortização	(4.277)	(3.843)
Arrendamentos e aluguéis	(261)	(515)
Seguros	(111)	(199)
Passagens	(321)	(489)
Internet	(157)	(336)

	01/01/2025 a 31/03/2025 (3 meses)	01/01/2024 a 31/03/2024 (3 meses)
Provisão	854	(4.634)
Legais e judiciais	(3.717)	(69)
Outros	1.162	(689)
	<u>(37.705)</u>	<u>(58.389)</u>

24. Resultado financeiro, líquido

	01/01/2025 a 31/03/2025 (3 meses)	01/01/2024 a 31/03/2024 (3 meses)
Juros sobre aplicações financeiras	61.621	48.713
Juros e variações monetárias	2.108	2.390
Outros (a)	(2.925)	(2.289)
Receitas financeiras	60.804	48.814
Juros sobre empréstimos e financiamentos (b)	(686.745)	(616.529)
Ajuste a valor presente - passivo oneroso (c)	(21.197)	-
Outras despesas financeiras	(22.613)	(10.749)
Despesas financeiras	(730.555)	(627.278)
Resultado financeiro	<u>(669.751)</u>	<u>(578.464)</u>

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

(b) 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.

(c) A Companhia reconheceu a despesa financeira do ajuste a valor presente do contrato classificado como oneroso, conforme exigido pelo CPC 25 – Provisões, Passivos Contingentes e Ativos Contingentes, conforme nota explicativa 13 (c).

25. 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.

Seguindo as diretrizes do CPC 32, a Administração elaborou estudos sobre a probabilidade de haver disponibilidade de lucro tributável, contra o qual os prejuízos fiscais ou créditos fiscais não utilizados possam ser utilizados. Neste sentido, com base nas estimativas atuais, a Companhia decidiu não constituir novos ativos diferidos, mantendo R\$ 295.939 mil em seu balanço, conforme nota explicativa 3.1.5.

O imposto de renda e a contribuição social diferida não constituída é de R\$ 73.617 mil em 31 de março de 2025. Estes valores poderão ser utilizados pela Companhia futuramente, caso haja probabilidade de haver disponibilidade de lucro tributável suficiente.

(a) Reconciliação do imposto de renda e contribuição social

	01/01/2025 a 31/03/2025 (3 meses)		01/01/2024 a 31/03/2024 (3 meses)	
	Imposto de renda	Contribuição social	Imposto de renda	Contribuição social
Prejuízo antes do IRPJ e da CSLL	(480.547)	(480.547)	(338.357)	(338.357)
Alíquota do IRPJ e CSLL	25%	9%	25%	9%
IRPJ e CSLL à alíquota nominal – 34%	120.137	43.249	(84.590)	(30.452)
Efeitos tributários permanentes	(166)	(60)	308	111
Efeitos tributários temporários	(51.643)	(19.309)	(40.428)	(13.837)
Prejuízo fiscal/Base negativa	(68.327)	(23.881)	124.710	44.178
IRPJ e CSLL correntes	-	-	-	-
Base do IRPJ e CSLL diferido	(479.882)	(479.882)	337.125	337.125
IRPJ e CSLL - 15,25%	29.993	43.189	21.070	30.341
Ativo Fiscal Diferido não constituído/baixado	(30.465)	(43.152)	2.886	(4)
Imposto de renda e contribuição social diferido	(472)	37	23.956	30.337
Total	(435)		54.293	

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

	31/03/2025		31/12/2024	
	Imposto de renda	Contribuição social	Imposto de renda	Contribuição social
Provisões para créditos de liquidação duvidosa	-	-	-	-
Provisões para riscos cíveis, fiscais e trabalhistas	-	-	-	-
Provisão de PIS/COFINS – receita não faturada	-	-	-	-
Provisão PLR folha	-	-	-	-
Provisões para compra de energia elétrica	-	-	-	-
Total das diferenças temporárias	-	-	-	-
Alíquota	6,25%	9%	6,25%	9%
IR e CS sobre diferenças temporárias	-	-	-	-
Prejuízo fiscal IRPJ e Base negativa CSLL	1.906.713	1.964.099	1.906.713	1.964.099
Alíquota	6,25%	9%	6,25%	9%
IR e CS s/ Prejuízo fiscal e Base negativa	119.170	176.769	119.170	176.769
Total	295.939		295.939	

