

Demonstrações Contábeis

TNE – Transnorte Energia S.A.

31 de Dezembro de 2025
com Relatório do Auditor Independente

TNE – Transnorte Energia S.A.

Demonstrações Contábeis

31 de dezembro de 2025

Índice

Relatório do auditor independente sobre as Demonstrações Contábeis	1
Balanço patrimonial	5
Demonstração do resultado	6
Demonstração do resultado abrangente	7
Demonstrações das mutações do patrimônio líquido	8
Demonstrações dos fluxos de caixa	9
Notas explicativas às Demonstrações Contábeis	10



KPMG Auditores Independentes Ltda.

Rua Verbo Divino, 1400 - Conjunto Térreo ao 801 – parte,

Chácara Santo Antônio, CEP 04719-911, São Paulo - SP

Caixa Postal 79518 - CEP 04707-970 - São Paulo - SP - Brasil

Telefone 55 (11) 3940-1500

kpmg.com.br

Relatório dos auditores independentes sobre as demonstrações financeiras

Aos Acionistas e Diretores da

TNE – Transnorte Energia S.A.

Rio de Janeiro - RJ

Opinião

Examinamos as demonstrações financeiras da TNE – Transnorte Energia S.A. que compreendem o balanço patrimonial em 31 de dezembro de 2025 e as respectivas demonstrações do resultado, do resultado abrangente, das mutações do patrimônio líquido e dos fluxos de caixa para o exercício findo nessa data, bem como as correspondentes notas explicativas, incluindo as políticas contábeis materiais e outras informações elucidativas.

Em nossa opinião, as demonstrações financeiras acima referidas apresentam adequadamente, em todos os aspectos relevantes, a posição patrimonial e financeira, da TNE – Transnorte Energia S.A. em 31 de dezembro de 2025, o desempenho de suas operações e os seus fluxos de caixa para o exercício findo nessa data, de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil e com as normas internacionais de relatório financeiro (*IFRS*) emitidas pelo *International Accounting Standards Board (IASB)*.

Base para opinião

Nossa auditoria foi conduzida de acordo com as normas brasileiras e internacionais de auditoria. Nossas responsabilidades, em conformidade com tais normas, estão descritas na seção a seguir intitulada “Responsabilidades dos auditores pela auditoria das demonstrações financeiras”. Somos independentes em relação à Companhia, de acordo com os princípios éticos relevantes previstos no Código de Ética Profissional do Contador e nas normas profissionais emitidas pelo Conselho Federal de Contabilidade, e cumprimos com as demais responsabilidades éticas de acordo com essas normas. Acreditamos que a evidência de auditoria obtida é suficiente e apropriada para fundamentar nossa opinião.

Principal assunto de auditoria

Principais assuntos de auditoria são aqueles que, em nosso julgamento profissional, foram os mais significativos em nossa auditoria do exercício corrente. Esses assuntos foram tratados no contexto de nossa auditoria das demonstrações financeiras como um todo e na formação de nossa opinião sobre essas demonstrações financeiras e, portanto, não expressamos uma opinião separada sobre esses assuntos.

Mensuração do ativo contratual da concessão

Veja as Notas 3.2 e 9 das demonstrações contábeis

Principal assunto de auditoria	Como auditoria endereçou esse assunto
O balanço patrimonial em 31 de dezembro de 2025 apresenta o saldo do ativo contratual da concessão no montante de 6.909.322 mil, reconhecido em contrapartida a receita de construção da infraestrutura de transmissão e de remuneração do ativo contratual da concessão. A modelagem financeira utilizada na mensuração do ativo contratual da concessão inclui, entre outros elementos, a determinação de custos e, consequentemente, as margens de lucratividade referentes a receita de construção, melhoria, operação e manutenção da infraestrutura de transmissão. Essas margens são calculadas com base nas características e na complexidade de cada contrato de concessão, incluindo a estimativa de recebimentos por meio da Receita Anual Permitida (RAP) do leilão e em relação aos custos para a construção, melhoria, operação e manutenção da infraestrutura de transmissão. Adicionalmente, devido à característica de longo prazo do ativo contratual da concessão, a modelagem financeira também inclui a determinação da taxa de desconto, que representa o componente financeiro embutido no fluxo de recebimentos futuros provenientes da RAP. Devido à relevância do saldo do ativo contratual da concessão, a mensuração do ativo contratual da concessão foi considerada significativa para nossa auditoria.	Nossos procedimentos de auditoria incluíram, mas não se limitaram a: (i) Obtenção dos cálculos elaborados pela Companhia para mensuração do ativo contratual da concessão; (ii) Entendimento do processo e avaliação do desenho dos controles internos relevantes utilizados pela Companhia, no curso da auditoria, relacionados a mensuração do ativo contratual da concessão; (iii) Revisão da metodologia de cálculo utilizada para mensuração do ativo contratual da concessão, análise da consistência das premissas utilizadas no exercício corrente em relação às anteriormente definidas, e avaliação da taxa de desconto utilizada para determinação do componente de financiamento significativo do contrato de concessão. Com base nas evidências obtidas por meio dos procedimentos acima sumarizados, consideramos que a mensuração do ativo contratual da concessão, é aceitável no contexto das demonstrações contábeis relativas ao exercício findo em 31 de dezembro de 2025, tomadas em conjunto.

Responsabilidades da administração e da governança pelas demonstrações financeiras

A administração é responsável pela elaboração e adequada apresentação das demonstrações financeiras de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil e com as normas internacionais de relatório financeiro (IFRS) emitidas pelo *International Accounting Standards Board (IASB)*, e pelos controles internos que ela determinou como necessários para permitir a elaboração de demonstrações financeiras livres de distorção relevante, independentemente se causada por fraude ou erro.

Na elaboração das demonstrações financeiras, a administração é responsável pela avaliação da capacidade de a Companhia continuar operando, divulgando, quando aplicável, os assuntos relacionados com a sua continuidade operacional e o uso dessa base contábil na elaboração das demonstrações financeiras, a não ser que a administração pretenda liquidar a Companhia ou cessar suas operações, ou não tenha nenhuma alternativa realista para evitar o encerramento das operações.

Os responsáveis pela governança da Companhia são aqueles com responsabilidade pela supervisão do processo de elaboração das demonstrações financeiras.

Responsabilidades dos auditores pela auditoria das demonstrações financeiras

Nossos objetivos são obter segurança razoável de que as demonstrações financeiras, tomadas em conjunto, estão livres de distorção relevante, independentemente se causada por fraude ou erro, e emitir relatório de auditoria contendo nossa opinião. Segurança razoável é um alto nível de segurança, mas não uma garantia de que a auditoria realizada de acordo com as normas brasileiras e internacionais de auditoria sempre detectam as eventuais distorções relevantes existentes. As distorções podem ser decorrentes de fraude ou erro e são consideradas relevantes quando, individualmente ou em conjunto, possam influenciar, dentro de uma perspectiva razoável, as decisões econômicas dos usuários tomadas com base nas referidas demonstrações financeiras.

Como parte da auditoria realizada de acordo com as normas brasileiras e internacionais de auditoria, exercemos julgamento profissional e mantemos ceticismo profissional ao longo da auditoria. Além disso:

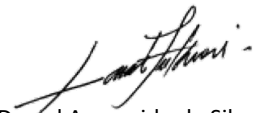
- Identificamos e avaliamos os riscos de distorção relevante nas demonstrações financeiras, independentemente se causada por fraude ou erro, planejamos e executamos procedimentos de auditoria em resposta a tais riscos, bem como obtemos evidência de auditoria apropriada e suficiente para fundamentar nossa opinião. O risco de não detecção de distorção relevante resultante de fraude é maior do que o proveniente de erro, já que a fraude pode envolver o ato de burlar os controles internos, conluio, falsificação, omissão ou representações falsas intencionais.
- Obtemos entendimento dos controles internos relevantes para a auditoria para planejarmos procedimentos de auditoria apropriados às circunstâncias, mas, não, com o objetivo de expressarmos opinião sobre a eficácia dos controles internos da Companhia.
- Avaliamos a adequação das políticas contábeis utilizadas e a razoabilidade das estimativas contábeis e respectivas divulgações feitas pela administração.
- Concluimos sobre a adequação do uso, pela administração, da base contábil de continuidade operacional e, com base nas evidências de auditoria obtidas, se existe incerteza relevante em relação a eventos ou condições que possam levantar dúvida significativa em relação à capacidade de continuidade operacional da Companhia. Se concluirmos que existe incerteza relevante, devemos chamar atenção em nosso relatório de auditoria para as respectivas divulgações nas demonstrações financeiras ou incluir modificação em nossa opinião, se as divulgações forem inadequadas. Nossas conclusões estão fundamentadas nas evidências de auditoria obtidas até a data de nosso relatório. Todavia, eventos ou condições futuras podem levar a Companhia a não mais se manter em continuidade operacional.
- Avaliamos a apresentação geral, a estrutura e o conteúdo das demonstrações financeiras, inclusive as divulgações e se as demonstrações financeiras representam as correspondentes transações e os eventos de maneira compatível com o objetivo de apresentação adequada.

Comunicamo-nos com os responsáveis pela governança a respeito, entre outros aspectos, do alcance planejado, da época da auditoria e das constatações significativas de auditoria, inclusive as eventuais deficiências significativas nos controles internos que identificamos durante nossos trabalhos.

Dos assuntos que foram objeto de comunicação com os responsáveis pela governança, determinamos aqueles que foram considerados como mais significativos na auditoria das demonstrações financeiras do exercício corrente e que, dessa maneira, constituem os principais assuntos de auditoria. Descrevemos esses assuntos em nosso relatório de auditoria, a menos que lei ou regulamento tenha proibido divulgação pública do assunto, ou quando, em circunstâncias extremamente raras, determinarmos que o assunto não deve ser comunicado em nosso relatório porque as consequências adversas de tal comunicação podem, dentro de uma perspectiva razoável, superar os benefícios da comunicação para o interesse público.

São Paulo, 23 de março de 2026

KPMG Auditores Independentes Ltda.
CRC 2SP-014428/O-6



Daniel Aparecido da Silva Fukumori
Contador CRC 1SP245014/O-2

TNE – Transnorte Energia S.A.

Balanco Patrimonial
Exercícios findos em 31 de dezembro 2025 e 2024
(Em milhares de reais)

	Nota	31/12/2025	31/12/2024
<u>ATIVO</u>			
<u>CIRCULANTE</u>			
		782.635	467.637
Caixa e equivalentes de caixa	4	1.510	250.007
Investimentos de curto prazo	5	171.443	5.655
Concessionárias e permissionárias	6	53.236	4.294
Adiantamento a fornecedores	7	1.824	177.874
Impostos a recuperar	8	24.366	8.394
Ativo contratual da concessão	9	516.325	12.438
Reembolsos a receber	10	2.336	2.237
Compensações socioambientais reembolsáveis	10	9.346	6.710
Outros ativos		2.249	28
		6.557.397	3.562.586
<u>NÃO CIRCULANTE</u>			
Títulos e valores mobiliários	5	57.197	50.439
Concessionárias e permissionárias	6	334	290
Ativo contratual da concessão	9	6.392.997	3.400.074
Compensações socioambientais reembolsáveis	10	56.076	62.627
Imobilizado		253	775
Intangível	11	50.540	48.381
TOTAL DO ATIVO		7.340.032	4.030.223
<u>PASSIVO</u>			
<u>CIRCULANTE</u>			
		1.702.764	622.939
Fornecedores	12	39.583	99.397
Empréstimo	13	54.064	3.137
Debêntures	13	1.470.669	496.288
Salários, férias e encargos sociais		2.532	8.372
Tributos e contribuições sociais a recolher		16.110	6.890
Provisões para compensações socioambientais reembolsáveis	10	9.346	6.710
Adiantamento de clientes		580	474
Dividendos a pagar	18.3	147	147
Contribuições e encargos regulatórios diferidos	14	63.250	1.524
Provisões pré-operacionais	15	46.483	-
		3.202.387	2.656.234
<u>NÃO CIRCULANTE</u>			
Empréstimos	13	1.667.444	800.000
Debêntures	13	-	1.150.000
Encargos regulatórios		603	158
Provisões para compensações socioambientais reembolsáveis	10	56.076	62.627
Provisões para compensações socioambientais	11	50.540	48.381
Contribuições e encargos regulatórios diferidos	14	783.142	416.509
Imposto de renda e contribuição social diferidos	16	644.582	175.370
Provisões pré-operacionais		-	194
Outros passivos		-	2.995
		2.434.881	751.050
<u>PATRIMÔNIO LÍQUIDO</u>			
Capital social	18.a	1.041.687	400.000
AFAC	18.a	129.000	-
Reservas de Lucros	18.b	1.264.194	351.050
TOTAL DO PASSIVO E PATRIMÔNIO LÍQUIDO		7.340.032	4.030.223

As notas explicativas são parte integrante das Demonstrações Contábeis.

TNE – Transnorte Energia S.A.

Demonstrações do resultado
Exercícios findos em 31 de dezembro 2025 e 2024
(Em milhares de reais)

	Nota	31/12/2025	31/12/2024
Receita de operação e manutenção		(3.423)	2.101
Receita de implantação de infraestrutura		1.029.315	2.211.252
Remuneração ativo contratual da concessão		2.182.519	104.319
RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA	20	3.208.411	2.317.672
CUSTOS OPERACIONAIS			
Custo de infraestrutura	21	(1.723.305)	(1.869.456)
Custo dos serviços prestados	22	(8.481)	(1.810)
LUCRO BRUTO		1.476.625	446.406
DESPESAS OPERACIONAIS			
Administrativas e gerais		(1.977)	(328)
Pessoal		(839)	(119)
Honorários da diretoria e conselho de administração		(262)	-
Outras receitas		253	-
		(2.825)	(447)
LUCRO ANTES DO RESULTADO FINANCEIRO		1.473.800	445.959
Despesas financeiras	23	(108.945)	(364)
Receitas financeiras	23	18.132	396
		(90.813)	32
LUCRO ANTES DO IMPOSTO DE RENDA E DA CONTRIBUIÇÃO SOCIAL		1.382.987	445.991
Imposto de renda e contribuição social correntes	24	(631)	(1.582)
Imposto de renda e contribuição social diferidos	16 e 24	(469.212)	(150.028)
		(469.843)	(151.610)
LUCRO LÍQUIDO DO EXERCÍCIO		913.144	294.381

As notas explicativas são parte integrante das Demonstrações Contábeis.

TNE – Transnorte Energia S.A.

Demonstrações do resultado abrangente
Exercícios findos em 31 de dezembro 2025 e 2024
(Em milhares de reais)

	31/12/2025	31/12/2024
LUCRO LÍQUIDO DO EXERCÍCIO	913.144	294.381
Outros resultados abrangentes	-	-
RESULTADO ABRANGENTE DO EXERCÍCIO	913.144	294.381

As notas explicativas são parte integrante das Demonstrações Contábeis.

TNE – Transnorte Energia S.A.

Demonstrações das mutações do patrimônio líquido
Exercícios findos em 31 de dezembro 2025 e 2024
(Em milhares de reais)

Descrição	Capital social	AFAC	Reservas de lucros			Lucros/Prejuízos Acumulados	Total
			Reserva Legal	Reserva de Lucros a Realizar	Reserva de Lucros		
Saldos em 31 de dezembro de 2023	400.000	-	2.833	13.459	40.377	-	456.669
Lucro líquido do exercício	-	-	-	-	-	294.381	294.381
Destinação do lucro líquido:							
Reserva legal	-	-	14.719	-	-	(14.719)	-
Reserva de lucros a realizar	-	-	-	69.915	-	(69.915)	-
Reserva de lucros	-	-	-	-	209.747	(209.747)	-
Saldos em 31 de dezembro de 2024	400.000	-	17.552	83.374	250.124	-	751.050
Subscrição e Integralização de Capital	641.687	-	-	-	-	-	641.687
Adiantamento para Futuro Aumento de Capital	-	129.000	-	-	-	-	129.000
Lucro líquido do Exercício	-	-	-	-	-	913.144	913.144
Destinação do lucro líquido:							
Reserva legal	-	-	45.657	-	-	(45.657)	-
Retenção de Lucros a Realizar	-	-	-	216.872	-	(216.872)	-
Reservas de Lucros	-	-	-	-	650.615	(650.615)	-
Saldos em 31 de dezembro de 2025	1.041.687	129.000	63.209	300.246	900.739	-	2.434.881

As notas explicativas são parte integrante das Demonstrações Contábeis.

TNE – Transnorte Energia S.A.

Demonstrações dos fluxos de caixa
Exercícios findos em 31 de dezembro 2025 e 2024
(Em milhares de reais)

	Nota	31/12/2025	31/12/2024
Fluxos de caixa das atividades operacionais			
Lucro antes do imposto de renda e da contribuição social		1.382.987	445.991
Itens que não afetam caixa e equivalentes de caixa			
Depreciação e amortização	22	-	30
Juros debêntures	13	297.620	114.247
Juros empréstimos	13	92.546	36.326
Receita de aplicações financeiras	23	12.706	-
Descontos obtidos	23	(3.919)	(384)
Contribuição e encargos regulatórios diferidos	14	428.359	321.328
		2.210.299	917.538
Aumento no ativo			
Concessionárias e permissionárias	6	(48.986)	(710)
Impostos a recuperar		(15.972)	(7.555)
Ativo contratual da concessão	9	(3.496.810)	(2.623.085)
Reembolsos a receber	10	(99)	(2.237)
Adiantamento a Fornecedores	7	176.050	(120.648)
Outros ativos		(2.221)	(4)
		(3.388.038)	(2.754.239)
(Redução) aumento no passivo			
Fornecedores	12	(55.895)	55.403
Salários, férias e encargos sociais		(5.840)	4.040
Tributos e contribuições sociais a recolher		8.589	(1.437)
Provisões pré-operacionais	15	46.289	-
Adiantamento de clientes		106	(8)
Outros passivos		(2.550)	1.305
		(9.301)	59.303
Caixa líquido aplicado nas atividades operacionais		(1.187.040)	(1.777.398)
Fluxos de caixa das atividades de investimentos			
Resgates de títulos e valores mobiliários		1.084.074	-
Aplicações em títulos e valores mobiliários		(1.269.326)	(50.439)
Resgates de investimento de curto prazo		-	606.691
Aplicações em investimento de curto prazo		-	(500.000)
Aplicações no imobilizado		522	(749)
Caixa líquido (aplicado nas) proveniente das atividades de investimentos		(184.730)	55.503
Fluxos de caixa das atividades de financiamentos			
Integralização de capital	18.a	641.687	-
Adiantamento para futuro aumento de capital	18.a	129.000	-
Captação de debêntures e empréstimos	13	1.600.000	1.950.000
Pagamento de principal e juros de arrendamentos		-	(32)
Pagamento de principal de debêntures	13	(900.000)	-
Amortização e pagamento de juros de debêntures	13	(347.414)	(111.749)
Caixa líquido proveniente das atividades de financiamentos		1.123.273	1.838.219
(Redução) aumento líquido no caixa e equivalentes de caixa		(248.497)	116.324
Demonstração da (redução) aumento em caixa e equivalentes de caixa			
Saldo no início do Exercício		250.007	133.683
Saldo no final do Exercício		1.510	250.007
(Redução) aumento líquido no caixa e equivalentes de caixa		(248.497)	116.324

As notas explicativas são parte integrante das Demonstrações Contábeis.

1. Contexto operacional

A Companhia Transnorte Energia S.A. (“Companhia” ou “TNE”) foi constituída em 25 de novembro de 2011 com o propósito específico de exploração de linhas de transmissão de energia elétrica e tem por objeto planejar, implantar, construir, operar e manter instalações de transmissão de energia elétrica e serviços correlatos. A sede da Companhia está situada R Da Quitanda, 196, Loja, Bairro Centro, na cidade do Rio de Janeiro – RJ.

1.1 Concessão da linha de transmissão

A Companhia é controlada em conjunto pela Alupar Investimento S.A. (“Alupar”) e pela Centrais Elétricas do Norte do Brasil S.A. (“Eletronorte”).

Pelo Contrato de Concessão de Serviço Público de Transmissão de Energia Elétrica nº 003/2012 - ANEEL sob o processo nº 48500.000981/2011-41, de 25 de janeiro de 2012, foi outorgada à Companhia, pela União, a concessão dos Serviços de Transmissão de Energia Elétrica, pelo prazo de 30 anos, que consiste na construção, na operação e na manutenção das instalações de transmissão compostas, da Linha de Transmissão Engenheiro Lechuga - Equador, circuito duplo, em 500 kV, localizada nos estados do Amazonas e de Roraima, Linha de Transmissão Equador - Boa Vista, circuito duplo, em 500 kV, localizada no estado de Roraima, ambas totalizando 715 km de extensão, subestação Equador em 500 kV, localizada no estado de Roraima e subestação Boa Vista em 500/230 kV, localizada no estado de Roraima, e respectivas conexões de unidades transformadoras; entradas de linha, interligações de barras, barramentos, compensador estático de reativos na subestação Boa Vista, reatores de barra e de linha, instalações vinculadas e demais instalações necessárias às funções de medição, supervisão, proteção, telecomunicação, comando, controle, administração e apoio.

O prazo para entrada em operação comercial das instalações de transmissão da Rede Básica foi fixado em 36 meses, salvo o compensador estático de reativos na Subestação de Boa Vista que juntamente com suas instalações associadas deveria entrar em operação comercial no prazo de 24 meses, ambos contados da data de assinatura do contrato de concessão.

Em 05 de maio de 2015 entrou em operação comercial o Compensador Estático de Reativos (CER) na Subestação Boa Vista e em 16 de setembro de 2025 entrou em operação comercial o restante da linha, estando 100% em operação comercial.

A Receita Anual Permitida (“RAP”) da concessionária é definida pelo poder concedente, por meio da ANEEL e fixada anualmente, para períodos definidos como ciclos que compreendem o meses de julho a junho do ano posterior, por meio de Resoluções Homologatórias.

Contrato de concessão					
Número	Início da Concessão	Prazo (anos)	Vigência até	RAP (*)	Índice de correção
003/2012	set/24	27	set/51	R\$ 543.987	IPCA
003/2012	jan/12	30	jan/42	R\$ 17.710	IPCA

(*) A RAP associada a TNE para o ciclo de 2025/2026 é de R\$ 561.697, conforme Resolução Homologatória nº 3.481 de 17 de julho de 2025.

O Contrato de Concessão estabelece que a extinção da concessão determinará a reversão ao poder concedente dos bens vinculados ao serviço, procedendo-se aos levantamentos e avaliações, bem como à determinação do montante da indenização devida à transmissora, observados os valores e as datas de sua incorporação ao sistema elétrico. Assim sendo, a Administração da Companhia entende que ao final do prazo de concessão os valores residuais dos bens vinculados ao serviço serão indenizados pelo poder concedente. A metodologia aplicada à valorização desses ativos encontra-se divulgada na nota explicativa “Ativo contratual da concessão”.

1. Contexto operacional - Continuação

1.2 Aspectos relacionados a conclusão do empreendimento

Devido aos problemas no licenciamento ambiental, a Companhia protocolou na ANEEL, em 02 de setembro de 2015, o requerimento para rescisão amigável do Contrato de Concessão 003/2012 – ANEEL, devido a não manifestação da FUNAI no que tange ao componente indígena.

Em 19 de dezembro de 2016, foi publicado o Despacho Aneel nº 3.265, refletindo a decisão de sua diretoria, tomada na reunião realizada em 13 de dezembro de 2016, que trata da rescisão amigável ao contrato de concessão da TNE, com recomendação para:

(i) acolher o pedido da TNE e, no mérito, dar-lhe parcial provimento reconhecendo que há elementos para extinção do Contrato de Concessão nº 003/2012- ANEEL; e (ii) encaminhar os autos do presente Processo Administrativo ao Ministério de Minas e Energia com recomendações para: (a) extinguir o referido Contrato de Concessão, mediante distrato, nos termos do artigo 472 do Código Civil, ou outra forma que entender adequada; (b) na hipótese de extinção do Contrato, designar um órgão ou entidade da administração federal, neste caso a Eletronorte, para dar continuidade à prestação do serviço público de transmissão referente ao CER da SE Boa Vista, até que ulterior decisão estabeleça a reversão onerosa dos bens em serviço, sendo facultado ao Poder Concedente outorgar a concessão sem efetuar a reversão prévia dos bens vinculados ao respectivo serviço público; e (c) na hipótese de extinção do Contrato, considerar como referência para a indenização dos ativos em serviço, o critério do valor novo de reposição, abatida a depreciação ocorrida no exercício, em laudo contábil a ser fiscalizado pela ANEEL, sendo vedada a indenização de ativos que não estavam em serviço.

Em 13 de setembro de 2017, a TNE protocolou, perante a Justiça Federal o pedido de declaração da rescisão do Contrato de Concessão nº 003/2012- ANEEL, Processo nº: 1012027-22.2017.4.01.3400, em decorrência da inviabilidade, da implantação do empreendimento.

Por sua vez, o Ministério de Minas e Energia (MME), após receber e analisar os autos do processo, em 22 de fevereiro de 2018, encaminhou à ANEEL o Ofício nº 66/2018/SPE-MME pelo qual não acatou a recomendação do Despacho nº 3.265/2016 e devolveu à ANEEL o processo para reavaliação.

Em setembro de 2018, após reunião com a comunidade indígena, a TNE foi autorizada a desenvolver estudos dentro da área afetada para a elaboração do Componente Indígena do Plano Básico Ambiental (PBA-CI). Os trabalhos previstos em tal estudo foram realizados entre outubro/2018 e abril/2019, sendo o documento final protocolado no IBAMA, juntamente da solicitação de Licença de Instalação, em junho de 2019.

Em 10 de setembro de 2019, por meio da 33ª Reunião de Diretoria ANEEL, o colegiado decidiu:

(i) autorizar a celebração de termo aditivo ao Contrato de Concessão nº 003/2012, que deverá constar o reequilíbrio econômico-financeiro e o valor associado ao Compensador Estático de Reativos - CER da SE Boa Vista, parte integrante do escopo do Edital, totalizando RAP de R\$275.561, atualizado até 31 de outubro de 2019;

(ii) recompor o prazo de implantação do objeto para 36 meses, a ser contado a partir da assinatura de Termo de Aditivo Contratual;

(iii) convocar a contratada para, até 31 de outubro de 2019, assinar o aditivo. A presente decisão encontra-se disposta no Despacho ANEEL nº 2.502/2019.

1. Contexto operacional - Continuação

1.2 Aspectos relacionados a conclusão do empreendimento – Continuação

Em 23 de setembro de 2019, considerando que a proposta de reequilíbrio econômico financeiro ao Contrato de Concessão apresentada pela ANEEL se mostrou deficitária, uma vez que dentre os pedidos efetuados pela Companhia, a recomposição do prazo de término da concessão, dentre outros itens, não foi concedida, a TNE apresentou à Agência o recurso de pedido de reconsideração ao Despacho ANEEL nº 2.502/2019. Em 31 de outubro de 2019, foi publicado no DOU, o Despacho ANEEL nº 2951/2019, dando provimento parcial ao pedido de reconsideração da TNE, suspendendo a convocação da TNE para assinatura do Termo Aditivo, originalmente previsto para até 31 de outubro de 2019, até que o referido recurso seja julgado pela diretoria colegiada da Agência.

No âmbito do Processo Judicial nº: 1012027-22.2017.4.01.3400, em março de 2021, foi prolatada sentença julgando procedente em parte a ação proposta, para determinar a rescisão do contrato de concessão nº 003/2012-ANEEL e condenar a União Federal a indenizar a TNE das perdas materiais a serem apuradas em liquidação de sentença.

Adicionalmente, em 25 de março de 2021, a TNE protocolou na ANEEL um pedido oficial para solução de controvérsias (instauração da arbitragem). O objeto dessa lide arbitral consiste na definição de eventual direito da TNE ao reequilíbrio econômico-financeiro do Contrato de Concessão nº 003/2012 até o valor requerido de RAP de R\$395.660.

Em 27 de abril de 2021, em Reunião de Diretoria da ANEEL, esta deliberou por manter, em parte, o teor do Despacho ANEEL nº 2.502/2019, especialmente para os fins de: (i) autorizar a celebração de Termo Aditivo ao Contrato de Concessão nº 3/2012-ANEEL, que deverá constar o reequilíbrio econômico-financeiro e o valor associado ao Compensador Estático de Reativos – CER da Subestação Boa Vista, parte integrante do escopo do Edital do Leilão nº 4/2011-ANEEL, totalizando Receita Anual Permitida – RAP no valor de R\$329.062, atualizada até 30 de junho de 2021; (ii) recompor o prazo de implantação do objeto para 36 (trinta e seis) meses, a ser contado a partir da assinatura do Termo Aditivo Contratual; e (iii) convocar a TNE para, até 30 de junho de 2021, assinar o respectivo aditivo contratual.

Em 10 de setembro de 2021 foi realizada a 9ª Reunião Extraordinária de Diretoria da ANEEL, na qual, foi aprovada a celebração do Termo de Compromisso Arbitral e convocada a TNE para assinar o respectivo Termo e o Aditivo ao Contrato de Concessão. Posteriormente, em 17 de setembro de 2021 foi assinado o Primeiro Termo Aditivo ao Contrato de Concessão nº 003/2012 – ANEEL, contemplando a cláusula compromissória arbitral para definição e forma do eventual reequilíbrio econômico-financeiro do referido Contrato de Concessão.

Adicionalmente, em 28 de setembro de 2021 o Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis (IBAMA) emitiu a Licença de Instalação nº 1.400/2021 que possibilita a implantação da Linha de Transmissão de 500 kV Engenheiro Lechuga – Equador – Boa Vista CD e Subestações Associadas, entretanto, a mesma encontra-se em discussão por meio da Ação Civil Pública nº 0018408-23.2013.4.01.3200 e Ação Civil Pública nº 0018032-66.2015.4.01.3200, propostas pelo Ministério Público Federal em face da TNE para preservação de direitos indígenas supostamente ofendidos e da Ação Civil Pública nº 1030014-50.2021.4.01.3200, também proposta pelo Ministério Público Federal em face da TNE, visando a declaração de nulidade da referida licença.

No âmbito do Processo Judicial nº: 1012027-22.2017.4.01.3400, em 08 de outubro de 2021 foi protocolada petição, em conjunto com União e IBAMA, requerendo a extinção da ação e homologação da transação, em decorrência do compromisso arbitral firmado, com o objetivo de submeter a controvérsia à apreciação do juízo arbitral, nos moldes do

§1º do art. 9º da Lei n. 9.307/96.

1. Contexto operacional - Continuação

1.2 Aspectos relacionados a conclusão do empreendimento - Continuação

Em 26 de novembro de 2021 a TNE protocolou na ANEEL o pedido de reequilíbrio do Contrato de Concessão, conforme determinado no Termo de Compromisso Arbitral e no Aditivo ao Contrato de Concessão. A ANEEL deliberou sobre o pleito, negando o pedido por meio do Despacho ANEEL Nº 728, de 22 de março de 2022, publicado no Diário Oficial da União em 28 de março de 2022.

Em 11 de maio de 2022, na forma do Termo de Compromisso Arbitral firmado entre TNE e ANEEL, foi encaminhado à Corte Internacional de Arbitragem da Câmara de Comércio Internacional o Requerimento de Instauração de Arbitragem, requerendo a declaração do direito da TNE ao reequilíbrio econômico-financeiro integral do Contrato de Concessão. O procedimento arbitral encontra-se em fase inicial, já tendo sido composto o pelo tribunal arbitral que julgará a causa.

Em 22 de setembro de 2022, foi homologado acordo judicial no âmbito das Ações Cíveis Públicas nº 001840823.2013.4.01.3200, nº 0018032-66.2015.4.01.3200 e nº 1030014-50.2021.4.01.3200, envolvendo a TNE, a União, a FUNAI, o IBAMA, o Ministério Público Federal e a Associação Comunidade Waimiri Atroari, entidade representativa do povo indígena Waimiri Atroari, o qual teve por objeto o atendimento de todas as reivindicações do povo Waimiri Atroari com a promoção das “medidas necessárias à implantação da Linha de Transmissão Manaus/AM - Boa Vista/RR, relativas à execução do Contrato de Concessão nº 03/2012-ANEEL e ao seu licenciamento ambiental”, permitindo, assim, o início das ações referentes ao Componente Indígena do Plano Básico Ambiental (PBA-CI) e viabilizando o posterior início das obras em território indígena.

Em 4 de agosto de 2023, foi assinada a ordem de serviço para o início das obras do sistema de transmissão da TNE e as obras foram efetivamente iniciadas.

Quanto ao procedimento arbitral em face da ANEEL, que tramitou perante a Câmara de Comércio Internacional, vale ressaltar que, em 9 de julho de 2025 foi assinado o 2º aditivo ao Contrato de Concessão nº003/2012-Aneel, que alterou o valor da RAP para R\$ 395.660, na data base de março/2019, o qual atualizado em julho pela Resolução Homologatória ANEEL nº 3481 de 17 de julho de 2025, passou a ser R\$ 561.697. Ademais, o referido aditivo estendeu o prazo de término da concessão, que era janeiro de 2041, para setembro de 2051. Os impactos dessas alterações estão refletidos nos quadros desta demonstração contábil.

Em 31 de julho de 2025, o Tribunal da CCI prolatou sentença final do âmbito do procedimento arbitral homologando o acordo consubstanciado no 2º Aditivo ao Contrato de Concessão e encerrando a arbitragem.

Em 16 de setembro de 2025 a Companhia concluiu a etapa de obras e está com sua operação comercial em 100% do empreendimento.

2. Apresentação das Demonstrações Contábeis

As Demonstrações Contábeis foram autorizadas para emissão pela Diretoria em 23 de março de 2026.

2.1 Declaração de conformidade

As Demonstrações Contábeis da Companhia foram preparadas de acordo com o Pronunciamento Técnico CPC 21 (R1) - Demonstração Intermediária e a norma internacional IAS 34 - *Interim Financial Reporting*, emitida pelo International Accounting Standards Board (IASB).

Todas as informações relevantes próprias das Demonstrações Contábeis e somente elas, estão sendo evidenciadas, e correspondem àquelas utilizadas pela Administração na sua gestão.

2.2 Base de preparação e apresentação

As Demonstrações Contábeis foram preparadas utilizando o custo histórico como base de valor, exceto pela valorização de certos instrumentos financeiros, os quais são mensurados pelo valor justo, quando requerido pelas normas contábeis.

2.3 Moeda funcional e de apresentação

As Demonstrações Contábeis foram preparadas e estão apresentadas em milhares de Reais (R\$), que é a moeda funcional da Companhia. A moeda funcional foi determinada em função do ambiente econômico primário de suas operações.

2.4 Julgamentos, estimativas e premissas contábeis significativas

A preparação das demonstrações financeiras Intermediárias da Companhia requer que a Administração faça julgamentos, estimativas e adote premissas que afetam os valores apresentados de receitas, despesas, ativos e passivos, e as respectivas divulgações, bem como as divulgações de passivos contingentes. A liquidação das transações que envolveu estas estimativas pode divergir significativamente dos valores registrados nas demonstrações financeiras Intermediárias.

Estimativas e premissas são revistas de maneira contínua. As revisões das estimativas são reconhecidas prospectivamente. Essas estimativas e premissas incluem: contabilização do contrato de concessão, momento de reconhecimento do ativo contratual, determinação da margem de lucro, determinação das receitas de infraestrutura e de operação e manutenção, determinação da taxa de juros de desconto do ativo contratual, constituição de ativo ou passivo fiscal diferido, análise do risco de crédito e de outros riscos para a determinação da necessidade de provisões, inclusive a provisão para riscos ambientais, fiscais, cíveis e trabalhistas.

Contabilização de contrato de concessão

Na contabilização do contrato de concessão, a Companhia efetua análises que envolvem julgamento da administração, substancialmente, no que diz respeito a aplicabilidade da interpretação de contrato de concessão, determinação e classificação de receitas por obrigação de performance, entre receita de implementação da infraestrutura, receita de remuneração dos ativos de contrato e receita de operação e manutenção como ativo contratual.

2. Apresentação das Demonstrações Contábeis

2.4 Julgamentos, estimativas e premissas contábeis significativas - Continuação

Momento de reconhecimento do ativo contratual

A administração da Companhia avalia o momento de reconhecimento do ativo contratual com base nas características econômicas do contrato de concessão, na medida em que satisfaz a obrigação de construir e implementar a infraestrutura de transmissão e na medida que incorre com gastos de operação e manutenção, sendo a receita reconhecida ao longo do tempo do projeto. O ativo contratual é registrado em contrapartida a receita de infraestrutura, que é reconhecida na proporção dos gastos incorridos, observando as margens de construção. Após a entrada em operação comercial inicia-se o reconhecimento da receita de O&M calculada levando em consideração os custos incorridos na realização da obrigação de desempenho, acrescidos de margem. A parcela do ativo contratual indenizável é identificada quando a implementação da infraestrutura é finalizada.

Determinação da margem de lucro

A margem de lucro é calculada para cada tipo de obrigação de performance.

A margem de construção é determinada em função das características e complexidade dos projetos, bem como da situação macroeconômica nos quais os mesmos são estabelecidos, e consideram a ponderação dos fluxos estimados de recebimentos de caixa em relação aos fluxos estimados de custos esperados para os investimentos de implementação da infraestrutura. Os fluxos estimados de custos esperados são revisados anualmente, na entrada em operação do projeto e/ou quando ocorrer indícios de variações relevantes na evolução da obra, e eventuais eficiências ou ineficiências identificadas são reconhecidas imediatamente no resultado.

A margem de operação e manutenção da infraestrutura de transmissão é determinada em função da observação de receita individual aplicados em circunstâncias similares observáveis, nos casos em que a Companhia tem direito exclusivamente, ou seja, de forma separada, à remuneração pela atividade de operar e manter a infraestrutura de transmissão.

Determinação da taxa de desconto do ativo contratual

A taxa aplicada ao ativo contratual reflete a taxa implícita do fluxo financeiro de cada empreendimento/projeto e considera a estimativa da Companhia para precificar o componente financeiro do ativo contratual na data do início do contrato de concessão em função das características macroeconômicas alinhadas a metodologia do Poder Concedente e a estrutura de custo capital individual dos projetos.

Determinação das receitas de implementação de infraestrutura

Quando a concessionária presta serviços de implementação da infraestrutura, é reconhecida a receita de infraestrutura pelo valor justo e os respectivos custos relativos aos serviços de implementação da infraestrutura à medida que são incorridos, adicionados da margem estimada para cada empreendimento/projeto.

Determinação das receitas de operação e manutenção

Quando a concessionária presta serviços de operação e manutenção, é reconhecida a receita pelo valor justo preestabelecido considerando a margem de operação e manutenção, conforme contraprestação dos serviços.

PV (Parcela variável)

A Companhia dispõe de um percentual, apurado com base nas PV's históricas para cobrir os eventuais custos com perturbações no sistema elétrico.

2 Apresentação das Demonstrações Contábeis

2.5 Continuidade Operacional

Capital Circulante Negativo

Nos exercícios findos em 31 de dezembro de 2025 e 2024, as Demonstrações Contábeis apresentam os seguintes indicadores respectivamente:

	31/12/2025	31/12/2024
Ativo Circulante	782.635	467.637
Passivo Circulante	(1.702.763)	(622.939)
Capital Circulante Negativo	(920.128)	(155.302)

A Administração da Companhia, baseada nas projeções de fluxo de caixa projetadas, entende que a Companhia, gerará resultados suficientes para equalizar os índices financeiros indicados anteriormente, além de cumprir com todas suas obrigações de curto e longo prazo.

Adicionalmente, se necessário, as acionistas da Companhia, Alupar Investimento S.A. e Centrais Elétricas do Norte do Brasil S.A., disponibilizará todos os recursos necessários, de forma a manter a Companhia solvente, bem como envidará seus melhores esforços em alternativas para que a Companhia possa honrar e cumprir com suas obrigações e compromissos financeiros, por pelo menos um ano e um dia após a data de emissão das demonstrações contábeis do exercício findo em 31 de dezembro de 2025.