Movimentação do ativo fiscal diferido:

Saldo ativo em 31 de dezembro de 2023	565.273
Constituição do período	96.302
Realização/reversão do período	(365.636)
Saldo ativo em 31 de dezembro de 2024	295.939
Constituição do período	-
Realização do período	-
Saldo ativo em 31 de março de 2025	295.939

Notas Explicativas**(c) Composição do imposto de renda e contribuição social diferidos passivos**

	31/03/2025		31/12/2024	
	Imposto de renda	Contribuição social	Imposto de renda	Contribuição social
Juros capitalizados	(515.609)	(1.166.518)	(521.922)	(1.180.802)
Extensão da concessão (GSF)	(263.998)	(263.998)	(267.106)	(267.106)
Provisão energia elétrica	(19.584)	(19.584)	(2.609)	(2.609)
Diferenças temporárias passivas	(799.191)	(1.450.100)	(791.637)	(1.450.517)
Alíquota	6,25%	9%	6,25%	9%
Base de cálculo IRPJ e CSLL	(49.949)	(130.509)	(49.477)	(130.546)
Total	(180.458)		(180.024)	

Movimentação do passivo fiscal diferido:

Saldo passivo em 31 de dezembro de 2023	(190.675)
Constituição do período	-
Realização no período	10.651
Saldo passivo em 31 de dezembro de 2024	(180.024)
Constituição do período	(2.589)
Realização no período	2.154
Saldo passivo em 31 de março de 2025	(180.459)

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

	31/03/2025	31/12/2024
Ativo fiscal diferido	295.939	295.939
Passivo fiscal diferido	(180.458)	(180.024)
Imposto de renda e contribuição social diferido ativo, líquido	115.480	115.915

(d) Cronograma de realização do imposto diferido líquido:

	Ativo	Passivo	Valor líquido
2025	-	(9.449)	(9.449)
2026	-	(8.616)	(8.616)
2027	-	(8.616)	(8.616)
2028	29.841	(8.616)	21.225
2029	12.712	(8.616)	4.095
2030 em diante	253.385	(136.544)	116.841
	295.939	(180.458)	115.480

(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.

26. 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.

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.

A Companhia possui o saldo de provisão para créditos de liquidação duvidosa no valor de R\$ 18.211 (R\$ 18.890 em 31 de dezembro de 2024) 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 2023 ao período findo em 31 de março de 2025 (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.

Notas Explicativas

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 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).

(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\$ 70.029 em 31 de março de 2025. 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 e/ou captação de financiamentos.

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

31 de março de 2025	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	12.110.499	25.778.267	1.315.434	1.340.224	1.365.487	1.391.285	1.417.505	18.948.332
BNDES Indireto	11.730.750	25.575.325	1.305.079	1.329.674	1.354.737	1.380.332	1.406.345	18.799.158
BNDES PSI	3.491.596	5.198.100	324.881	324.881	324.881	324.881	324.881	3.573.695
Debêntures	909.970	1.263.769	198.119	210.524	224.724	239.976	256.035	134.391
Total	28.242.815	57.815.461	3.143.513	3.205.303	3.269.829	3.336.474	3.404.766	41.455.576

(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 (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.

(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.

	31/03/2025	31/12/2024
Empréstimos, financiamentos e debêntures	28.209.057	28.262.796
Fornecedores	687.882	837.504
Outras contas a pagar	1.012.002	679.572
(-) Caixa e equivalentes de caixa	(665.295)	(796.696)
	<u>29.243.646</u>	<u>28.983.176</u>
Patrimônio líquido	9.107.366	9.587.101
Patrimônio e dívida líquida	<u>38.351.012</u>	<u>38.570.277</u>
Quociente de alavancagem	<u>76%</u>	<u>75%</u>

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 2025 e exercício findo em 31 de dezembro de 2024.

Notas Explicativas

(vi) Instrumentos financeiros por categoria

Em 31 de março de 2025, 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.