3. Sumário das Práticas Contábeis Materiais

3.1 Reconhecimento da receita

Os concessionários devem registrar e mensurar a receita dos serviços que prestam obedecendo aos pronunciamentos técnicos CPC 47 - Receita de Contrato com Cliente e CPC 48 - Instrumentos Financeiros, mesmo quando prestados sob um único contrato de concessão. As receitas são reconhecidas quando ou conforme a entidade satisfaz as obrigações de performance assumidas no contrato com o cliente, e somente quando houver um contrato aprovado; for possível identificar os direitos; houver substância comercial e for provável que a entidade receberá a contraprestação à qual terá direito. As receitas da Companhia são classificadas nos seguintes grupos:

3.1.1 Receita de implantação de infraestrutura

Refere-se à receita relativa à obrigação de performance relacionada aos serviços de implementação da infraestrutura, ampliação, reforço e melhorias das instalações de transmissão de energia elétrica. Durante a fase de implantação, a receita é reconhecida pelo valor justo na proporção dos custos incorridos, corrigido pelo índice inflacionário e do diferimento de Programa de Integração Social - PIS, da Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social - COFINS. Para estimar essa receita de Implantação de Infraestrutura, a Companhia utiliza um modelo que apura o custo de financiar o cliente (no caso, Poder Concedente) e considera questões relacionadas à responsabilidade primária pela prestação dos serviços, mesmo nos casos em que haja a terceirização dos serviços, custos de gerenciamento e/ou acompanhamento da obra, além de determinadas despesas do exercício, por esse motivo os projetos embutem margem suficiente visando cobrir os custos em questão e também dos tributos e encargos regulatórios.

3. Sumário das Práticas Contábeis Materiais

3.1.2 Receitas de remuneração dos ativos da concessão

Refere-se aos juros reconhecidos pelo método linear com base na taxa implícita aplicada sobre o valor dos investimentos da infraestrutura de transmissão, e considera as especificidades de cada projeto de reforço, melhorias e de leilão. A taxa implícita busca precificar o componente financeiro do ativo contratual, determinada na data de início do contrato de concessão. A taxa incide sobre o montante a receber do fluxo futuro de recebimento de caixa.

3.1.3 Receitas de operação e manutenção

As receitas de operação e manutenção tem início após a fase de construção e são reconhecidas conforme parâmetros regulatórios definidos no contrato de concessão, as quais embutem margem suficiente para cobrir os custos dos serviços incorridos e também dos tributos e encargos regulatórios.

As receitas com implementação da infraestrutura, receita de remuneração dos ativos de concessão e de operação e manutenção estão sujeitas a correção monetária pela variação do IPCA e ao diferimento de Programa de Integração Social - PIS, da Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social - COFINS, bem como Encargos Regulatórios (Taxa de Fiscalização do Serviço Público de Energia Elétrica "TFSEE" e Reserva Global de Reversão "RGR") registrados no passivo circulante e não circulante.

3.1.4 Receitas de juros

A receita de juros decorrente de aplicações financeiras é calculada com base na aplicação da taxa de juros efetiva, pelo prazo decorrido, sobre o valor do principal investido.

3.2 Ativo contratual da concessão

Conforme previsto no contrato de concessão, o concessionário atua como prestador de serviço. O concessionário implementa, amplia, reforça ou melhora a infraestrutura (serviços de implementação da infraestrutura) usada para prestar um serviço público além de operar e manter essa infraestrutura (serviços de operação e manutenção) durante determinado prazo. A transmissora de energia é remunerada pela disponibilidade da infraestrutura durante o prazo da concessão.

O contrato de concessão não transfere ao concessionário o direito de controle do uso da infraestrutura de serviços públicos. Ocorre a cessão de posse desses bens, que são operados nas condições previstas no contrato de concessão, para realização dos serviços públicos, sendo os bens revertidos ao poder concedente após o encerramento do respectivo contrato.

O ativo contratual se origina na medida em que a concessionária satisfaz a obrigação de construir e implementar a infraestrutura de transmissão, sendo a receita reconhecida ao longo do tempo do projeto, porém o recebimento do fluxo de caixa está condicionado à satisfação da obrigação de desempenho de operação e manutenção. Mensalmente, à medida que a Companhia opera e mantém a infraestrutura, a parcela do ativo contratual equivalente à contraprestação daquele mês é transferida para a conta concessionárias e permissionárias.

O valor do ativo contratual das concessionárias de transmissão de energia é estimado no início da concessão ou em eventual prorrogação, sendo formado por meio do valor presente dos seus fluxos de caixa futuros, sendo as premissas de sua mensuração revisadas na Revisão Tarifária Periódica (RTP).

Os fluxos de caixa são definidos a partir da Receita Anual Permitida (RAP), que é a contraprestação que as concessionárias recebem pela prestação do serviço público de transmissão aos usuários. Estes recebimentos amortizam os investimentos nessa infraestrutura de transmissão e eventuais investimentos não amortizados (bens reversíveis) geram o direito de indenização do Poder Concedente ao final do contrato de concessão. Este fluxo de recebimentos é (i) remunerado pela taxa implícita que representa o componente financeiro do negócio, estabelecida no início do projeto da Companhia, que é 6,61% a.a; e (ii) atualizado pelo IPCA.

3. Sumário das Práticas Contábeis Materiais

Contas a receber da Concessão - Concessionárias e permissionárias

Após o término da fase de construção, à medida que a Companhia opera e mantém a infraestrutura, mensalmente, a parcela do ativo contratual equivalente à contraprestação daquele mês pela satisfação da obrigação de desempenho de construir torna-se um ativo financeiro ao custo amortizado, é registrada em concessionárias e permissionárias, pois nada mais além da passagem do tempo será requerida para que o referido montante seja recebido. Os benefícios deste ativo são os fluxos de caixa futuros.

3.3 Provisão para redução ao valor recuperável de ativos

A Administração da Companhia revisa anualmente o valor contábil líquido dos ativos com o objetivo de avaliar eventos ou mudanças nas circunstâncias econômicas, operacionais ou tecnológicas, que possam indicar deterioração ou perda de seu valor recuperável. Em 31 de dezembro de 2025 e 2024, a Companhia não identificou nenhum indicador, por meio de informações extraídas de fontes internas e externas, relacionado a perdas por redução ao provável valor de recuperação dos ativos.

3.4 Instrumentos financeiros

Ativos financeiros

Ativos financeiros são reconhecidos inicialmente na data em que foram originados ou na data da negociação em que a Companhia se tornam uma das partes das disposições contratuais do instrumento. O desreconhecimento de um ativo financeiro ocorre quando os direitos contratuais aos respectivos fluxos de caixa do ativo expiram ou quando os riscos e benefícios da titularidade do ativo financeiro são transferidos.

As classificações dos ativos financeiros no momento inicial são como segue:

Ativos financeiros mensurados a valor justo por meio do resultado

Esses ativos são subsequentemente mensurados ao valor justo. As variações líquidas do valor justo são reconhecidas na demonstração do resultado.

Ativos financeiros a custo amortizado

Estes ativos são mensurados de forma subsequente ao custo amortizado utilizando o método dos juros efetivos. O custo amortizado é reduzido por perdas por impairment. As receitas de juros, ganhos e perdas cambiais e impairment são reconhecidos no resultado. Qualquer ganho ou perda no desreconhecimento é reconhecido no resultado.

A classificação dos ativos financeiros no reconhecimento inicial depende das características dos fluxos de caixa contratuais do ativo financeiro e do modelo de negócios da Companhia para a gestão destes ativos financeiros.

Os ativos financeiros não são reclassificados subsequentemente ao reconhecimento inicial, a não ser que a Companhia mude o modelo de negócios para a gestão de ativos financeiros, e neste caso todos os ativos financeiros afetados são reclassificados no primeiro dia do período de apresentação posterior à mudança no modelo de negócios.

Custo amortizado: um ativo financeiro é mensurado ao custo amortizado se atender ambas as condições a seguir e não for designado como mensurado ao VJR:

- é mantido dentro de um modelo de negócios cujo objetivo seja manter ativos financeiros para receber fluxos de caixa contratuais; e
- seus termos contratuais geram, em datas específicas, fluxos de caixa que são relativos somente ao pagamento de principal e juros sobre o valor principal em aberto.

3. Sumário das Práticas Contábeis Materiais

3.4 Instrumentos financeiros

Ativos financeiros

Todos os ativos financeiros não classificados como mensurados ao custo amortizado ou ao Valor Justo por Meio do Resultado Abrangente (VJORA), são classificados como ao Valor Justo por Meio do Resultado (VJR). No reconhecimento inicial, a Companhia pode designar de forma irrevogável um ativo financeiro que de outra forma atenda aos requisitos para ser mensurado ao custo amortizado ou ao VJORA como ao VJR se isso eliminar ou reduzir significativamente um descasamento contábil que de outra forma surgiria.

Avaliação do modelo de negócio:

A Companhia realiza uma avaliação do objetivo do modelo de negócios em que um ativo financeiro é mantido em carteira porque isso reflete melhor a maneira pela qual o negócio é gerido e as informações são fornecidas à Administração. As informações consideradas incluem as políticas e objetivos estipulados para a carteira e o funcionamento prático dessas políticas. Eles incluem a questão de saber se:

a estratégia da Administração tem como foco a obtenção de receitas de juros contratuais, a manutenção de um determinado perfil de taxa de juros, a correspondência entre a duração dos ativos financeiros e a duração de passivos relacionados ou saídas esperadas de caixa, ou a realização de fluxos de caixa por meio da venda de ativos;

- como o desempenho da carteira é avaliado e reportado à Administração da Companhia;
- os riscos que afetam o desempenho do modelo de negócios (e o ativo financeiro mantido naquele modelo de negócios) e a maneira como aqueles riscos são gerenciados;
- como os gerentes do negócio são remunerados - por exemplo, se a remuneração é baseada no valor justo dos ativos geridos ou nos fluxos de caixa contratuais obtidos; e
- a frequência, o volume e o momento das vendas de ativos financeiros nos períodos anteriores, os motivos de tais vendas e suas expectativas sobre vendas futuras.

As transferências de ativos financeiros para terceiros em transações que não se qualificam para o desreconhecimento não são consideradas vendas, de maneira consistente com o reconhecimento contínuo dos ativos da Companhia.

Os ativos financeiros mantidos para negociação ou gerenciados com desempenho avaliado com base no valor justo são mensurados ao valor justo por meio do resultado.

Avaliação sobre se os fluxos de caixa contratuais são somente pagamentos de principal e de juros:

Para fins dessa avaliação, o “principal” é definido como o valor justo do ativo financeiro no reconhecimento inicial. Os “juros” são definidos como uma contraprestação pelo valor do dinheiro no tempo e pelo risco de crédito associado ao valor principal em aberto durante um determinado período e pelos outros riscos e custos básicos de empréstimos (por exemplo, risco de liquidez e custos administrativos), assim como uma margem de lucro.

A Companhia considera os termos contratuais do instrumento para avaliar se os fluxos de caixa contratuais são somente pagamentos do principal e de juros. Isso inclui a avaliação sobre se o ativo financeiro contém um termo contratual que poderia mudar o momento ou o valor dos fluxos de caixa contratuais de forma que ele não atenderia essa condição. Ao fazer essa avaliação, a Companhia considera:

- eventos contingentes que modifiquem o valor ou a época dos fluxos de caixa;
- termos que possam ajustar a taxa contratual, incluindo taxas variáveis;
- o pré-pagamento e a prorrogação do prazo; e
- os termos que limitam o acesso da Companhia a fluxos de caixa de ativos específicos (por exemplo, baseados na performance de um ativo).

3. Sumário das Práticas Contábeis Materiais - Continuação

Passivos financeiros

Passivos financeiros são reconhecidos inicialmente na data em que são originados ou na data de negociação em que a Companhia se torna parte das disposições contratuais do instrumento. Todos os passivos financeiros são mensurados inicialmente ao seu valor justo, mais ou menos, no caso de passivo financeiro que não seja ao valor justo por meio do resultado, os custos de transação que sejam diretamente atribuíveis à emissão do passivo financeiro.

As classificações dos passivos financeiros são como seguem:

Mensurados pelo valor justo por meio do resultado

são os passivos financeiros que sejam: (i) mantidos para negociação no curto prazo, (ii) designados ao valor justo com o objetivo de confrontar os efeitos do reconhecimento de receitas e despesas a fim de se obter informação contábil mais relevante e consistente ou (iii) derivativos.

Estes passivos são registrados inicialmente pelos respectivos valores justos, cujas mudanças são reconhecidas no resultado do exercício e, para qualquer alteração na mensuração subsequente dos valores justos que seja atribuível a alterações no risco de crédito do passivo, se houver, que deve ser registrada contra outros resultados abrangentes. A Companhia não possui passivos financeiros classificados nessa categoria.

Mensurados subsequentemente ao custo amortizado

são os demais passivos financeiros que não se enquadram na classificação acima. São reconhecidos inicialmente pelo valor justo deduzido de quaisquer custos atribuíveis à transação e, posteriormente, registrados pelo custo amortizado através do método da taxa efetiva de juros.

Os ativos e passivos financeiros somente são compensados e apresentados pelo valor líquido quando existe o direito legal de compensação dos valores e haja a intenção de realizar o ativo e liquidar o passivo simultaneamente.

As classificações dos instrumentos financeiros (ativos e passivos) estão demonstradas na nota explicativa nº 25.

3.5 Encargos regulatórios

Os encargos regulatórios de Pesquisa e Desenvolvimento (P&D), Fundo Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico (FNDCT) e Ministério de Minas e Energias (MME), são programas de reinvestimento exigidos pela ANEEL para as concessionárias transmissoras e geradoras de energia elétrica, que estão obrigadas a destinar 1% de sua receita operacional líquida para esses programas. A Reserva Global de Reversão (RGR) é um encargo do setor elétrico pago mensalmente pelas concessionárias de energia elétrica, com finalidade de prover recursos para a reversão, expansão e melhoria dos serviços públicos de energia elétrica, sendo que seu valor anual equivale a 2,6% da RAP.

E os valores da Taxa de Fiscalização do Serviço Público de Energia Elétrica (TFSEE), são incidentes sobre a transmissão de energia elétrica e são equivalentes a 0,4% da RAP. Estes saldos estão refletidos no passivo circulante e não circulante na rubrica "Contribuições e encargos regulatórios diferidos", o valor destinado a esses programas, conforme período previsto para a realização dos investimentos.

3.6 Provisões

Provisões são reconhecidas quando a Companhia possui uma obrigação presente (legal ou construtiva) resultante de um evento passado, cuja liquidação seja considerada como mais provável e seu montante possa ser estimado de forma confiável.

3. Sumário das Práticas Contábeis Materiais - Continuação

3.7 Provisões

3.7.1 Provisões para demandas judiciais e administrativas

As provisões para demandas judiciais e administrativas são revisadas e ajustadas para levar em conta alterações nas circunstâncias, tais como prazo de prescrição aplicável, conclusões de inspeções físicas nos processos ou exposições adicionais identificadas com base em novos assuntos ou decisões de tribunais.

3.7.2 Provisões socioambientais

Em atendimento ao Plano Básico Ambiental – PBA a Companhia comprometeu-se a desembolsar, a título de compensação por impactos socioambientais irreversíveis na terra indígena, os valores provisionados com data base de agosto de 2021, atualizado pelo IPCA até a data do respectivo desembolso, a ser pago à ACWA (Associação Comunidade Waimiri Atroari). Esses valores estão sendo provisionados e atualizados ao IPCA mensalmente.

3.8 Arrendamentos

A Companhia avalia, na data de início do contrato aluguel, serviços prestados, entre outros, se esse contrato é ou contém um arrendamento, ou seja, se o contrato transmite o direito de uso de um ativo identificado por um período em troca de contraprestação. Caso o contrato atenda a esses requisitos, a Companhia reconhece um ativo de direito de uso e um passivo de arrendamento na data de início do arrendamento. O ativo de direito de uso é mensurado inicialmente pelo custo e subsequentemente pelo custo menos qualquer depreciação acumulada e perdas ao valor recuperável, e ajustado por certas remensurações do passivo de arrendamento. A depreciação é calculada pelo método linear pelo prazo remanescente do contrato. O passivo de arrendamento é mensurado inicialmente pelo valor presente dos pagamentos futuros do arrendamento, descontados a uma taxa de juros incremental no arrendamento.

3.9 Tributação

3.9.1 Tributos sobre a receita

As receitas da Companhia estão sujeitas aos seguintes impostos e contribuições, pelas seguintes alíquotas básicas:

Programa de Integração Social (PIS) - 1,65%

Contribuição para Financiamento da Seguridade Social (COFINS) – 7,6%

3.9.2 Imposto de renda e contribuição social correntes

O Imposto de renda e a Contribuição social da Companhia são calculados pelo regime do lucro real.

3.9.3 Imposto de renda e contribuição social diferidos

Tributos diferidos são reconhecidos com relação às diferenças temporárias entre os valores contábeis de ativos e passivos para fins de demonstrações contábeis e os usados para fins de tributação. As mudanças dos passivos fiscais diferidos no exercício são reconhecidas como despesa de imposto de renda e contribuição social diferida.

Tributos diferidos passivos são mensurados à alíquota de imposto que é esperada de ser aplicável no ano em que o ativo será realizado ou o passivo liquidado, com base nas alíquotas de imposto (e lei tributária) vigentes na data do balanço, na extensão em que seja provável que lucros tributáveis futuros estarão disponíveis, contra os quais serão utilizados. Ativos fiscais diferidos são revisados a cada data de balanço e são reduzidos na extensão em que sua realização não seja mais provável.

3. Sumário das Práticas Contábeis Materiais - Continuação

3.9.4 PIS e COFINS diferidos

Em 20 de dezembro de 2023, foi promulgada a Emenda Constitucional nº 132 ("Reforma Tributária"), que altera o Sistema Tributário Nacional, prevendo a substituição do PIS e da COFINS pela Contribuição sobre Bens e Serviços (CBS) e pelo Imposto sobre Bens e Serviços (IBS), com período de transição iniciado em 2026 e extinção definitiva dos tributos atuais em 2027.

A Companhia possui saldos de PIS e COFINS Diferidos reconhecidos sobre Ativos Contratuais de Concessão, cujas reversões ocorrerão majoritariamente após o período de extinção de tais tributos, em 2027. Segundo a IAS 12 / CPC 32 (Tributos sobre o Lucro), os ativos e passivos fiscais diferidos devem ser mensurados pelas alíquotas que se espera aplicar no período em que o ativo for realizado ou o passivo liquidado, com base nas taxas que tenham sido substantivamente aprovadas até a data do balanço.

Embora a base constitucional para a extinção do PIS/COFINS tenha sido estabelecida, a Companhia avaliou que a mensuração dos efeitos contábeis de forma fidedigna ainda depende da conclusão da regulamentação infraconstitucional (Leis Complementares). Especificamente para o setor de transmissão de energia, o regime de diferimento da CBS/IBS e as alíquotas específicas que impactarão o equilíbrio econômico-financeiro dos contratos de concessão ainda estão sob definição regulatória. Dessa forma, a Administração entende que a aprovação substantiva para fins de mensuração contábil no seu cenário específico será alcançada ao longo do exercício de 2026, momento em que procederá com o recálculo e a eventual baixa dos saldos diferidos, juntamente com o ajuste correspondente no Ativo Contratual, de modo a refletir a neutralidade regulatória esperada.

As demonstrações contábeis foram preparadas com base nas mesmas práticas contábeis, julgamentos e estimativas contábeis descritas na nota explicativa nº 3 divulgada nas demonstrações contábeis relativas ao exercício findo em 31 de dezembro de 2024 e, portanto, devem ser lidas conjuntamente com as referidas demonstrações contábeis emitidas em 25 de fevereiro de 2025.

3.11 Pronunciamentos novos ou revisados aplicados pela primeira vez em 2025

A Companhia decidiu não adotar antecipadamente nenhuma outra norma, interpretação ou alteração que tenham sido emitidas, mas ainda não estejam vigentes. As normas e interpretações novas e alteradas emitidas, mas não ainda em vigor até a data de emissão das demonstrações Contábeis da Companhia, estão descritas a seguir. A Companhia pretende adotar essas normas e interpretações novas e alteradas, se cabível, quando entrarem em vigor.

IFRS 18 (CPC 51) – Apresentação e Divulgação Em Demonstrações Contábeis: O IFRS 18 substituirá a IAS 1 (CPC 26) para exercícios iniciados em ou após 1º de janeiro de 2027, com aplicação retrospectiva. No Brasil, o CPC 51 está em discussão para alinhamento com a Lei 6.404/76. A norma introduz categorias obrigatórias na DRE (operacional, investimento, financiamento, impostos e operações descontinuadas) e novas diretrizes de agregação.

O Companhia avaliou preliminarmente os seguintes impactos:

- (i) Apresentação da DRE: Há a intenção de transitar da apresentação por "função" para "natureza", visando maior detalhamento dos gastos operacionais.
- (ii) Fluxo de Caixa: O ponto de partida do método indireto será alterado para o "Lucro Operacional". A classificação atual de juros pagos (financiamento) e recebidos (investimento) já cumpre os requisitos da norma;
- (iii) Medidas de Desempenho (MPMs): Como o EBITDA reportado equivale ao subtotal operacional ("OPDAI") definido pela norma, não se preveem conciliações adicionais para medidas não previstas no padrão.

3. Sumário das Práticas Contábeis Materiais - Continuação

3.11 Pronunciamentos novos ou revisados aplicados pela primeira vez em 2025 - Continuação

A Companhia monitora as discussões regulatórias para assegurar plena aderência quando da adoção.

Alterações IFRS 9 e 7 (CPC 48/40): Atualizam a classificação e mensuração de instrumentos financeiros. Incluem regras para baixa de passivos (pagamentos eletrônicos), critérios para fluxos ESG, ativos sem direito a regresso e novas divulgações para ativos ao valor justo por outros resultados abrangentes. Vigência: em 1º de janeiro de 2026. O Companhia não antecipa impactos materiais, mas monitora a formalização das revisões pelo CPC.

3.12 Reforma Tributária - Transição para o Novo Sistema Tributário Nacional

Com a promulgação da Emenda Constitucional nº 132/2023 e sua regulamentação subsequente, foi instituído no Brasil um novo modelo de tributação sobre o consumo, baseado no Imposto sobre Valor Agregado (IVA) Dual, cuja implementação ocorrerá de forma gradual ao longo do período de transição.

A Lei Complementar nº 224/2025, sancionada em 26 de dezembro de 2025, estabeleceu normas gerais aplicáveis à transição para o novo modelo, disciplinando aspectos operacionais da CBS (Contribuição sobre Bens e Serviços) e do IBS (Imposto sobre Bens e Serviços), os critérios de repartição das receitas tributárias entre os entes federativos e promovendo alterações relevantes na tributação federal, com efeitos a partir de 1º de janeiro de 2026.

Os impactos decorrentes dessas alterações vêm sendo avaliados pela Administração da Companhia, considerando a vigência dos benefícios atualmente reconhecidos e a expectativa de sua manutenção ou redução ao longo do período de transição.

A partir de 1º de janeiro de 2026, a Companhia, quando aplicável, passou a integrar a fase de testes do novo sistema tributário, com a aplicação das seguintes alíquotas transitórias:

- 0,9% referente à Contribuição sobre Bens e Serviços (CBS);
- 0,1% referente ao Imposto sobre Bens e Serviços (IBS).

A obrigatoriedade de consideração dessas alíquotas na apuração dos tributos tem início em 1º de abril de 2026. De acordo com a legislação vigente, tais valores não são exigíveis financeiramente no exercício de 2026, não resultando, até o momento, em impacto direto sobre a carga tributária efetiva ou sobre o resultado do período.

Entretanto, a implementação do novo modelo demanda adequações relevantes nos sistemas de informação, nos processos de compliance tributário e na emissão de documentos fiscais, as quais vêm sendo conduzidas pela Administração ao longo do exercício.

As alíquotas definitivas do IBS e da CBS ainda não foram estabelecidas e serão fixadas pelo Senado Federal, sendo as alíquotas mencionadas acima válidas exclusivamente para o exercício de 2026, em caráter transitório.

A Administração da Companhia acompanha continuamente a evolução da regulamentação do novo sistema tributário, em especial a definição das alíquotas definitivas do IBS e da CBS e seus efeitos sobre a formação de preços, a estrutura contratual e o equilíbrio econômico-financeiro dos contratos de concessão.

Diante da ausência de definição das alíquotas finais e da complexidade do período de transição, permanecem incertezas relevantes quanto aos impactos futuros sobre a carga tributária efetiva, os fluxos de caixa e os resultados da Companhia. Tais impactos serão reconhecidos nas demonstrações financeiras quando houver maior grau de certeza quanto à sua ocorrência, em conformidade com os pronunciamentos contábeis aplicáveis (IFRS/CPC).

4. Caixa e equivalentes de caixa

	31/12/2025	31/12/2024
<u>Caixa e equivalente de caixa:</u>		
Numerário disponível	613	37
Aplicações Financeiras	897	249.970
	<u>1.510</u>	<u>250.007</u>

As aplicações financeiras possuem remuneração pela variação do Certificado de Depósito Interbancário - CDI, em média, a 71% do CDI em 31 de dezembro de 2025 (68% do CDI em 31 de dezembro de 2024).

5. Investimentos

a. Curto Prazo

	31/12/2025	31/12/2024
<u>Investimentos de curto prazo</u>		
Aplicações financeiras em fundo de investimentos e CDB	171.443	5.655
	<u>171.443</u>	<u>5.655</u>

As aplicações financeiras mantidas em fundo de investimentos, em 31 de dezembro de 2025 apresentou saldo de R\$ 171.443 com remuneração pela variação do Certificado de Depósito Interbancário - CDI, a 98% do CDI (saldo de R\$ 5.655 em 31 de dezembro de 2024, remuneração de 92,33% do CDI).

b. Longo Prazo

	31/12/2025	31/12/2024
<u>Investimentos de longo prazo</u>		
Aplicações financeiras em fundo de investimentos e CDB	57.197	50.439
	<u>57.197</u>	<u>50.439</u>

A Companhia possui em 31 de dezembro de 2025 aplicação financeira com remuneração pela variação do Certificado de Depósito Interbancário - CDI, a 94% do CDI, o valor é aplicado em conta reserva e apenas será liberado após o integral cumprimento das obrigações garantidas mencionadas na nota 13 que trata dos empréstimos da Companhia.

6. Concessionárias e permissionárias

	31/12/2025	31/12/2024
<u>Concessionárias e permissionárias</u>		
Encargos de uso da transmissão faturados (ativo circulante)	53.236	4.294
Encargos de uso da transmissão faturados (ativo não circulante)	334	290
	<u>53.570</u>	<u>4.584</u>

Durante o exercício findo em 31 de dezembro de 2025, nenhuma provisão para créditos de liquidação duvidosa foi constituída, em decorrência da não apresentação de histórico de perdas e/ou expectativas de perdas nas contas a receber, da avaliação e monitoramento do risco de crédito e tendo em vista que elas são garantidas por meio do Operador Nacional do Sistema (ONS).

Os encargos de uso de transmissão classificados no ativo não circulante, se referem aos AVC's complementares que se encontram em processo judicial, atualizados pela ONS mensalmente através de Informativo de status dos casos particulares da liquidação da transmissão.

Notas Explicativas às Demonstrações Contábeis

31 de dezembro de 2025

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



Transnorte Energia S/A

7. Adiantamento a Fornecedores

Adiantamento a Fornecedores	
Saldo em 31 de dezembro de 2024	177.874
Baixa de Adiantamentos	(176.050)
Adiantamentos	1.824
Serviços	1.824
Saldo em 31 de Dezembro de 2025	1.824

O saldo de adiantamento a fornecedores é composto pelos adiantamentos previsto em contrato com as principais construtoras.

8. Impostos a Recuperar

O saldo de impostos a recuperar atualizado pela Selic é composto conforme abaixo:

Impostos a Recuperar	
IRRF s/ Aplicações Financeiras	22.560
Outros Impostos	1.806
	24.366

9. Ativo Contratual da concessão

Movimentação do Ativo Contratual de Concessão	
Saldo em 31 de dezembro de 2023 - Ativo contratual	789.427
Receita de operação e manutenção (nota 20)	2.394
Remuneração do ativo de concessão (nota 20)	118.891
Receita de infraestrutura (nota 20)	2.520.125
Recuperação do ativo financeiro (recebimentos)	(18.325)
Saldo em 31 de dezembro de 2024 - Ativo contratual	3.412.512
Receita de operação e manutenção (nota 20)	8.436
(-) Parcela variável (nota 20)	(12.338)
Remuneração do ativo de concessão (nota 20)	455.335
Reequilíbrio Econômico Financeiro (20)	2.703.943
Perda na Entrada em operação (20)	(670.994)
Receita de infraestrutura (nota 20)	1.173.519
Recuperação do ativo financeiro (recebimentos)	(161.091)
Saldo em 31 de dezembro de 2025 - Ativo contratual	6.909.322
Ativo contratual da concessão - circulante	516.325
Ativo contratual da concessão - não-circulante	6.392.997
	6.909.322

O Ativo contratual da concessão inclui a projeção de valores a receber decorrentes da implantação de infraestrutura, da receita de remuneração dos ativos de concessão e da operação e manutenção, bem como o valor do ativo indenizável, referente ao montante que o concessionário terá direito quando do término do contrato de concessão. A Companhia considera que o valor da indenização a que terá direito deve corresponder ao valor novo de reposição ajustado pela depreciação acumulada de cada item ao final da concessão.

As contabilizações de adições subsequentes ao ativo contratual somente ocorrerão quando da implantação da infraestrutura relacionada com ampliação/melhoria/reforço da infraestrutura que represente potencial de geração de receita adicional.

9. Ativo Contratual da concessão - Continuação

Os fluxos de caixa são definidos a partir da Receita Anual Permitida (RAP), que é a contraprestação que a Companhia recebe pela prestação do serviço público de transmissão aos usuários. Estes recebimentos amortizam os investimentos nessa infraestrutura de transmissão e eventuais investimentos não amortizados (bens reversíveis) geram direito a indenização pelo Poder Concedente ao final do contrato de concessão. Este fluxo de recebimentos é: (i) remunerado pela taxa implícita que representa o componente financeiro do negócio, estabelecida no início do projeto de 6,61% a.a. e (ii) atualizado pelo IPCA. Adicionalmente, não há alteração da taxa implícita definida no início de cada projeto, qualquer alteração ocorrida no fluxo de recebimentos é reconhecida imediatamente no resultado.

a) A seguir apresentamos as margens de cada obrigação de desempenho do ativo contratual:

	31/12/2025	31/12/2024
<u>Implementação de infraestrutura</u>		
Receita de infraestrutura (nota 20)	1.173.519	2.520.125
Custo de infraestrutura (nota 21)	(1.723.305)	(1.869.456)
Margem	(549.786)	650.669
% Margem Percebida	-46,85%	25,82%
<u>Operação & Manutenção</u>		
Receita de operação e manutenção (nota 20)	8.436	2.394
Custo de operação e manutenção (nota 22)	(8.481)	(1.810)
(-) Parcela variável (nota 20)	(12.338)	-
Margem	(12.383)	584
% Margem Percebida	-146,79%	24,39%

Companhia enfrentou um cenário onde os custos de construção ficaram superiores às receitas de construção, em função da necessidade de conclusão das obras. O custo real superior ao custo orçado, está sendo reconhecido no resultado do exercício, conforme o momento da sua ocorrência. Esse reconhecimento reflete de forma precisa o princípio contábil da competência e os critérios determinados pelo ofício CVM 04/20.

A Companhia entrou em operação em 16 de setembro de 2025, auferindo uma perda na entrada em operação decorrente do atraso de 1 ano da energização prevista no primeiro aditivo.

10. Compensações socioambientais

Em atendimento ao Plano Básico Ambiental – PBA a Companhia comprometeu-se a desembolsar, a título de compensação por impactos socio ambientais irreversíveis na terra indígena, o montante de R\$ 88.513, em valores de agosto de 2021, atualizado pelo IPCA até a data do respectivo desembolso, a ser pago à ACWA (Associação Comunidade Waimiri Atoari). Sobre esse valor de R\$ 88.513, a União irá nos reembolsar com recursos obtidos na forma do Art. 7º, da Lei n. 14.182/2021, regulamentada pelo Decreto nº 11.059/2022, nos termos do art. 7º, §§ 3º a 5º, por meio do Programa de Redução Estrutural de Custos e Geração de Energia na Amazônia Legal e de Navegabilidade do Rio Madeira e do Rio Tocantins. Os reembolsos são realizados pela União, após comprovação, por parte da Companhia, do pagamento efetuado à ACWA, perante o Comitê Gestor do Pró-Amazônia Legal – CGPAL.

10. Compensações socioambientais - Continuação

O primeiro pagamento realizado à ACWA ocorreu em 06 de outubro de 2022, referente as parcelas 1 e 2 de R\$ 14.523, atualizado pelo IPCA. Os R\$ 73.990 restantes, ficou acordado que seriam repassados à ACWA em 40 parcelas trimestrais de aproximadamente R\$ 1.850, atualizados pelo IPCA até a data de pagamento. A primeira parcela das 40 restante foi paga em 03/01/2023.

Em 31 de dezembro de 2025 a quantidade de parcelas restantes a serem repassadas à ACWA é 28 no valor total de R\$ 52.097, que atualizado IPCA, ficou em R\$ 65.422, R\$ 9.346 no circulante e R\$ 56.076 no não circulante, conforme saldo e registro contábil abaixo, da provisão realizado pela Companhia:

	31/12/2025	Movimentação	31/12/2024
<u>Ativo circulante</u>			
(i) Reembolsos a receber	2.336	99	2.237
(ii) Compensações socioambientais reembolsáveis	9.346	2.636	6.710
<u>Ativo não circulante</u>			
(ii) Compensações socioambientais reembolsáveis	56.076	(6.551)	62.627
<u>Passivo circulante</u>			
(iii) Provisões para compensações socioambientais reembolsáveis	(9.346)	(2.636)	(6.710)
<u>Passivo não circulante</u>			
(iii) Provisões para compensações socioambientais reembolsáveis	(56.076)	6.551	(62.627)

- (i) Em 31 de dezembro de 2025 a empresa possui uma parcela a título de compensação de impactos socioambientais irreversíveis decorrentes da perda patrimonial e restrição de direito de uso na Terra Indígena Waimiri Atriori a ser reembolsada pela União.
- (ii) Valores a serem reembolsados pela União após o repasse à ACWA a título de compensação por impactos socioambientais irreversíveis e fortalecimento do PWA (Programa Waimiri Atriori) na terra indígena;
- (iii) Valores a serem repassados à ACWA a título de compensação por impactos socioambientais irreversíveis e fortalecimento do PWA na terra indígena.

11. Intangível e Provisões para compensações socioambientais

O ativo intangível e o passivo registrado através da rubrica Provisões para compensações socioambientais refere-se a gastos que ocorrerão a partir de 2032 frutos de um acordo entre a Companhia e a ACWA (Associação Comunidade Waimiri Atriori) e são referentes aos custos com compensação por impactos socioambientais irreversíveis e fortalecimento do PWA (Programa Waimiri Atriori) em terra indígena.

O valor acordado é de R\$ 40.011, com data base de agosto de 2021, atualizado mensalmente pelo IPCA até a data de entrada em operação comercial do empreendimento, data essa a qual iniciará amortização linear deste intangível até outubro de 2041.

Em 31 de dezembro de 2025 o saldo atualizado deste ativo intangível e sua contrapartida no passivo é de R\$ 50.540.

Movimentação Intangível	
Provisão ACWA Inicial em 2022	40.011
Atualização IPCA Provisão ACWA	8.370
Saldo em 31 de dezembro de 2024	48.381
Atualização IPCA Provisão ACWA	2.159
Saldo em 31 de dezembro de 2025	50.540

Notas Explicativas às Demonstrações Contábeis

31 de dezembro de 2025

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



Transnorte Energia S/A

12. Fornecedores

A rubrica de fornecedores da Companhia é majoritariamente composta por compra de materiais e serviços. Essas operações são realizadas sem envolvimento de operação de "forfait". Em 31 de dezembro 2025 a Companhia apresentou saldo de fornecedores conforme abaixo.

Fornecedores	31/12/2025	31/12/2024
Estruturas metálicas	-	2.971
Carretéis e cabos de alumínio	5.001	55.556
Equipamentos Subestação	18.435	-
Outras compras e serviços	1.955	3.918
Retenção Contratual	14.192	7.494
Fornecedores no Exterior	-	29.458
	39.583	99.397

13. Empréstimos e Debêntures

As principais características e o saldo de debêntures e empréstimo são compostos da seguinte forma:

Instituições financeiras / credores	Vencimento	(% a.a.) Taxa efetiva	Circulante				Não circulante			
			Encargos	Principal	31/12/2025	31/12/2024	Encargos	Principal	31/12/2025	31/12/2024
Empréstimo Basa	15/12/2041	IPCA + 4,4477%	3.315	25.806	29.121	3.137	-	774.194	774.194	800.000
Empréstimo Caixa Econômica Federal	15/05/2041	IPCA + 4,563%	18.193	6.750	24.943	-	-	893.250	893.250	-
Debêntures - 2ª Emissão - 1º e 2º série	29/09/2025	CDI + 2,15%	-	-	-	464.714	-	-	-	-
Debêntures - 3ª Emissão - 1º série	10/04/2026	CDI + 0,94%	-	-	-	11.687	-	-	-	450.000
Debêntures - 4ª Emissão - 1º série	20/09/2026	CDI + 0,49%	21.491	700.000	721.491	19.887	-	-	-	700.000
Debêntures - 5ª Emissão - 1º série	15/05/2026	CDI + 0,49%	49.178	700.000	749.178	-	-	-	-	-
			92.177	1.432.556	1.524.733	499.425	-	1.667.444	1.667.444	1.950.000

Moeda nacional e estrangeira	Saldo inicial	Principal	Encargos	Amortização do	Amortização do	Saldo final
Instituições financeiras / credores	31/12/2024	Contratado		encargos	Principal	31/12/2025
Empréstimo Basa	803.137	-	74.353	(74.175)	-	803.315
Empréstimo Caixa Econômica Federal	-	900.000	18.193	-	-	918.193
Debêntures Eletronorte - 2ª Emissão - 1º e 2º série	464.714	-	49.475	(64.189)	(450.000)	-
Debêntures - 3ª Emissão - 1º série	461.687	-	51.071	(62.758)	(450.000)	-
Debêntures - 4ª Emissão - 1º série	719.887	-	100.123	(98.519)	-	721.491
Debêntures - 5ª Emissão - 1º série	-	700.000	96.951	(47.773)	-	749.178
	2.449.425	1.600.000	390.166	(347.414)	(900.000)	3.192.177

Projeção Liquidação	2026	2027	2028	Após 2028	Total
Debêntures - 4ª Emissão	700.000	-	-	-	700.000
Debêntures - 5ª Emissão	700.000	-	-	-	700.000
Encargos - Debêntures	70.669	-	-	-	70.669
Empréstimo Basa	25.806	51.613	51.613	670.968	800.000
Encargos - Empréstimo Basa	3.315	-	-	-	3.315
Empréstimo Caixa Econômica	6.750	17.100	24.300	851.850	900.000
Encargos - Empréstimo Caixa Econômica	18.193	-	-	-	18.193
	1.524.733	68.713	75.913	1.522.818	3.192.177

Movimentação de Debêntures e Empréstimo	31/12/2025	31/12/2024
	2.449.425	460.601
Ingresso de dívidas	1.600.000	1.950.000
Encargos financeiros capitalizados	390.166	150.573
Amortização do principal	(900.000)	-
Amortização de Encargos	(347.414)	(111.749)
	3.192.177	2.449.425

13. Empréstimos e Debêntures - Continuação

Todos os recursos obtidos com as debêntures e empréstimos foram destinados à finalidade contratualmente prevista, ou seja, foram utilizados na implantação do empreendimento.

A segunda emissão de Debêntures privada (2º Emissão), com entrada de recursos em 29/09/2023 (1º série), no montante de R\$ 200.000 e (2º série) com entrada de recursos em 21/11/2023, no montante de R\$ 250.000, com data de vencimento dos encargos semestralmente (03/2024, 09/2024, 03/2025 e 09/2025), sendo quitação do principal em 29/09/2025, a taxa CDI + 2,15%, tendo como debenturistas Centrais Elétricas Norte do Brasil S.A. – Eletronorte. O contrato não contém cláusulas restritivas (covenants).

Em 2024 foi realizada a terceira emissão de Debêntures pública (3º Emissão), com entrada de recursos em 16/04/2024 (1º série), no montante de R\$ 450.000, com data de vencimento dos encargos semestralmente (08/2024, 04/2025, 08/2025 e 04/2026), sendo quitação do principal em 10/04/2026, a taxa CDI + 0,94%, tendo como agente fiduciário Oliveira Trust Distribuidora de Títulos e Valores Mobiliários SA. O contrato não contém cláusulas restritivas (covenants). O pagamento da 3ª Emissão foi antecipado para 09/10/2025, encerrando o exercício de 2025 com a 3ª Debêntures totalmente liquidada.