27. Análise de sensibilidade dos ativos e passivos financeiros

O endividamento total da Companhia está subdivido 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.

	31/03/2025	%	31/12/2024	%
BNDES Direto	12.110	42,9%	12.140	42,9%
BNDES Indireto	11.731	41,5%	11.756	41,5%
BNDES PSI	3.492	12,4%	3.526	12,5%
Debêntures	910	3,2%	877	3,1%
	28.243		28.298	

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 2025, 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 março de 2025, 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 2025.

A data base utilizada para os financiamentos foi 31 de março de 2025 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)	23.586.752	24.136.303	24.691.223
Taxa sujeita à variação	7,97% + 2,46%	9,96% + 2,46%	11,96% + 2,46%
Despesa financeira projetada	2.366.017	2.846.583	3.328.752
Variação - R\$	-	480.566	962.735

Risco	Cenário Provável I	Cenário II	Cenário III
Financiamento - BNDES (Integral)	3.349.898	3.349.898	3.349.898
Taxa sujeita à variação	5,50%	5,50%	5,50%
Despesa financeira projetada	183.184	183.184	183.184
Variação - R\$	-	-	-

Risco	Cenário Provável I	Cenário II	Cenário III
Financiamento - BNDES (Integral)	26.936.650	27.486.201	28.041.121
Despesa financeira projetada	2.549.200	3.029.766	3.511.935
Variação - R\$	-	480.566	962.735

Risco	Cenário Provável I	Cenário II	Cenário III
Financiamento – Debêntures (pós-fixado)	817.471	828.860	840.337
Despesa financeira projetada	7,25% + 5,65%	7,25% + 7,06%	7,25% + 8,48%
Variação - R\$	105.619	117.650	129.772
	-	12.030	24.152

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 2025, foram definidos 3 cenários diferentes, projetados para o período de 12 meses, com base nos valores do CDI vigentes em 31 de março de 2025, 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	1.436.210	1.436.210	1.436.210
Taxa sujeita à variação	14,25%	7,99%	5,33%
Receita financeira projetada	204.660	153.495	102.330
Variação - R\$	-	(51.165)	(102.330)

28. Cobertura de seguros

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

- (a) Riscos Operacionais;
- (b) Responsabilidade Civil Operações na Usina e Escritórios;
- (c) Responsabilidade Civil de Administradores;
- (d) Frota de Veículos;
- (e) Patrimonial (escritórios Brasília/DF e Altamira/PA);
- (f) Responsabilidade Civil do Explorador ou Transportador Aéreo (R.E.T.A.) e
- (g) Patrimonial (Planta Fotovoltaica);

Notas Explicativas

Composição:

Seguradora	Risco	Cobertura	Prêmio	Amortização Mensal	Vigência
Fairfax	Riscos Operacionais	2.000.000	43.810	3.651	12/24 a 12/25
Chubb	Resp. Civil (Operações)	150.000	1.139	95	12/24 a 12/25
AIG e Tokio	Resp. Civil (D&O)	200.000	681	57	02/25 a 02/26
Porto	Veículos	7.475	138	12	03/25 a 03/26
Mapfre	R.E.T.A. (Drones)	102	6	0,5	09/24 a 09/25
Axa	Patrimonial (Fotovoltaica)	11.185	57	5	12/24 a 12/25

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 2024 a 10 de dezembro de 2025.

O laudo patrimonial atualizado em maio de 2024 para fins de renovação da apólice de Riscos Operacionais ficou em torno de R\$ 30 bilhões, com destaque para as principais coberturas abaixo:

- Danos da Natureza (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 Munich RE (Alemanha), Liberty (Estados Unidos), Scor(França), Austral (Brasil), Hannover (Alemanha) e Allianz (Alemanha), entre outras.

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 2024 a 10 de dezembro de 2025.

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 2025 a 02 de fevereiro de 2026

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\$ 102 por equipamento e um limite individual para acidentes por abalroamentos de até R\$ 633.