Em 26/06/2024 a Companhia captou recurso através de empréstimo CCB com o Banco da Amazônia S.A - BASA, no montante de R\$ 800.000. O prazo de vencimento da cédula é de 210 meses, incluídos 24 meses de carência, vencendo em 15/12/2041, com os meses de carência o pagamento do principal iniciará em 15/07/2026 e demais pagamentos mensalmente sempre dia 15 posterior ao primeiro pagamento, a taxa de 4,4477% mais FAM definido em contrato. Durante a carência os encargos financeiros serão exigidos mensalmente, todo dia 15. Em 31 de dezembro de 2025 o empréstimo possui garantias debositadas na forma de contas reservas, no montante de R\$ 57.197 (R\$ 50.439 em 31 de dezembro de 2024), evidenciado na nota explicativa nº 5. O Contrato possui clausulas restritivas (covenants) que exige a Renovação da Fiança Bancária 90 dias antes do vencimento e não assumir novas dívidas sem prévia autorização do BASA, não conceder preferência a outros créditos, não fazer amortização de ações, não emitir debêntures nem partes beneficiárias, com ressalvas. O descumprimento das cláusulas restritivas ocorrerá o vencimento antecipado dos encargos e principal.

Em 20/09/2024 foi realizada a quarta emissão de Debêntures pública (4º Emissão), com entrada de recursos em 30/09/2024 (1º série), no montante de R\$ 700.000, com data de vencimento dos encargos semestralmente (04/2025, 10/2025, 04/2026 e último pagamento no vencimento), sendo quitação do principal em 20/06/2026, a taxa CDI + 0,49%, tendo como agente fiduciário Vórtex Distribuidora de Títulos e Valores Mobiliários Ltda. O contrato não contém cláusulas restritivas (covenants).

Em 18/12/2024 foi realizada a quinta emissão de Debêntures pública (5º Emissão), com entrada de recursos em 15/01/2025 (1º série), no montante de R\$ 700.000, com data de vencimento dos encargos semestralmente (07/2025, 01/2026, 05/2026 e último pagamento no vencimento), sendo quitação do principal em 15/05/2026, a taxa CDI + 0,49%, tendo como agente fiduciário Vórtex Distribuidora de Títulos e Valores Mobiliários LTDA. O contrato não contém cláusulas restritivas (covenants).

Em 09/09/2025 a Companhia captou recurso através de financiamento com a Caixa Economica Federal, no montante de R\$ 900.000. O prazo de vencimento do contrato é de 210 meses, incluídos 8 meses de carência, vencendo em 15/05/2041, com os meses de carência o pagamento do principal iniciará em 15/05/2026 e demais pagamentos mensalmente sempre dia 15 posterior ao primeiro pagamento, a taxa de 4,563% mais FAM definido em contrato. Durante a carência os encargos financeiros serão exigidos mensalmente, todo dia 15. O contrato possui cláusulas restritivas (covenants), a Companhia exceto pelos endividamentos permitidos, não poderá assumir novos financiamentos/empréstimos, durante o período do financiamento, sem a prévia autorização da caixa e manter, durante a vigência do contrato, ICSD anual igual ou superior a 1,2.

14. Contribuições e encargos regulatórios diferidos

	31/12/2025	31/12/2024
Passivo circulante	63.250	1.524
Pis Diferido	8.520	205
Cofins Diferido	39.241	945
Reserva Global de Reversão - RGR	13.424	323
Taxa de fiscalização ANEEL	2.065	51
Passivo não circulante	783.142	416.509
Pis Diferido	105.484	56.101
Cofins Diferido	485.868	258.406
Reserva Global de Reversão - RGR	166.218	88.402
Taxa de fiscalização ANEEL	25.572	13.600
	846.392	418.033

O diferimento das contribuições e encargos regulatórios é relativo às receitas de implementação da infraestrutura e remuneração do ativo da concessão apurada sobre o ativo contratual e registrado conforme competência contábil. O recolhimento ocorre à medida dos faturamentos mensais.

15. Provisões Pré-Operacionais

A rubrica de provisões Pré-Operacionais é composta conforme abaixo:

	31/12/2025	31/12/2024
Provisões pré-operacionais		
Serviços	4.050	-
Ambiental	35.867	-
Obra Civil	3.465	-
Material	2.688	-
Pessoal	413	-
Provisões pré-operacionais (circulante)	46.483	-
Provisões pré-operacionais (não circulante)	-	194
	46.483	194

Os passivos registrados nessa rubrica refletem os valores com contratos de prestação de serviços, gastos ambientais, fornecimento de materiais e gastos com mão de obra para a construção do respectivo empreendimento que ainda não foram desembolsados ainda que após a energização do empreendimento. Tais provisões são adequadamente mensuradas e contabilizadas, nos aspectos relevantes, considerando as práticas contábeis adotadas no Brasil.

16. Imposto de renda e contribuição social diferidos

O imposto de renda e a contribuição social diferidos passivos, decorrem substancialmente da diferença entre as receitas recebidas (base fiscal) e o reconhecimento de receitas (base contábil) conforme o CPC 47 – receita de contrato com cliente, a ICPC 01 (R1) - interpretação contratos de concessão, o OCPC 05 – orientação contratos de concessão e CPC 06 (R2) – arrendamentos, foram mensurados pelas alíquotas aplicáveis nos exercícios nos quais se espera que o passivo seja liquidado, com base nas alíquotas previstas na legislação tributária vigente no final de cada exercícios.

	31/12/2025		31/12/2024	
	Imposto de renda diferido	Contribuição social diferida	Imposto de renda diferido	Contribuição social diferida
Ativo fiscal diferido				
Diferido do arrendamento mercantil	-	-	-	-
Diferido do ativo contratual	846.392	846.392	418.033	418.033
Subtotal	846.392	846.392	418.033	418.033
Passivo fiscal diferido				
Diferimento do lucro da construção conforme art. 84 inciso II IN nº 1515/14	855.711	855.711	374.896	374.896
Diferido do arrendamento mercantil	-	-	-	-
Diferido do ativo contratual	1.886.510	1.886.510	558.931	558.931
Subtotal	2.742.221	2.742.221	933.827	933.827
Prejuízo Fiscal / Base Negativa	-	-	-	-
Base de cálculo	1.895.829	1.895.829	515.794	515.794
Alíquota aplicada	25%	9%	25%	9%
Total IRPJ e CSLL diferidos	473.957	170.625	128.949	46.421
Total IR e CS alíquota aplicada - Ativo	-	-	-	-
Total IR e CS Diferido alíquota aplicada - Passivo	-	644.582	-	175.370
Total IR e CS alíquota aplicada	-	644.582	-	175.370

16. Imposto de renda e contribuição social diferidos - Continuação

A movimentação do imposto diferido se deu conforme a seguir:

	Lucro Real				
	Dezembro	Movimentação	Dezembro	Movimentação	Dezembro
	2023	no resultado (nota 24)	2024	no resultado (nota 24)	2025
Imposto de renda diferido	(18.633)	(110.316)	(128.949)	(345.009)	(473.957)
Contribuição social diferida	(6.709)	(39.712)	(46.421)	(124.203)	(170.625)
	(25.342)	(150.028)	(175.370)	(469.212)	(644.582)

17. Provisões para contingências

O cálculo dos valores a serem provisionados toma como base, os valores em risco constantes do parecer dos advogados externos e internos responsáveis pela condução dos processos e julgamento de nossa administração, de modo que são provisionados os valores relativos às demandas que entendemos terem probabilidade de perda provável.

A administração da Companhia leva em consideração, para explanação pormenorizada em Nota Explicativa, as demandas jurídicas, administrativas e arbitrais cujo valor em risco da causa supere R\$1.000 e/ou sejam significantes para o negócio da Companhia, tais como ações civis públicas, independentemente do valor em risco.

Não constam nas notas explicativas as demandas jurídicas, administrativas ou arbitrais classificadas com probabilidade de perda remota.

(A) Perda provável: Em 31 de dezembro de 2025 e 31 de dezembro de 2024 não existem processos judiciais, administrativos ou arbitrais que, individualmente e na avaliação da administração da Companhia, sejam considerados relevantes para o negócio.

(B) Perda possível: embora tais processos não sejam provisionados pela Companhia, merecem destaques as seguintes demandas, classificadas como probabilidade possível de perda:

(i) Demandas Tributárias: Em 31 de dezembro de 2025 e 31 de dezembro de 2024 não existem processos judiciais ou administrativas dessas naturezas e que, individualmente e, na avaliação da administração da Companhia, sejam consideradas relevantes para o negócio.

(ii) Demandas Cíveis: Em 31 de dezembro de 2025 e 31 de dezembro de 2024 não existem demandas judiciais ou administrativas dessa natureza.

(iii) Demandas Ambientais: Em 31 de dezembro de 2025 não existem processos judiciais ou administrativas dessas naturezas e que, individualmente e, na avaliação da administração da Companhia, sejam consideradas relevantes para o negócio. Em 31 de dezembro de 2024 a Companhia possuía 04 (quatro) processos administrativos de natureza ambiental, com valor em risco de R\$ 59.486.

(iv) Demandas Trabalhistas/Regulatórias: Em 31 de dezembro de 2025 e 31 de dezembro de 2024 não existem processos judiciais ou administrativas dessas naturezas e que, individualmente e, na avaliação da administração da Companhia, sejam consideradas relevantes para o negócio

18. Capital Social

a. Capital social

Em 31 de dezembro de 2025, o capital social subscrito e integralizado da Companhia é de R\$ 1.041.687 (R\$ 400.000 em 31 de dezembro de 2024). A Companhia realizou a título de adiantamento para futuro aumento de capital o valor de R\$ 129.000 que não alterou a composição acionária da companhia. Até a publicação dessa demonstração contábil o conselho da administração da Companhia não aprovou a data para integralização do capital.

A composição acionária da Companhia em 31 de dezembro de 2025 e 31 de dezembro de 2024 é a seguinte:

	31/12/2025		31/12/2024	
	Quantidade	%	Quantidade	%
Acionistas				
Alupar Investimento S/A	275.178	35,39%	194.001	49,62%
Centrais Elétricas do Norte do Brasil S/A - Eletronorte	502.336	64,61%	196.955	50,38%
Total das ações	777.514	100%	390.956	100%

b. Reserva Legal e destinação do resultado

Foram considerados a título de reserva legal, 5% do lucro líquido do exercício de 2025, conforme previsto na legislação em vigor, limitada a 20% do capital social da Companhia ou 30% do capital social somado ao valor total das reservas.

Destinação do Resultado	31/12/2025	31/12/2024
Lucro/Prejuízo Líquido do Exercício	913.144	294.381
Absorção do prejuízo	-	-
Constituição reserva legal (5%)	(45.657)	(14.719)
Reserva de lucros a realizar (25%)	(216.872)	(69.915)
Reservas de lucros	(650.615)	(209.747)
Total	-	-

Destinação do Resultado	31/12/2025	31/12/2024
Reserva legal (5%)	45.657	2.833
Reserva de lucros a realizar (25%)	216.872	13.459
Reservas de lucros	650.615	40.377
Total	913.144	56.669

A Composição das reservas de lucros é a seguinte:

Reserva de Lucros a Realizar

Foram considerados a título de retenção de lucros, 25% do lucro líquido do exercício de 2025, descontado reserva legal. O valor mantido nessa rubrica é reservado a distribuição de dividendos e serão distribuídos conforme deliberação dos acionistas e realização financeira do saldo de ativo contratual, visto que essa parcela advém substancialmente da contabilização de ativos e passivos, cujos prazo de realização financeira ocorrerão em exercícios futuros.

18. Capital Social - Continuação

Reserva de Lucros

Essa parcela advém substancialmente da contabilização de ativos e passivos, cujos prazo de realização financeira ocorrerão em exercícios futuros. Dessa forma, os valores mantidos nessa rubrica serão distribuídos conforme deliberação dos acionistas e realização financeira do saldo de ativo contratual e, consequentemente geração de caixa pela Companhia.

O estatuto social da Companhia, em consonância com legislação societária brasileira, limita a reserva de lucros, com exceção da reserva para contingências, de incentivos fiscais e de lucros a realizar, ao valor do capital social. Portanto a destinação de tal excesso será deliberada pelos acionistas em Assembléia geral futura.

19. Partes relacionadas

19.1 Remuneração da alta Administração

A remuneração da Administração incluindo diretoria e conselho de administração totalizou em 31 de dezembro de 2025 e 2024, o montante de R\$ 2.896 e R\$ 2.778, respectivamente, composta por pró-labore, encargos, benefícios e gratificação.

19.2 Arrendamentos

A Companhia não possui em aberto valores de arrendamentos a pagar em 31 de dezembro de 2025 e 2024.

19.3 Dividendos

A Companhia possui em aberto os valores de dividendos mínimos obrigatórios em 31 de dezembro de 2025, totalizando R\$ 147 (R\$ 147 em 31 de dezembro de 2024).

20. Receita operacional líquida

A receita operacional líquida é composta da seguinte forma:

	31/12/2025	31/12/2024
Receita operacional bruta	3.657.901	2.641.410
Receita de operação e manutenção (nota 9)	8.436	2.394
(-) Parcela variável (nota 9)	(12.338)	-
Receita de infra-estrutura (nota 9)	1.173.519	2.520.125
Remuneração do ativo de concessão (nota 9)	455.335	118.891
Reequilíbrio Econômico Financeiro (9)	2.703.943	-
Perda na entrada em operação (9)	(670.994)	-
Deduções da receita operacional	(449.490)	(323.738)
Programa de Integração Social - PIS	(60.355)	(43.584)
Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social - COFINS	(277.998)	(200.750)
Reserva global de reversão - RGR	(95.105)	(68.677)
Pesquisa e desenvolvimento - P&D	(560)	(64)
Fundo nacional de desenvolvimento científico e tecnológico - FNDCT	(560)	(64)
Ministério de minas e energia - MME	(280)	(32)
Taxa de fiscalização	(14.632)	(10.567)
Receita operacional líquida	3.208.411	2.317.672

20. Receita operacional líquida - Continuação

A significativa alteração da remuneração do ativo de concessão advem do procedimento arbitral em face da ANEEL, que tramitou perante a Câmara de Comércio Internacional, e que em 9 de julho de 2025 foi assinado o 2º aditivo ao Contrato de Concessão nº003/2012-Aneel, que alterou o valor da RAP para R\$ 395.660, na data base de março/2019, o qual atualizado em julho pela Resolução Homologatória ANEEL nº 3481 de 17 de julho de 2025, passou a ser R\$ 561.697. Ademais, o referido aditivo estendeu o prazo de término da concessão, que era janeiro de 2041, para setembro de 2051. Os impactos dessas alterações estão refletidos no números dessa rubrica.

21. Custo de infraestrutura

O custo de infraestrutura é composto da seguinte forma:

	31/12/2025	31/12/2024
Custo de infraestrutura		
Pessoal	(52.722)	(32.953)
Material	(388.901)	(657.179)
Serviços de terceiros	(974.308)	(968.363)
Seguros	(6)	(4.089)
Tributos e taxas	(58.401)	(60.604)
Receitas financeiras	57.045	40.872
Despesas Financeiras	-	(10.336)
Juros s/ Empréstimo e Debêntures	(283.979)	(150.573)
Outros	(22.033)	(26.231)
Total custo de infraestrutura	(1.723.305)	(1.869.456)

22. Custo dos Serviços Prestados

O custo dos serviços prestados é composto da seguinte forma:

	31/12/2025	31/12/2024
Custos dos serviços prestados		
Pessoal	(1.481)	(417)
Material	(1.455)	(25)
Serviços de terceiros	(3.032)	(1.151)
Aluguéis	(1.374)	(156)
Seguros	(1.139)	(29)
Depreciação e amortização	-	(30)
Outros	-	(2)
Total custos dos serviços prestados	(8.481)	(1.810)

23. Receitas e despesas financeiras

	31/12/2025	31/12/2024
Receitas financeiras	18.132	396
(*) Receita de aplicações financeiras	12.706	-
Descontos obtidos	3.919	384
Outros	56	1
Atualização monetária	1.451	11
Despesas financeiras	(108.945)	(364)
Encargos sobre empréstimos e financiamentos (nota 13)	(106.642)	-
Pis e Cofins s/ Receitas	(869)	(12)
Atualização monetária	(22)	-
Outros	(1.412)	(352)
Total líquido	(90.813)	32

(*) Receita de aplicações financeiras líquida de impostos

24. Imposto de renda e contribuição social

A conciliação da despesa calculada pela aplicação das alíquotas fiscais combinadas e da despesa de imposto de renda e contribuição social apurados no regime do lucro real e debitada em resultado é demonstrada como segue:

	31/12/2025		31/12/2024	
	Imposto de renda	Contribuição social	Imposto de renda	Contribuição social
Tributos correntes lucro real:				
Lucro societário antes do IR e CS	1.382.987	1.382.987	445.991	445.991
Ativo Financeiro Realizado artigo 84	102.246	102.246	7.123	7.123
Receita Remuneração da Concessão - Art. 84 inciso I IN 1515/14	(583.044)	(583.044)	(225.014)	(225.014)
Ativo contratual CPC 47	(913.207)	(913.207)	(223.474)	(223.474)
(+) Outros	12.990	12.950	94	94
Lucro (Prejuízo) Fiscal	1.972	1.932	4.720	4.720
(-) Compensação de Prejuízos Fiscais	-	-	-	-
Base de cálculo do IRPJ e da CSLL	1.972	1.932	4.720	4.720
Alíquota	15%	9%	15%	9%
Alíquota adicional IRPJ (exceder R\$240/ano)	10%	-	10%	-
	(469)	(174)	(1.156)	(426)
Outros	12	-	-	-
Total dos tributos correntes	(457)	(174)	(1.156)	(426)
Total dos tributos diferidos (nota 16)	(345.009)	(124.203)	(110.316)	(39.712)
Despesa total com tributos	(345.466)	(124.377)	(111.472)	(40.138)
Alíquota efetiva	33,97%		33,99%	

25. Instrumentos financeiros

a. Considerações gerais

A Companhia mantém operações com instrumentos financeiros, cujos limites de exposição aos riscos de crédito são aprovados e revisados periodicamente pela Administração.

Os valores contábeis dos instrumentos financeiros, ativos e passivos, quando comparados com os valores que poderiam ser obtidos na sua negociação em um mercado ativo ou, na ausência deste, com valor presente líquido ajustado com base na taxa vigente de juros no mercado, aproximam-se substancialmente de seus correspondentes valores de mercado.

b. Valor justo e classificação dos instrumentos financeiros

Caixa e equivalentes de caixa, concessionárias e permissionárias e fornecedores se aproximam do seu respectivo valor contábil assim a divulgação destes permanecem inalteradas.

c. Valor justo e classificação dos instrumentos financeiros

	31/12/2025		31/12/2024		Mensuração do valor justo	Classificação por categoria
	Valor contábil	Valor justo	Valor contábil	Valor justo		
Ativo						
Caixa	613	613	37	37	-	Custo amortizado
Equivalentes de caixa	897	897	249.970	249.970	Nível II	Valor justo por meio de resultado
Investimentos a curto prazo	171.443	171.443	5.655	5.655	Nível II	Valor justo por meio de resultado
Concessionárias e permissionárias	53.570	53.570	4.584	4.584	-	Custo amortizado
Investimentos a longo prazo	57.197	57.197	50.439	50.439	Nível II	Valor justo por meio de resultado
	283.720	283.720	310.685	310.685		
Passivo						
Fornecedores	39.582	39.582	99.397	99.397	-	Custo amortizado
Empréstimo	1.721.508	1.721.508	803.137	803.137	-	Custo amortizado
Debêntures	1.470.669	1.470.669	1.646.288	1.646.288	-	Custo amortizado
	3.231.759	3.231.759	2.548.822	2.548.822		

25. Instrumentos financeiros - Continuação

d. Hierarquia do valor justo

Não houve reclassificação de categoria de instrumentos financeiros no exercício findo em 31 de dezembro de 2025, não houve transferência entre avaliações de valor justo nível I e nível II, e nem transferência entre avaliações de valor justo nível III e nível II.

e. Análise de sensibilidade

i. Análise de sensibilidade das aplicações financeiras

Com a finalidade de verificar a sensibilidade do indexador nas aplicações financeiras as quais a Companhia estava exposta na data-base de 31 de dezembro de 2025, foram definidos 5 cenários diferentes. Com base no relatório FOCUS de 31 de dezembro de 2025, foi extraída a projeção do indexadores CDI e assim definindo-os como o cenário provável, a partir deste foram calculadas variações de 25% e 50%.

Para cada cenário foi calculada a receita financeira bruta não levando em consideração incidência de impostos sobre os rendimentos das aplicações. A data base utilizada da carteira foi 31 de dezembro de 2025 projetando para um ano e verificando a sensibilidade do CDI com cada cenário

Indexador	Posição em 31/12/2025	Projeção Receitas Financeiras - Um Ano				
		Cenário Provável	Risco de redução		Risco de aumento	
			Cenário I (-50%)	Cenário II (-25%)	Cenário III (+25%)	Cenário IV (+50%)
Investimento de curto prazo	CDI	171.443	12,25%	6,13%	9,19%	15,31%
		21.002	10.509	15.756	26.248	31.511
Investimento de Longo prazo	CDI	57.197	12,25%	6,13%	9,19%	15,31%
		7.007	3.506	5.256	8.757	10.513

ii. Análise de sensibilidade ao risco da taxa de juros

Com a finalidade de verificar a sensibilidade do indexador da dívida ao qual a Companhia estava exposta na data base de 31 de dezembro de 2025, foram definidos 05 cenários diferentes. Como cenário provável, o adotado pela Companhia, o CDI/IPCA projetado foi obtido por meio do relatório Focus do Banco Central de 31 de dezembro de 2025; a partir deste parâmetro foram calculados os cenários I e II com 25% e 50% de queda de risco e os cenários III e IV com 25% e 50% de elevação de risco respectivamente.

Para cada cenário foi calculada a despesa financeira bruta não levando em consideração incidência de impostos e o fluxo de vencimentos de cada contrato programado para um ano. A data base utilizada da carteira foi 31 de dezembro de 2025, projetando os índices para um ano e verificando a sensibilidade dos mesmos em cada cenário.

				Projeção Despesas Financeiras - Um Ano				
Taxa de Juros a.a.		Posição em	31/12/2025	Cenário Provável	Risco de redução		Risco de aumento	
					Cenário I (-50%)	Cenário II (-25%)	Cenário III (+25%)	Cenário IV (+50%)
Empréstimo Basa	IPCA	+	4,45%	803.315	4,06%	2,03%	3,05%	5,08%
					69.794	52.762	61.320	78.352
Empréstimo Caixa Econômica Federal	IPCA	+	4,56%	918.193	4,06%	2,03%	3,05%	5,08%
					80.877	61.387	71.180	90.670
Debêntures - 4ª Emissão - 1ª série	CDI	+	0,49%	721.491	12,25%	6,13%	9,19%	15,31%
					32.971	18.253	25.649	40.367
Debêntures - 5ª Emissão - 1ª série	CDI	+	0,49%	749.178	12,25%	6,13%	9,19%	15,31%
					34.237	18.954	26.633	41.916

25. Instrumentos financeiros – Continuação

e. Riscos resultantes de instrumentos financeiros

Os principais fatores de risco inerentes às operações da Companhia podem ser assim identificados:

i. Risco de crédito

A Companhia mantém contrato com o Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS, concessionárias e outros agentes, regulando a prestação de seus serviços vinculados à rede básica a aproximadamente 1.720 usuários, com cláusula de garantia bancária. Não há risco de inadimplência, uma vez que as contas a receber da Companhia são garantidas pelo ONS.

ii. Risco de liquidez

A principal fonte de caixa da Companhia é proveniente de suas operações, principalmente do uso do seu sistema de transmissão de energia elétrica por outras concessionárias e agentes do setor. Seu montante anual, representado pela RAP vinculada às instalações de rede básica é definida, nos termos da legislação vigente, pela ANEEL.

iii. Risco de preço

As receitas da Companhia são reajustadas anualmente conforme as cláusulas previstas no contrato de concessão, pelo IPCA, sendo sujeitas a revisão tarifária que ocorre a cada 5 anos, onde o regulador toma por base o custo da TJLP. A Administração da Companhia não considera relevante sua exposição aos riscos acima e portanto, não apresenta o quadro demonstrativo da análise de sensibilidade.

iv. Risco de interrupção do serviço

Em caso de interrupção do serviço, a Companhia estará sujeita a redução de suas receitas por meio da aplicação de algumas penalidades, dependendo do tipo, do nível e da duração da indisponibilidade dos serviços, conforme regras estabelecidas pelo órgão regulador. No caso de desligamentos prolongados, os efeitos podem ser relevantes.

v. Risco técnico

A infraestrutura da concessão é dimensionada de acordo com orientações técnicas impostas por normas locais e internacionais. Ainda assim, algum evento de caso fortuito ou força maior pode causar impactos econômicos e financeiros maiores do que os previstos pelo projeto original. Nesses casos, os custos necessários a recolocação das instalações em condições de operação devem ser suportados pela Companhia, ainda que eventuais indisponibilidades de suas linhas de transmissão não gerem redução das receitas (parcela variável).

26. Benefícios a empregados

A Companhia oferece aos seus empregados benefícios que englobam basicamente: seguro de vida, assistência médica e odontológica, vale transporte, e vale refeição e plano de previdência privada (onde o plano de aposentadoria é de contribuição definida).

No plano de contribuição definida, a Companhia patrocina um plano de previdência, mas deixa o risco para os beneficiários que podem ganhar mais ou menos de acordo com a gestão dos recursos, a patrocinadora não tem responsabilidade de garantir um valor mínimo ou determinado. Nesse caso a obrigação do empregador nos planos de contribuição definida são as contribuições.

27. Cobertura de seguros

A Companhia adota a política de contratar cobertura de seguros para os bens sujeitos a riscos por montantes considerados suficientes para cobrir eventuais sinistros, considerando a natureza de sua atividade. O quadro a seguir sumaria os riscos considerados e correspondentes valores da cobertura desses seguros em 31 de dezembro de 2025.

Risco/Objeto	Importância segurada	Término da vigência
Responsabilidade Civil - Ambiental	30.000	16/09/2026
Responsabilidade Civil - D&O	10.000	28/08/2026
Responsabilidade Civil - Geral	100.000	16/09/2026
Seguro de Riscos Operacionais	150.000	16/09/2026
Seguro de riscos nomeados	34.406	30/06/2026
Seguro Patrimonial	1.704	17/07/2026
Seguro Patrimonial	110	17/07/2026
	326.220	

José Roberto da Silva
Diretor Administrativo Financeiro

Newton Jordão Zerbini
Diretor Técnico

Jainy Fernanda de Oliveira
Contadora – CRC 1 SP-338419/O

Demonstrações Contábeis Regulatórias

TNE – Transnorte Energia S.A.

31 de dezembro de 2025
com Relatório do Auditor Independente



Transnorte Energia S.A.

TNE – Transnorte Energia S.A.

Demonstrações contábeis regulatórias

31 de dezembro de 2025

Índice

Relatório do auditor independente sobre as demonstrações contábeis regulatórias.....	1
Balanço patrimonial regulatório.....	4
Demonstrações do resultado regulatório	5
Demonstrações do resultado abrangente regulatório	6
Demonstrações das mutações do patrimônio líquido regulatório	7
Demonstrações dos fluxos de caixa regulatório.....	8
Notas explicativas às demonstrações contábeis regulatórias.....	9



KPMG Auditores Independentes Ltda.

Rua Verbo Divino, 1400 - Conjunto Térreo ao 801 – parte,
Chácara Santo Antônio, CEP 04719-911, São Paulo - SP

Caixa Postal 79518 - CEP 04707-970 - São Paulo - SP - Brasil

Telefone 55 (11) 3940-1500

kpmg.com.br

Relatório dos auditores independentes sobre as demonstrações contábeis regulatórias

Aos Administradores e Acionistas da

TNE – Transnorte Energia S.A.

Rio de Janeiro - RJ

Opinião

Examinamos as demonstrações contábeis regulatórias da TNE – Transnorte Energia S.A. (“Companhia”), que compreendem o balanço patrimonial em 31 de dezembro de 2025 e as respectivas demonstrações do resultado, do resultado abrangente, das mutações do patrimônio líquido e dos fluxos de caixa para o exercício findo naquela data, bem como as correspondentes notas explicativas, incluindo as políticas contábeis materiais e outras informações elucidativas. As demonstrações contábeis foram elaboradas pela administração da TNE – Transnorte Energia S.A., com base no Manual de Contabilidade do Setor Elétrico – MCSE.

Em nossa opinião, as demonstrações contábeis regulatórias acima referidas apresentam adequadamente, em todos os aspectos relevantes, a posição patrimonial e financeira TNE – Transnorte Energia S.A., em 31 de dezembro de 2025, o desempenho de suas operações e os seus fluxos de caixa para o exercício findo naquela data, de acordo com o Manual de Contabilidade do Setor Elétrico – MCSE.

Base para opinião

Nossa auditoria foi conduzida de acordo com as normas brasileiras e internacionais de auditoria. Nossas responsabilidades, em conformidade com tais normas, estão descritas na seção a seguir intitulada “Responsabilidades dos auditores pela auditoria das demonstrações contábeis regulatórias”. Somos independentes em relação à Companhia, de acordo com os princípios éticos relevantes previstos no Código de Ética Profissional do Contador e nas normas profissionais emitidas pelo Conselho Federal de Contabilidade, aplicáveis a auditorias de demonstrações contábeis regulatórias de entidades de interesse público no Brasil. Nós também cumprimos com as demais responsabilidades éticas de acordo com essas normas. Acreditamos que a evidência de auditoria obtida é suficiente e apropriada para fundamentar nossa opinião.

Ênfase - Base de elaboração das demonstrações contábeis regulatórias

Chamamos a atenção para a nota explicativa 2 às demonstrações contábeis regulatórias, que descreve a base de elaboração dessas demonstrações contábeis. As demonstrações contábeis regulatórias foram elaboradas para auxiliar a TNE – Transnorte Energia S.A., a cumprir os requerimentos da ANEEL. Consequentemente, essas demonstrações contábeis regulatórias podem não ser adequadas para outras finalidades. Nossa opinião não está ressalvada em relação a esse assunto.

Principal assunto de auditoria

Principais assuntos de auditoria são aqueles que, em nosso julgamento profissional, foram os mais significativos em nossa auditoria do exercício corrente. Esse assunto foi tratado no contexto de nossa auditoria das demonstrações contábeis regulatórias como um todo e na formação de nossa opinião sobre essas demonstrações contábeis e, portanto, não expressamos uma opinião separada sobre esse assunto.

Mensuração do ativo imobilizado

Veja as Notas 3.1 e 9 das demonstrações contábeis regulatórias

Principal assunto de auditoria	Como auditoria endereçou esse assunto
Em 31 de dezembro de 2025 a Companhia possui registrado no seu Balanço Patrimonial o montante de R\$ 4.101.508 mil relativo ao seu ativo imobilizado líquido. Esses ativos são mensurados ao custo histórico de aquisição ou construção, menos qualquer depreciação e perda por redução ao valor recuperável acumuladas. A Companhia considera as estimativas de vida útil determinadas pelo Manual de Controle Patrimonial do Setor Elétrico (MCPSE) para fins de determinação da depreciação dos seus ativos de transmissão. Devido à relevância do ativo imobilizado, consideramos esse assunto como o principal assunto de auditoria.	Avaliamos as políticas contábeis aplicadas pela Companhia para reconhecimento e mensuração do ativo imobilizado e confrontamos os mapas auxiliares relativos ao ativo imobilizado com os saldos contábeis. Adicionalmente, efetuamos o recálculo da depreciação do ativo imobilizado com base nas vidas úteis determinadas no Manual de Contabilidade do Setor Elétrico – MCSE confrontando o resultado do recálculo com os saldos contábeis. Por fim, avaliamos a adequação das divulgações efetuadas sobre o ativo imobilizado nas demonstrações contábeis regulatórias. Com base nas evidências obtidas por meio dos procedimentos acima sumarizados, consideramos que a mensuração do ativo imobilizado, bem como as divulgações relacionadas, são aceitáveis no contexto das demonstrações contábeis regulatórias relativas ao exercício findo em 31 de dezembro de 2025, tomadas em conjunto.

Outros assuntos

Demonstrações contábeis regulatórias

A TNE – Transporte Energia S.A., preparou um conjunto de demonstrações contábeis separado para o exercício findo em 31 de dezembro de 2025, de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil e as normas contábeis internacionais (IFRS Accounting Standards) emitidas pelo *International Accounting Standards Board (IASB)*, sobre o qual emitimos relatório de auditoria independente separado, com data de 23 de março de 2026.

Responsabilidade da administração e da governança pelas demonstrações contábeis regulatórias

A Administração da Companhia é responsável pela elaboração e adequada apresentação dessas demonstrações contábeis regulatórias de acordo com o MCSE e pelos controles internos que a Administração determinou como necessários para permitir a elaboração dessas demonstrações contábeis regulatórias livres de distorção relevante, independentemente se causada por fraude ou erro.

Na elaboração das demonstrações contábeis regulatórias, a administração é responsável pela avaliação da capacidade de a Companhia continuar operando, divulgando, quando aplicável, os assuntos relacionados com a sua continuidade operacional e o uso dessa base contábil na elaboração das demonstrações contábeis, a não ser que a administração pretenda liquidar a Companhia ou cessar suas operações, ou não tenha nenhuma alternativa realista para evitar o encerramento das operações.

Os responsáveis pela governança da Companhia são aqueles com responsabilidade pela supervisão do processo de elaboração das demonstrações contábeis.

Responsabilidade dos auditores pela auditoria das demonstrações contábeis regulatórias

Nossos objetivos são obter segurança razoável de que as demonstrações contábeis regulatórias, tomadas em conjunto, estão livres de distorção relevante, independentemente se causada por fraude ou erro, e emitir relatório de auditoria contendo nossa opinião. Segurança razoável é um alto nível de segurança, mas não uma garantia de que a auditoria realizada de acordo com as normas brasileiras e internacionais de auditoria sempre detectam as eventuais distorções relevantes existentes. As distorções podem ser decorrentes de fraude ou erro e são consideradas relevantes quando, individualmente ou em conjunto, possam influenciar, dentro de uma perspectiva razoável, as decisões econômicas dos usuários tomadas com base nas referidas demonstrações contábeis regulatórias.

Como parte da auditoria realizada de acordo com as normas brasileiras e internacionais de auditoria, exercemos julgamento profissional e mantemos ceticismo profissional ao longo da auditoria. Além disso:

- Identificamos e avaliamos os riscos de distorção relevante nas demonstrações contábeis regulatórias, independentemente se causada por fraude ou erro, planejamos e executamos procedimentos de auditoria em resposta a tais riscos, bem como obtemos evidência de auditoria apropriada e suficiente para fundamentar nossa opinião. O risco de não detecção de distorção relevante resultante de fraude é maior do que o proveniente de erro, já que a fraude pode envolver o ato de burlar os controles internos, conluio, falsificação, omissão ou representações falsas intencionais.
- Obtemos entendimento dos controles internos relevantes para a auditoria para planejarmos procedimentos de auditoria apropriados às circunstâncias, mas, não, com o objetivo de expressarmos opinião sobre a eficácia dos controles internos da Companhia.
- Avaliamos a adequação das políticas contábeis utilizadas e a razoabilidade das estimativas contábeis e respectivas divulgações feitas pela administração.
- Concluimos sobre a adequação do uso, pela administração, da base contábil de continuidade operacional e, com base nas evidências de auditoria obtidas, se existe incerteza relevante em relação a eventos ou condições que possam levantar dúvida significativa em relação à capacidade de continuidade operacional da Companhia. Se concluirmos que existe incerteza relevante, devemos chamar atenção em nosso relatório de auditoria para as respectivas divulgações nas demonstrações contábeis ou incluir modificação em nossa opinião, se as divulgações forem inadequadas. Nossas conclusões estão fundamentadas nas evidências de auditoria obtidas até a data de nosso relatório. Todavia, eventos ou condições futuras podem levar a Companhia a não mais se manter em continuidade operacional.
- Avaliamos a apresentação geral, a estrutura e o conteúdo das demonstrações contábeis regulatórias, inclusive as divulgações e se as demonstrações contábeis representam as correspondentes transações e os eventos de maneira compatível com o objetivo de apresentação adequada.

Comunicamo-nos com os responsáveis pela governança a respeito, entre outros aspectos, do alcance planejado, da época da auditoria e das constatações significativas de auditoria, inclusive as eventuais deficiências significativas nos controles internos que identificamos durante nossos trabalhos.

Dos assuntos que foram objeto de comunicação com os responsáveis pela governança, determinamos aquele que foi considerado como mais significativos na auditoria das demonstrações contábeis do exercício corrente e que, dessa maneira, constituem os principais assuntos de auditoria. Descrevemos esses assuntos em nosso relatório de auditoria, a menos que lei ou regulamento tenha proibido divulgação pública do assunto, ou quando, em circunstâncias extremamente raras, determinarmos que o assunto não deve ser comunicado em nosso relatório porque as consequências adversas de tal comunicação podem, dentro de uma perspectiva razoável, superar os benefícios da comunicação para o interesse público.

São Paulo, 06 de abril de 2026

KPMG Auditores Independentes

CRC 2SP-014428/O-6



Daniel A. da S. Fukumori

Contador CRC 1SP245014/O-2

TNE – Transnorte Energia S.A.

CNPJ: 14.683.671/0001-09

Balanço Patrimonial

31 de dezembro de 2025 e 2024

(Em milhares de reais)

	Nota	31/12/2025	31/12/2024
<u>Ativo</u>			
<u>Ativo Circulante</u>		266.310	455.199
Caixa e equivalentes de caixa	4	1.510	250.007
Investimentos de curto prazo	4	171.443	5.655
Concessionárias e permissionárias	5	53.236	4.294
Impostos a recuperar	6	24.366	8.394
Adiantamento a fornecedores	7	1.824	177.874
Reembolsos a receber	8	2.336	2.237
Compensações socioambientais reembolsáveis	8	9.346	6.710
Outros ativos		2.249	28
<u>Ativo Não Circulante</u>		4.322.559	2.639.771
Títulos e valores mobiliários	4	57.197	50.439
Concessionárias e permissionárias	5	334	290
Compensações socioambientais reembolsáveis	8	56.076	62.627
Imobilizado	9	4.101.508	2.460.058
Intangível	9	107.444	66.357
Total do Ativo		4.588.869	3.094.970
<u>Passivo</u>			
<u>Passivo Circulante</u>		1.639.514	621.415
Fornecedores	10	39.583	99.397
Empréstimos	11	54.064	3.137
Debêntures	11	1.470.669	496.288
Salários, férias e encargos sociais		2.532	8.372
Tributos e contribuições sociais a recolher		16.110	6.890
Provisões para compensações socioambientais reembolsáveis	8	9.346	6.710
Adiantamento de clientes		580	474
Dividendos a pagar		147	147
Provisões pré-operacionais	12	46.483	-
<u>Passivo Não Circulante</u>		1.774.663	2.064.355
Empréstimos	11	1.667.444	800.000
Debêntures	11	-	1.150.000
Encargos regulatórios		603	158
Provisões para compensações socioambientais reembolsáveis	8	56.076	62.627
Provisões para compensações socioambientais	8	50.540	48.381
Provisões pré-operacionais		-	194
Outros passivos		-	2.995
<u>Patrimônio Líquido</u>		1.174.692	409.200
Capital social	14	1.041.687	400.000
AFAC	14	129.000	
Reservas de lucros	14	363.455	100.926
Prejuízos acumulados		(359.450)	(91.726)
Total do Passivo e do Patrimônio Líquido		4.588.869	3.094.970

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações contábeis regulatórias.

TNE – Transnorte Energia S.A.