Notas Explicativas

Ainda, a Companhia contratou junto à Axa Seguros S.A. a apólice patrimonial da planta fotovoltaica UFV São Joaquim com uma cobertura para danos materiais, inclusive para eventos relacionadas a quebra de máquinas, limitada a R\$ 11 milhões e está apólice possui vigência de 11 de dezembro de 2024 a 11 de dezembro de 2025.

* * *



Notas Explicativas

Certificado de Conclusão

Identificação de envelope: EEDE445D-1BEE-44F1-89E8-D39CC7FC34CC		Status: Concluído
Assunto: Relatório PwC e DFs NESA 31.03.2025		
LoS / Área: Assurance (Audit, CMAAS)		
Tipo de Documento: Relatórios ou Deliverables		
Envelope fonte:		
Documentar páginas: 54	Assinaturas: 1	Remetente do envelope:
Certificar páginas: 2	Rubrica: 0	Alexandra Correia
Assinatura guiada: Ativado		Avenida Brigadeiro Faria Lima, 3732, 16º e 17º
Selo com Envelopeld (ID do envelope): Ativado		andares, Edifício Adalmiro Dellape Baptista B32, Itai
Fuso horário: (UTC-03:00) Brasília		São Paulo, São Paulo 04538-132
		alexandra.correia@pwc.com
		Endereço IP: 34.100.9.85

Rastreamento de registros

Status: Original	Portador: Alexandra Correia	Local: DocuSign
24 de abril de 2025 15:01	alexandra.correia@pwc.com	
Status: Original	Portador: CEDOC Brasil	Local: DocuSign
24 de abril de 2025 16:02	BR_Sao-Paulo-Arquivo-Atendimento-Team@pwc.com	

Eventos do signatário	Assinatura	Registro de hora e data
Marcos Magnusson de Carvalho marcos.carvalho@pwc.com Sócio PwC BR Nível de segurança: E-mail, Autenticação da conta (Nenhuma), Certificado Digital	DocuSigned by:  D2E5968FAA8D4FB... Adoção de assinatura: Imagem de assinatura carregada Usando endereço IP: 134.238.160.20	Enviado: 24 de abril de 2025 15:04 Visualizado: 24 de abril de 2025 15:58 Assinado: 24 de abril de 2025 16:02
Detalhes do provedor de assinatura: Tipo de assinatura: ICP Smart Card Emissor da assinatura: AC SERASA RFB v5		
Termos de Assinatura e Registro Eletrônico: Não oferecido através da Docusign		

Eventos do signatário presencial	Assinatura	Registro de hora e data
Eventos de entrega do editor	Status	Registro de hora e data
Evento de entrega do agente	Status	Registro de hora e data
Eventos de entrega intermediários	Status	Registro de hora e data
Eventos de entrega certificados	Status	Registro de hora e data
Eventos de cópia	Status	Registro de hora e data
Alexandra Correia alexandra.correia@pwc.com Gerente de auditoria - Testemunha PwC PwC Nível de segurança: E-mail, Autenticação da conta (Nenhuma)	Copiado	Enviado: 24 de abril de 2025 16:02 Visualizado: 24 de abril de 2025 16:02 Assinado: 24 de abril de 2025 16:02
Termos de Assinatura e Registro Eletrônico: Não oferecido através da Docusign		

Eventos de cópia	Status	Registro de hora e data
Notas Explicativas Juliana S. Almeida juliana.salmeida@pwc.com Nível de segurança: E-mail, Autenticação da conta (Nenhuma)	Copiado	Enviado: 24 de abril de 2025 15:13 Visualizado: 24 de abril de 2025 16:10
Termos de Assinatura e Registro Eletrônico: Não oferecido através da DocuSign		

Eventos com testemunhas	Assinatura	Registro de hora e data
-------------------------	------------	-------------------------

Eventos do tabelião	Assinatura	Registro de hora e data
---------------------	------------	-------------------------

Eventos de resumo do envelope	Status	Carimbo de data/hora
Envelope enviado	Com hash/criptografado	24 de abril de 2025 15:04
Envelope atualizado	Segurança verificada	24 de abril de 2025 15:13
Entrega certificada	Segurança verificada	24 de abril de 2025 15:58
Assinatura concluída	Segurança verificada	24 de abril de 2025 16:02
Concluído	Segurança verificada	24 de abril de 2025 16:02

Eventos de pagamento	Status	Carimbo de data/hora
----------------------	--------	----------------------

Pareceres e Declarações / Relatório da Revisão Especial - Sem Ressalva

Relatório sobre a revisão de informações trimestrais

Aos Administradores e Acionistas

Norte Energia S.A.