CNPJ: 14.683.671/0001-09

Demonstrações do resultado

Exercícios findos em 31 de dezembro de 2025 e 2024

(Em milhares de reais)

	Nota	31/12/2025	31/12/2024
Receita / Ingresso			
Disponibilização do Sistema de Transmissão	16	173.429	18.325
(-) Parcela Variável		(12.338)	-
Tributos			
Programa de Integração Social - PIS	16	(2.658)	(303)
Contribuição para Financiamento da Seguridade Social - COFINS	16	(12.243)	(1.396)
Encargos - Parcela "A"			
Pesquisa e Desenvolvimento - P&D	16	(560)	(64)
Ministério de minas e energia - MME	16	(280)	(32)
Fundo nacional de desenvolvimento científico e tecnológico - FNDCT	16	(560)	(64)
Reserva Global de Reversão - RGR	16	(4.188)	(476)
Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica – TFSEE	16	(644)	(75)
Receita Líquida / Ingresso Líquido	16	139.958	15.915
Custos Gerenciáveis - Parcela "B"			
Pessoal e Administradores	17	(2.582)	(536)
Material		(1.606)	(35)
Serviços de Terceiros		(3.277)	(1.158)
Arrendamento e Aluguéis		(1.458)	(225)
Seguros		(1.139)	(27)
Tributos		(6)	(3)
Doações, contribuições e subvenções		(1.490)	(273)
Depreciação		(42.404)	(3.559)
Outras receitas operacionais		253	-
Resultado da Atividade		86.249	10.099
Resultado Financeiro			
Despesas Financeiras	18	(108.945)	(364)
Receitas Financeiras	18	18.132	396
Resultado Antes dos Impostos Sobre o Lucro		(4.564)	10.131
Imposto de renda e contribuição social correntes	19	(631)	(1.582)
(Prejuízo) lucro do exercício		(5.195)	8.549

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações contábeis regulatórias.

TNE – Transnorte Energia S.A.

CNPJ: 14.683.671/0001-09

Demonstrações do resultado abrangente

Exercícios findos em 31 de dezembro de 2025 e 2024

(Em milhares de reais)

	31/12/2025	31/12/2024
(Prejuízo) lucro do exercício	(5.195)	8.549
Outros Resultados Abrangentes	-	-
Outros Resultados Abrangentes do Exercício, Líquidos de Impostos	-	-
Total de Resultados Abrangentes do Exercício, Líquidos de Impostos	(5.195)	8.549

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações contábeis regulatórias.

TNE – Transnorte Energia S.A.

CNPJ: 14.683.671/0001-09

Demonstrações das mutações do patrimônio líquido

Exercícios findos em 31 de dezembro de 2025 e 2024

(Em milhares de reais)

Descrição	Capital Social	AFAC	Reserva de lucros		Lucros/Prejuízos Acumulados	Total
			Reserva Legal	Reserva de lucros a realizar		
Saldo em 31 de Dezembro de 2023	400.000	-	2.833	13.459	(15.641)	400.651
Lucro Líquido do Exercício	-	-	-	-	8.549	8.549
Destinação do resultado do exercício:						
Reserva Legal	-	-	14.719	-	(14.719)	-
Reserva de lucros a realizar	-	-	-	69.915	(69.915)	-
Saldo em 31 de Dezembro de 2024	400.000	-	17.552	83.374	(91.726)	409.200
Subscrição e Integralização de Capital	641.687	-	-	-		641.687
Adiantamento para Futuro Aumento de Capital	-	129.000	-	-		129.000
Prejuízo Líquido do Exercício	-	-	-	-	(5.195)	(5.195)
Destinação do lucro líquido						
Reserva legal	-	-	45.657	-	(45.657)	-
Reservas de lucros a realizar	-	-	-	216.872	(216.872)	-
Saldo em 31 de Dezembro de 2025	1.041.687	129.000	63.209	300.246	(359.450)	1.174.692

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações contábeis regulatórias.

(*) Apesar da posição patrimonial apresentar prejuízos acumulados, a operação da Companhia não é deficitária. Este prejuízo é decorrente do fato que para fins societários o reconhecimento da receita ocorre desde o início da construção do empreendimento e para fins regulatórios, tal reconhecimento ocorre conforme emissão das faturas da receita de transmissão. Estas diferenças estão descritas e conciliadas na NE 21. As reservas de lucros foram constituídas, tomando como base os resultados acumulados divulgados nas demonstrações contábeis societárias.

TNE – Transnorte Energia S.A
Notas Explicativas às demonstrações contábeis Regulatórias
31 de dezembro de 2025
(Em milhares de reais, exceto quando indicado de forma diferente)



TNE – Transnorte Energia S.A.

CNPJ: 14.683.671/0001-09
Demonstrações dos fluxos de caixa
Exercícios findos em 31 de dezembro de 2025 e 2024
(Em milhares de reais)

	Nota	31/12/2025	31/12/2024
FLUXO DE CAIXA DAS ATIVIDADES OPERACIONAIS			
(Prejuízo) lucro do exercício		(5.195)	8.549
Itens que não afetam Caixa e Equivalentes de Caixa			
Depreciação		42.404	3.559
Variações monetárias líquidas	18	-	11
Juros debêntures	11	297.620	114.247
Juros empréstimos	11	92.546	36.326
Receita de aplicações financeiras	18	12.706	-
Descontos obtidos	18	(3.919)	(384)
Despesa com imposto de renda e contribuição social - correntes	19	631	1.582
		436.793	163.890
(Aumento) redução no ativo			
Concessionárias e permissionárias		(48.986)	(710)
Impostos a recuperar		(15.972)	(7.555)
Adiantamentos a fornecedores	7	176.050	(120.648)
Reembolsos a receber	8	(99)	(2.237)
Outros ativos		(2.221)	(4)
		108.772	(131.154)
Aumento (redução) no passivo			
Fornecedores	10	(55.895)	55.403
Salários, férias e encargos sociais		(5.840)	4.040
Tributos e contribuições sociais a recolher		8.589	(1.437)
Provisões pré-operacionais	12	46.289	-
Adiantamento de clientes		106	(8)
Outros passivos		(2.550)	1.294
		(9.301)	59.292
Caixa líquido proveniente das atividades operacionais		536.264	92.028
Fluxos de caixa das atividades de investimentos			
Resgate de títulos e valores mobiliários		1.084.074	-
Aplicações em títulos e valores mobiliários		(1.269.326)	(50.439)
Resgate de investimentos de curto prazo		-	606.691
Aplicações em investimentos de curto prazo		-	(500.000)
Aquisição de ativo imobilizado	9.1	(1.703.811)	(1.867.273)
Aquisição de ativo intangível	9.3	(18.971)	(2.934)
Caixa líquido aplicado nas atividades de investimentos		(1.908.034)	(1.813.955)
Fluxos de caixa das atividades de financiamentos			
Integralização de Capital	14	641.687	-
Adiantamento para futuro aumento de capital		129.000	-
Captação de debêntures e empréstimos	11	1.600.000	1.950.000
Pagamento de principal de empréstimos	11	(900.000)	-
Pagamento de juros de empréstimos e Debêntures	11	(347.414)	(111.749)
Caixa líquido proveniente das atividades de financiamentos		1.123.273	1.838.251
(Redução) aumento líquido no caixa e equivalentes de caixa		(248.497)	116.324
Demonstração da (redução) aumento em caixa e equivalentes de caixa			
Saldo no início do exercício		250.007	133.683
Saldo no final do exercício		1.510	250.007
(Redução) aumento líquido no caixa e equivalentes de caixa		(248.497)	116.324

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações contábeis regulatórias.

1. Setor Elétrico no Brasil

O setor de energia elétrica no Brasil é regulado pelo Governo Federal, atuando por meio do Ministério de Minas e Energia (“MME”), o qual possui autoridade exclusiva sobre o setor elétrico. A política regulatória para o setor é implementada pela Agência Nacional de Energia Elétrica (“ANEEL”).

De acordo com o contrato de concessão de transmissão, a Transnorte Energia S.A. (a “Companhia” ou “TNE”) está autorizada a cobrar a TUST - tarifas de uso do sistema de transmissão. As tarifas são reajustadas anualmente na mesma data em que ocorrem os reajustes das Receitas Anuais Permitidas - RAP das concessionárias de transmissão. Esse período tarifário inicia-se em 1º de julho do ano de publicação das tarifas até 30 de junho do ano subsequente.

O serviço de transporte de grandes quantidades de energia elétrica por longas distâncias, no Brasil, é feito utilizando-se de uma rede de linhas de transmissão e subestações em tensão igual ou superior a 230 kV, denominada Rede Básica. Qualquer agente do setor elétrico, que produza ou consuma energia elétrica tem direito à utilização desta Rede Básica, como também o consumidor, atendidas certas exigências técnicas e legais. Este é o chamado Livre Acesso, assegurado em Lei e garantido pela ANEEL.

A operação e administração da Rede Básica é atribuição do Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS, pessoa jurídica de direito privado, autorizado do Poder Concedente, regulado e fiscalizado pela ANEEL, e integrado pelos titulares de geração, transmissão, distribuição e pelos consumidores com conexão direta à rede básica. O ONS tem a responsabilidade de gerenciar o despacho de energia elétrica das usinas em condições otimizadas, envolvendo o uso dos reservatórios das hidrelétricas e o combustível das termelétricas do sistema interligado nacional.

A Companhia possui o direito de explorar, diretamente o seguinte contrato de concessão de Serviço Público de Transmissão de Energia Elétrica:

Contrato de concessão					
Número	Início da Concessão	Prazo (anos)	Vigência até	RAP (*)	Índice de correção
003/2012	set/24	27	set/51	R\$ 543.987	IPCA
003/2012	jan/12	30	jan/42	R\$ 17.710	IPCA

(*) A prestação do serviço de transmissão se dá mediante o recebimento de Receita Anual Permitida (RAP), a partir da data da disponibilização das instalações para a operação comercial e será reajustada anualmente no mês de julho de cada ano, pelo IPCA, sendo que está previsto contratualmente revisões da RAP para o 5º, 10º e o 15º ano do período de concessão. RAP do ciclo 2025/2026 é de R\$ 561.697, conforme Resolução Homologatória nº 3.481 de 17 de julho de 2025.

O prazo para entrada em operação comercial das instalações de transmissão da Rede Básica foi fixado em 36 meses, salvo o compensador estático de reativos na Subestação de Boa Vista que juntamente com suas instalações associadas deveria entrar em operação comercial no prazo de 24 meses, ambos contados da data de assinatura do contrato de concessão. Em 05 de maio de 2015 entrou em operação comercial o Compensador Estático de Reativos (CER) na Subestação Boa Vista.

1.1 Concessão da linha de transmissão

A Companhia Transnorte Energia S.A. (“Companhia” ou “TNE”) foi constituída em 25 de novembro de 2011 com o propósito específico de exploração de linhas de transmissão de energia elétrica e tem por objeto planejar, implantar, construir, operar e manter instalações de transmissão de energia elétrica e serviços correlatos. A sede da Companhia está situada R Da Quitanda, 196, Loja, Bairro Centro, na cidade do Rio de Janeiro – RJ. A Companhia é controlada em conjunto pela Alupar Investimento S.A. (“Alupar”) e pela Axia Energia Norte S.A. (“Axia Norte”).

1. Setor Elétrico no Brasil - Continuação

1.1 Concessão da linha de transmissão - Continuação

Pelo Contrato de Concessão de Serviço Público de Transmissão de Energia Elétrica nº 003/2012 - ANEEL sob o processo nº 48500.000981/2011-41, de 25 de janeiro de 2012, foi outorgada à Companhia, pela União, a concessão dos Serviços de Transmissão de Energia Elétrica, pelo prazo de 30 anos, que consiste na construção, na operação e na manutenção das instalações de transmissão compostas, da Linha de Transmissão Engenheiro Lechuga - Equador, circuito duplo, em 500 kV, localizada nos estados do Amazonas e de Roraima, Linha de Transmissão Equador - Boa Vista, circuito duplo, em 500 kV, localizada no estado de Roraima, ambas totalizando 715 km de extensão, subestação Equador em 500 kV, localizada no estado de Roraima e subestação Boa Vista em 500/230 kV, localizada no estado de Roraima, e respectivas conexões de unidades transformadoras; entradas de linha, interligações de barras, barramentos, compensador estático de reativos na subestação Boa Vista, reatores de barra e de linha, instalações vinculadas e demais instalações necessárias às funções de medição, supervisão, proteção, telecomunicação, comando, controle, administração e apoio.

Em 05 de maio de 2015 entrou em operação comercial o Compensador Estático de Reativos (CER) na Subestação Boa Vista e em 16 de setembro de 2025 entrou em operação comercial o restante da linha, estando 100% em operação comercial.

O Contrato de Concessão estabelece que a extinção da concessão determinará a reversão ao poder concedente dos bens vinculados ao serviço, procedendo-se aos levantamentos e avaliações, bem como à determinação do montante da indenização devida à transmissora, observados os valores e as datas de sua incorporação ao sistema elétrico. Assim sendo, a Administração da Companhia entende que ao final do prazo de concessão os valores residuais dos bens vinculados ao serviço serão indenizados pelo poder concedente. A metodologia aplicada à valorização desses ativos encontra-se divulgada na nota explicativa “Ativo contratual da concessão”.

Devido aos problemas no licenciamento ambiental, a Companhia protocolou na ANEEL, em 02 de setembro de 2015, o requerimento para rescisão amigável do Contrato de Concessão 003/2012 – ANEEL, devido a não manifestação da FUNAI no que tange ao componente indígena.

Em 19 de dezembro de 2016, foi publicado o Despacho Aneel nº 3.265, refletindo a decisão de sua diretoria, tomada na reunião realizada em 13 de dezembro de 2016, que trata da rescisão amigável ao contrato de concessão da TNE, com recomendação para: (i) acolher o pedido da TNE e, no mérito, dar-lhe parcial provimento reconhecendo que há elementos para extinção do Contrato de Concessão nº 003/2012- ANEEL; e (ii) encaminhar os autos do presente Processo Administrativo ao Ministério de Minas e Energia com recomendações para: (a) extinguir o referido Contrato de Concessão, mediante distrato, nos termos do artigo 472 do Código Civil, ou outra forma que entender adequada; (b) na hipótese de extinção do Contrato, designar um órgão ou entidade da administração federal, neste caso a Eletronorte, para dar continuidade à prestação do serviço público de transmissão referente ao CER da SE Boa Vista, até que ulterior decisão estabeleça a reversão onerosa dos bens em serviço, sendo facultado ao Poder Concedente outorgar a concessão sem efetuar a reversão prévia dos bens vinculados ao respectivo serviço público; e (c) na hipótese de extinção do Contrato, considerar como referência para a indenização dos ativos em serviço, o critério do valor novo de reposição, abatida a depreciação ocorrida no exercício, em laudo contábil a ser fiscalizado pela ANEEL, sendo vedada a indenização de ativos que não estavam em serviço.

1. Setor Elétrico no Brasil - Continuação

1.1 Concessão da linha de transmissão - Continuação

(i) acolher o pedido da TNE e, no mérito, dar-lhe parcial provimento reconhecendo que há elementos para extinção do Contrato de Concessão nº 003/2012- ANEEL; e (ii) encaminhar os autos do presente Processo Administrativo ao Ministério de Minas e Energia com recomendações para: (a) extinguir o referido Contrato de Concessão, mediante distrato, nos termos do artigo 472 do Código Civil, ou outra forma que entender adequada; (b) na hipótese de extinção do Contrato, designar um órgão ou entidade da administração federal, neste caso a Eletronorte, para dar continuidade à prestação do serviço público de transmissão referente ao CER da SE Boa Vista, até que ulterior decisão estabeleça a reversão onerosa dos bens em serviço, sendo facultado ao Poder Concedente outorgar a concessão sem efetuar a reversão prévia dos bens vinculados ao respectivo serviço público; e (c) na hipótese de extinção do Contrato, considerar como referência para a indenização dos ativos em serviço, o critério do valor novo de reposição, abatida a depreciação ocorrida no exercício, em laudo contábil a ser fiscalizado pela ANEEL, sendo vedada a indenização de ativos que não estavam em serviço.

Em 13 de setembro de 2017, a TNE protocolou, perante a Justiça Federal o pedido de declaração da rescisão do Contrato de Concessão nº 003/2012- ANEEL, Processo nº: 1012027-22.2017.4.01.3400, em decorrência da inviabilidade, da implantação do empreendimento.

Por sua vez, o Ministério de Minas e Energia (MME), após receber e analisar os autos do processo, em 22 de fevereiro de 2018, encaminhou à ANEEL o Ofício nº 66/2018/SPE-MME pelo qual não acatou a recomendação do Despacho nº 3.265/2016 e devolveu à ANEEL o processo para reavaliação.

Em setembro de 2018, após reunião com a comunidade indígena, a TNE foi autorizada a desenvolver estudos dentro da área afetada para a elaboração do Componente Indígena do Plano Básico Ambiental (PBA-CI). Os trabalhos previstos em tal estudo foram realizados entre outubro/2018 e abril/2019, sendo o documento final protocolado no IBAMA, juntamente da solicitação de Licença de Instalação, em junho de 2019.

Em 10 de setembro de 2019, por meio da 33ª Reunião de Diretoria ANEEL, o colegiado decidiu:

- (i) autorizar a celebração de termo aditivo ao Contrato de Concessão nº 003/2012, que deverá constar o reequilíbrio econômico-financeiro e o valor associado ao Compensador Estático de Reativos - CER da SE Boa Vista, parte integrante do escopo do Edital, totalizando RAP de R\$275.561, atualizado até 31 de outubro de 2019;
- (ii) recompor o prazo de implantação do objeto para 36 meses, a ser contado a partir da assinatura de Termo de Aditivo Contratual;
- (iii) convocar a contratada para, até 31 de outubro de 2019, assinar o aditivo. A presente decisão encontra-se disposta no Despacho ANEEL nº 2.502/2019.

Em 23 de setembro de 2019, considerando que a proposta de reequilíbrio econômico financeiro ao Contrato de Concessão apresentada pela ANEEL se mostrou deficitária, uma vez que dentre os pedidos efetuados pela Companhia, a recomposição do prazo de término da concessão, dentre outros itens, não foi concedida, a TNE apresentou à Agência o recurso de pedido de reconsideração ao Despacho ANEEL Nº 2.502/2019. Em 31 de outubro de 2019, foi publicado no DOU, o Despacho ANEEL nº 2951/2019, dando provimento parcial ao pedido de reconsideração da TNE, suspendendo a convocação da TNE para assinatura do Termo Aditivo, originalmente previsto para até 31 de outubro de 2019, até que o referido recurso seja julgado pela diretoria colegiada da Agência.

TNE – Transnorte Energia S.A**Notas Explicativas às demonstrações contábeis regulatória****31 de dezembro de 2025****(Em milhares de reais, exceto quando indicado de forma diferente)****1. Setor Elétrico no Brasil - Continuação**

1.1 Concessão da linha de transmissão - Continuação

No âmbito do Processo Judicial nº: 1012027-22.2017.4.01.3400, em março de 2021, foi prolatada sentença julgando procedente em parte a ação proposta, para determinar a rescisão do contrato de concessão nº 003/2012-ANEEL e condenar a União Federal a indenizar a TNE das perdas materiais a serem apuradas em liquidação de sentença.

Adicionalmente, em 25 de março de 2021, a TNE protocolou na ANEEL um pedido oficial para solução de controvérsias (instauração da arbitragem). O objeto dessa lide arbitral consiste na definição de eventual direito da TNE ao reequilíbrio econômico-financeiro do Contrato de Concessão nº 003/2012 até o valor requerido de RAP de R\$395.660.

Em 27 de abril de 2021, em Reunião de Diretoria da ANEEL, esta deliberou por manter, em parte, o teor do Despacho ANEEL nº 2.502/2019, especialmente para os fins de: (i) autorizar a celebração de Termo Aditivo ao Contrato de Concessão nº 3/2012-ANEEL, que deverá constar o reequilíbrio econômico-financeiro e o valor associado ao Compensador Estático de Reativos – CER da Subestação Boa Vista, parte integrante do escopo do Edital do Leilão nº 4/2011-ANEEL, totalizando Receita Anual Permitida – RAP no valor de R\$329.062, atualizada até 30 de junho de 2021; (ii) recompor o prazo de implantação do objeto para 36 (trinta e seis) meses, a ser contado a partir da assinatura do Termo Aditivo Contratual; e (iii) convocar a TNE para, até 30 de junho de 2021, assinar o respectivo aditivo contratual.

Em 10 de setembro de 2021 foi realizada a 9ª Reunião Extraordinária de Diretoria da ANEEL, na qual, foi aprovada a celebração do Termo de Compromisso Arbitral e convocada a TNE para assinar o respectivo Termo e o Aditivo ao Contrato de Concessão. Posteriormente, em 17 de setembro de 2021 foi assinado o Primeiro Termo Aditivo ao Contrato de Concessão nº 003/2012 – ANEEL, contemplando a cláusula compromissória arbitral para definição e forma do eventual reequilíbrio econômico-financeiro do referido Contrato de Concessão.