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 2025, que compreendem o balanço patrimonial em 31 de março de 2025 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 nessa data, incluindo as notas explicativas.

A administração é responsável pela elaboração das informações contábeis intermediárias de acordo com o Pronunciamento Técnico CPC 21 - "Demonstração Intermediária" e com a norma internacional de contabilidade 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, consequentemente, 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 o CPC 21 e o IAS 34, aplicáveis à elaboração das 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 2025, elaborada sob a responsabilidade da administração da Companhia e apresentada como informação suplementar para fins do IAS 34. Essa demonstração foi submetida a 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 estão de acordo com os critérios definidos no Pronunciamento Técnico CPC 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 aspectos relevantes, segundo os critérios definidos nesse Pronunciamento Técnico e de forma consistente em relação às informações contábeis intermediárias tomadas em conjunto.

Revisão das cifras do ano anterior

As Informações Trimestrais (ITR) mencionadas no primeiro parágrafo incluem informações contábeis correspondentes ao resultado, às mutações do patrimônio líquido, aos fluxos de caixa e ao valor adicionado do trimestre findo em 31 de março de 2024, obtidas das informações trimestrais (ITR) daquele trimestre apresentadas para fins de comparação. A revisão das Informações Trimestrais (ITR) do trimestre findo em 31 de março de 2024 foi conduzida sob a responsabilidade de outros auditores independentes, que emitiram relatórios de revisão com data de 25 de abril de 2024, sem ressalvas.

Brasília, 24 de abril de 2025

PricewaterhouseCoopers

Auditores Independentes Ltda.

CRC 2SP000160/F-5

Marcos Magnusson de Carvalho

Contador CRC 1SP215373/O-9

Pareceres e Declarações / Declaração dos Diretores sobre as Demonstrações Financeiras

PARECER / DECLARAÇÃO DIRETORES SOBRE AS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS

Declaramos, em atendimento à Instrução CVM nº 480, de 7 de dezembro de 2009, que revisamos, discutimos e estamos de acordo com as Demonstrações Financeiras Intermediárias da Norte Energia S.A, relativas ao trimestre findo em 31 de março de 2025. Brasília, 25 de abril de 2025.

DIRETORIA EXECUTIVA

DIRETORIA (31 DE MARÇO DE 2025)

Nome	Cargo
Paulo Roberto Ribeiro Pinto	Diretor-Presidente
Paulo Roberto Ribeiro Pinto (Interino)	Diretor Administrativo, Financeiro e de Relações com Investidores
Wady Charone Júnior	Diretor de Operação e Manutenção
Silvia Curia de Melo Cabral	Diretora de Regulação e Comercialização

Pareceres e Declarações / Declaração dos Diretores sobre o Relatório do Auditor Independente

PARECER / DECLARAÇÃO DIRETORES SOBRE RELATÓRIO EMITIDO PELA PWC

Declaramos, em atendimento à Instrução CVM nº 480, de 7 de dezembro de 2009, que revisamos, discutimos e estamos de acordo com as opiniões expressas no parecer da PricewaterhouseCoopers Auditores Independentes, auditores independentes da Norte Energia S.A, emitido em 24 de abril de 2024 sobre as suas Demonstrações Financeiras Intermediárias relativas ao trimestre findo em 31 de março de 2025.

Brasília, 25 de abril de 2025

DIRETORIA EXECUTIVA

DIRETORIA (31 DE MARÇO DE 2025)

Nome Cargo

Paulo Roberto Ribeiro Pinto Diretor-Presidente

Paulo Roberto Ribeiro Pinto (Interino) Diretor Administrativo, Financeiro e de Relações com Investidores

Wady Charone Júnior Diretor de Operação e Manutenção

Sílvia Curia de Melo Cabral Diretora de Regulação e Comercialização