Adicionalmente, em 28 de setembro de 2021 o Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis (IBAMA) emitiu a Licença de Instalação nº 1.400/2021 que possibilita a implantação da Linha de Transmissão de 500 kV Engenheiro Lechuga – Equador – Boa Vista CD e Subestações Associadas, entretanto, a mesma encontra-se em discussão por meio da Ação Civil Pública nº 0018408-23.2013.4.01.3200 e Ação Civil Pública nº 0018032-66.2015.4.01.3200, propostas pelo Ministério Público Federal em face da TNE para preservação de direitos indígenas supostamente ofendidos e da Ação Civil Pública nº 1030014-50.2021.4.01.3200, também proposta pelo Ministério Público Federal em face da TNE, visando a declaração de nulidade da referida licença.

No âmbito do Processo Judicial nº: 1012027-22.2017.4.01.3400, em 08 de outubro de 2021 foi protocolada petição, em conjunto com União e IBAMA, requerendo a extinção da ação e homologação da transação, em decorrência do compromisso arbitral firmado, com o objetivo de submeter a controvérsia à apreciação do juízo arbitral, nos moldes do §1º do art. 9º da Lei n. 9.307/96.

Em 26 de novembro de 2021 a TNE protocolou na ANEEL o pedido de reequilíbrio do Contrato de Concessão, conforme determinado no Termo de Compromisso Arbitral e no Aditivo ao Contrato de Concessão. A ANEEL deliberou sobre o pleito, negando o pedido por meio do Despacho ANEEL Nº 728, de 22 de março de 2022, publicado no Diário Oficial da União em 28 de março de 2022.

Em 11 de maio de 2022, na forma do Termo de Compromisso Arbitral firmado entre TNE e ANEEL, foi encaminhado à Corte Internacional de Arbitragem da Câmara de Comércio Internacional o Requerimento de Instauração de Arbitragem, requerendo a declaração do direito da TNE ao reequilíbrio econômico-financeiro integral do Contrato de Concessão. O procedimento arbitral encontra-se em fase inicial, já tendo sido composto pelo tribunal arbitral que julgará a causa.

1. Setor Elétrico no Brasil - Continuação

1.1 Concessão da linha de transmissão – Continuação

Em 22 de setembro de 2022, foi homologado acordo judicial no âmbito das Ações Cíveis Públicas nº 001840823.2013.4.01.3200, nº 0018032-66.2015.4.01.3200 e nº 1030014- 50.2021.4.01.3200, envolvendo a TNE, a União, a FUNAI, o IBAMA, o Ministério Público Federal e a Associação Comunidade Waimiri Atroari, entidade representativa do povo indígena Waimiri Atroari, o qual teve por objeto o atendimento de todas as reivindicações do povo Waimiri Atroari com a promoção das “medidas necessárias à implantação da Linha de Transmissão Manaus/AM - Boa Vista/RR, relativas à execução do Contrato de Concessão nº 03/2012-ANEEL e ao seu licenciamento ambiental”, permitindo, assim, o início das ações referentes ao Componente Indígena do Plano Básico Ambiental (PBA-CI) e viabilizando o posterior início das obras em território indígena.

Em 4 de agosto de 2023, foi assinada a ordem de serviço para o início das obras do sistema de transmissão da TNE e as obras foram efetivamente iniciadas.

Quanto ao procedimento arbitral em face da ANEEL, que tramitou perante a Câmara de Comércio Internacional, vale ressaltar que, em 9 de julho de 2025 foi assinado o 2º aditivo ao Contrato de Concessão nº 003/2012-ANEEL, que alterou o valor da RAP para R\$ 395.660, na data base de março/2019, o qual atualizado em julho pela Resolução Homologatória ANEEL nº 3481 de 17 de julho de 2025, passou a ser R\$ 561.697. Ademais, o referido aditivo estendeu o prazo de término da concessão, que era janeiro de 2041, para setembro de 2051. Os impactos dessas alterações estão refletidos nos quadros desta demonstração contábil.

Em 31 de julho de 2025, o Tribunal da CCI prolatou sentença final do âmbito do procedimento arbitral homologando o acordo consubstanciado no 2º Aditivo ao Contrato de Concessão e encerrando a arbitragem.

Em 16 de setembro de 2025 a Companhia concluiu a etapa de obras e está com sua operação comercial em 100% do empreendimento.

2. Base de preparação e apresentação das Demonstrações Contábeis Regulatórias

As demonstrações contábeis para fins regulatórios foram preparadas de acordo com as normas, procedimentos e diretrizes emitidos pelo Órgão Regulador e conforme as práticas contábeis estabelecidas na declaração de práticas contábeis, em acordo com o Manual de Contabilidade do Setor Elétrico – MCSE, aprovado pela Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL por meio da Resolução Normativa nº 933, de 18 de maio de 2021.

Essas demonstrações foram preparadas em consonância com as orientações emitidas pelo Órgão Regulador para demonstrações contábeis. As demonstrações contábeis para fins regulatórios são separadas das demonstrações contábeis estatutárias societárias da Companhia. Há diferenças entre as práticas contábeis adotadas no Brasil e a base de preparação das informações previstas nas demonstrações para fins regulatórios, uma vez que as instruções contábeis para fins regulatórios especificam um tratamento ou divulgação alternativos em certos aspectos. Quando as instruções contábeis para fins regulatórios não tratam de uma questão contábil de forma específica, faz-se necessário seguir as práticas contábeis adotadas no Brasil. As informações financeiras distintas das informações preparadas totalmente em conformidade com as práticas contábeis adotadas no Brasil podem não representar necessariamente uma visão verdadeira e adequada do desempenho financeiro ou posição financeira e patrimonial de uma Companhia e apresentar diferenças de valores pela aplicação diferenciada de algumas normas contábeis societárias e regulatórias. Estas diferenças constam na nota explicativa 19, para melhor entendimento do leitor, conforme apresentado nas demonstrações contábeis preparadas de acordo com estas práticas.

As demonstrações contábeis regulatórias foram autorizadas para emissão pela Diretoria em 06 de abril de 2026.

TNE – Transnorte Energia S.A

Notas Explicativas às demonstrações contábeis regulatória

31 de dezembro de 2025

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

2. Base de preparação e apresentação das Demonstrações Contábeis Regulatórias - Continuação

2.1 Base de preparação e apresentação

As demonstrações contábeis regulatórias foram preparadas utilizando o custo histórico como base de valor, exceto pela valorização de certos ativos e passivos como instrumentos financeiros, os quais são mensurados pelo valor justo, quando requeridos pelas normas contábeis.

2.2 Moeda funcional e de apresentação

As demonstrações contábeis regulatórias foram preparadas e estão apresentadas em milhares de Reais (R\$), que é a moeda funcional da Companhia. A moeda funcional foi determinada em função do ambiente econômico primário de suas operações.

2.3 Julgamentos, estimativas e premissas contábeis significativas

A preparação das demonstrações contábeis regulatórias exige que a Administração faça uso de julgamentos, estimativas e premissas baseadas em fatores objetivos e subjetivos que afetam a aplicação de políticas contábeis e determinam os valores registrados. A liquidação das transações que envolveu estas estimativas pode divergir significativamente dos valores registrados nas demonstrações contábeis.

A preparação das demonstrações contábeis regulatórias exige que a Administração faça julgamentos, estimativas e premissas que afetam a aplicação de políticas contábeis e os valores reportados de ativos, passivos, receitas e despesas. Os resultados reais podem divergir dessas estimativas.

Estimativas e premissas são revistas de uma maneira contínua. Revisões com relação a estimativas contábeis são reconhecidas no período em que as estimativas são revisadas e em quaisquer períodos futuros afetados.

Não há informações sobre julgamentos críticos referentes as políticas contábeis adotadas que apresentam efeitos sobre os valores reconhecidos nas demonstrações contábeis.

PV (Parcela variável)

A Companhia dispõe de um percentual, apurado com base nas PV's históricas para cobrir os eventuais custos com perturbações no sistema elétrico.

2.4 Continuidade Operacional

Capital Circulante Negativo

Nos exercícios findos em 31 de dezembro de 2025 e 2024, as Demonstrações Contábeis apresentam os seguintes indicadores respectivamente:

	31/12/2025	31/12/2024
Ativo Circulante	782.635	467.637
Passivo Circulante	(1.702.763)	(622.939)
Capital Circulante Negativo	<u>(920.128)</u>	<u>(155.302)</u>

2. Base de preparação e apresentação das Demonstrações Contábeis Regulatórias - Continuação

2.4 Continuidade Operacional - Continuação

A Administração da Companhia, baseada nas projeções de fluxo de caixa projetadas, entende que a Companhia, gerará resultados suficientes para equalizar os índices financeiros indicados anteriormente, além de cumprir com todas suas obrigações de curto e longo prazo.

Adicionalmente, se necessário, as acionistas da Companhia, Alupar Investimento S.A. e Centrais Elétricas do Norte do Brasil S.A., disponibilizará todos os recursos necessários, de forma a manter a Companhia solvente, bem como envidará seus melhores esforços em alternativas para que a Companhia possa honrar e cumprir com suas obrigações e compromissos financeiros, por pelo menos um ano e um dia após a data de emissão das demonstrações contábeis do exercício findo em 31 de dezembro de 2025.

3. Políticas contábeis regulatórias materiais

As práticas contábeis utilizadas são as mesmas adotadas nas demonstrações contábeis societárias apresentadas na nota explicativa nº 3, exceto quanto ao que se estabelece abaixo:

3.1 Imobilizado e Intangível

Imobilizado em serviço: Registrado ao custo de aquisição ou construção, acrescidos do valor de reavaliação, quando aplicável. A depreciação é calculada pelo método linear, tomando-se por base os saldos contábeis registrados conforme legislação vigente. As taxas anuais de depreciação estão determinadas nas tabelas anexas à Resolução vigente emitida pelo Órgão Regulador.

O valor residual é determinado considerando a premissa de existência de indenização de parcela não amortizada de bens pela taxa de depreciação regulatória e o prazo de vigência da outorga (concessão, permissão e/ou autorização). O valor residual de um ativo pode aumentar ou diminuir em eventuais processos de revisão das taxas de depreciação regulatória.

O resultado na alienação ou na retirada de um item do ativo imobilizado é determinado pela diferença entre o valor da venda e o saldo contábil do ativo e é reconhecido no resultado do exercício.

Imobilizado em curso: Os gastos de administração central capitalizáveis são apropriados, mensalmente, às imobilizações em bases proporcionais. A alocação dos dispêndios diretos com pessoal mais os serviços de terceiros é prevista no Manual de Contabilidade do Setor Elétrico. Estes custos são recuperados por meio do mecanismo de tarifas e preços.

Intangível: Registrado ao custo de aquisição ou realização. A amortização, quando for o caso, é calculada pelo método linear.

TNE – Transnorte Energia S.A**Notas Explicativas às demonstrações contábeis regulatória****31 de dezembro de 2025****(Em milhares de reais, exceto quando indicado de forma diferente)****3. Políticas contábeis regulatórias materiais - Continuação**

3.2 Reconhecimento da receita

A receita inclui somente os ingressos brutos de benefícios econômicos recebidos e a receber pela Companhia.

A receita operacional do curso normal das atividades da Companhia é medida pelo valor justo da contraprestação recebida ou a receber. A receita operacional é reconhecida quando existe evidência convincente de que os riscos e benefícios mais significativos foram transferidos para o comprador, de que for provável que os benefícios econômicos financeiros fluirão para a entidade, de que os custos associados possam ser estimados de maneira confiável, e de que o valor da receita operacional possa ser mensurado de maneira confiável. Desta forma a receita é reconhecida mediante a disponibilização do sistema de transmissão.

i. Receita anual permitida (RAP)

A receita de serviços prestados é reconhecida no resultado em função de sua realização, com base nos valores estabelecidos no Contrato de Concessão e Resoluções Homologatórias da ANEEL.

3.3. Dividendos

Os dividendos propostos a serem pagos é fundamentado em obrigações estatutárias são registrados no passivo circulante.

O estatuto social da Companhia estabelece que, os lucros serão distribuídos conforme deliberação dos acionistas, como o estatuto é omissivo ao percentual de distribuição, conforme previsto em lei, é distribuído no mínimo 25% do lucro anual seja distribuído a título de dividendos. Adicionalmente compete ao Conselho de Administração deliberar sobre o pagamento de dividendos intermediários e/ou juros sobre capital próprio.

3.4. Aplicabilidade

A Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL promoveu a revisão das normas e procedimentos contidos no Plano de Contas do Serviço Público de Energia Elétrica, instituindo um documento denominado de Manual de Contabilidade do Setor Elétrico, contendo o plano de contas, instruções contábeis e roteiro para divulgação de informações econômicas, financeiras e socioambientais resultando em importantes alterações nas práticas contábeis e de divulgação, até então aplicáveis, às empresas do setor. As normas contidas no referido Manual são de aplicação compulsória a partir de 1º de janeiro de 2022.

A Companhia adotou a partir de 1º janeiro de 2022 as alterações do Manual de Contabilidade do Setor Elétrico, entretanto, não houve impacto relevante nas demonstrações contábeis regulatórias.

3.5 Pronunciamentos novos ou revisados aplicados pela primeira vez em 2025

A Companhia decidiu não adotar antecipadamente nenhuma outra norma, interpretação ou alteração que tenham sido emitidas, mas ainda não estejam vigentes. As normas e interpretações novas e alteradas emitidas, mas não ainda em vigor até a data de emissão das demonstrações Contábeis da Companhia, estão descritas a seguir. A Companhia pretende adotar essas normas e interpretações novas e alteradas, se cabível, quando entrarem em vigor.

IFRS 18 (CPC 51) – O IFRS 18 substituirá a IAS 1 (CPC 26) para exercícios iniciados em ou após 1º de janeiro de 2027, com aplicação retrospectiva. No Brasil, o CPC 51 está em discussão para alinhamento com a Lei 6.404/76. A norma introduz categorias obrigatórias na DRE (operacional, investimento, financiamento, impostos e operações descontinuadas) e novas diretrizes de agregação.

TNE – Transnorte Energia S.A**Notas Explicativas às demonstrações contábeis regulatória****31 de dezembro de 2025****(Em milhares de reais, exceto quando indicado de forma diferente)****3. Políticas contábeis regulatórias materiais - Continuação****3.5 Pronunciamentos novos ou revisados aplicados pela primeira vez em 2025 - Continuação**

O Companhia avaliou preliminarmente os seguintes impactos:

- (i) Apresentação da DRE: Há a intenção de transitar da apresentação por "função" para "natureza", visando maior detalhamento dos gastos operacionais.
- (ii) Fluxo de Caixa: O ponto de partida do método indireto será alterado para o "Lucro Operacional". A classificação atual de juros pagos (financiamento) e recebidos (investimento) já cumpre os requisitos da norma;
- (iii) Medidas de Desempenho (MPMs): Como o EBITDA reportado equivale ao subtotal operacional ("OPDAI") definido pela norma, não se preveem conciliações adicionais para medidas não previstas no padrão.

A Companhia monitora as discussões regulatórias para assegurar plena aderência quando da adoção.

Alterações IFRS 9 e 7 (CPC 48/40): Atualizam a classificação e mensuração de instrumentos financeiros. Incluem regras para baixa de passivos (pagamentos eletrônicos), critérios para fluxos ESG, ativos sem direito a regresso e novas divulgações para ativos ao valor justo por outros resultados abrangentes. Vigência: em 1º de janeiro de 2026. O Companhia não antecipa impactos materiais, mas monitora a formalização das revisões pelo CPC.

3.12 Reforma Tributária - Transição para o Novo Sistema Tributário Nacional

Com a promulgação da Emenda Constitucional nº 132/2023 e sua regulamentação subsequente, foi instituído no Brasil um novo modelo de tributação sobre o consumo, baseado no Imposto sobre Valor Agregado (IVA) Dual, cuja implementação ocorrerá de forma gradual ao longo do período de transição.

A Lei Complementar nº 224/2025, sancionada em 26 de dezembro de 2025, estabeleceu normas gerais aplicáveis à transição para o novo modelo, disciplinando aspectos operacionais da CBS (Contribuição sobre Bens e Serviços) e do IBS (Imposto sobre Bens e Serviços), os critérios de repartição das receitas tributárias entre os entes federativos e promovendo alterações relevantes na tributação federal, com efeitos a partir de 1º de janeiro de 2026.

Os impactos decorrentes dessas alterações vêm sendo avaliados pela Administração da Companhia, considerando a vigência dos benefícios atualmente reconhecidos e a expectativa de sua manutenção ou redução ao longo do período de transição.

A partir de 1º de janeiro de 2026, a Companhia, quando aplicável, passou a integrar a fase de testes do novo sistema tributário, com a aplicação das seguintes alíquotas transitórias:

- 0,9% referente à Contribuição sobre Bens e Serviços (CBS);
- 0,1% referente ao Imposto sobre Bens e Serviços (IBS).

A obrigatoriedade de consideração dessas alíquotas na apuração dos tributos tem início em 1º de abril de 2026. De acordo com a legislação vigente, tais valores não são exigíveis financeiramente no exercício de 2026, não resultando, até o momento, em impacto direto sobre a carga tributária efetiva ou sobre o resultado do período.

Entretanto, a implementação do novo modelo demanda adequações relevantes nos sistemas de informação, nos processos de compliance tributário e na emissão de documentos fiscais, as quais vêm sendo conduzidas pela Administração ao longo do exercício.

As alíquotas definitivas do IBS e da CBS ainda não foram estabelecidas e serão fixadas pelo Senado Federal, sendo as alíquotas mencionadas acima válidas exclusivamente para o exercício de 2026, em caráter transitório.

TNE – Transnorte Energia S.A
Notas Explicativas às demonstrações contábeis regulatória
31 de dezembro de 2025
 (Em milhares de reais, exceto quando indicado de forma diferente)

3. Políticas contábeis regulatórias materiais - Continuação

Reforma Tributária - Transição para o Novo Sistema Tributário Nacional – Continuação

A Administração da Companhia acompanha continuamente a evolução da regulamentação do novo sistema tributário, em especial a definição das alíquotas definitivas do IBS e da CBS e seus efeitos sobre a formação de preços, a estrutura contratual e o equilíbrio econômico-financeiro dos contratos de concessão.

Diante da ausência de definição das alíquotas finais e da complexidade do período de transição, permanecem incertezas relevantes quanto aos impactos futuros sobre a carga tributária efetiva, os fluxos de caixa e os resultados da Companhia. Tais impactos serão reconhecidos nas demonstrações financeiras quando houver maior grau de certeza quanto à sua ocorrência, em conformidade com os pronunciamentos contábeis aplicáveis (IFRS/CPC).

4. Caixa e equivalentes de caixa

Instituição / Linha Devedora	31/12/2025	31/12/2024
Ativos Financeiros	230.150	306.101
Caixa e equivalentes de caixa e Investimentos de curto prazo	172.953	255.662
Caixa e equivalentes de caixa	1.510	250.007
Investimentos de curto prazo	171.443	5.655
Investimentos de longo prazo	57.197	50.439
Investimentos de longo prazo	57.197	50.439

As aplicações financeiras possuem remuneração pela variação do Certificado de Depósito Interbancário - CDI, em média, a 71% do CDI em 31 de dezembro de 2025 (68% do CDI em 31 de dezembro de 2024).

As aplicações financeiras mantidas em fundo de investimentos, em 31 de dezembro de 2025 apresentou saldo de R\$ 171.443 com remuneração pela variação do Certificado de Depósito Interbancário - CDI, a 98% do CDI (saldo de R\$ 5.655 em 31 de dezembro de 2024, remuneração de 92,33% do CDI).

A Companhia possui em 31 de dezembro de 2025 aplicação financeira com remuneração pela variação do Certificado de Depósito Interbancário - CDI, a 94% do CDI, o valor é aplicado em conta reserva e apenas será liberado após o integral cumprimento das obrigações garantidas mencionadas na nota 13 que trata dos empréstimos da Companhia.

5. Concessionárias e permissionárias

	31/12/2025	31/12/2024
Concessionárias e permissionárias		
Encargos de uso da transmissão faturados (ativo circulante)	53.236	4.294
Encargos de uso da transmissão faturados (ativo não circulante)	334	290
	53.570	4.584

Durante o exercício findo em 31 de dezembro de 2025, nenhuma provisão para créditos de liquidação duvidosa foi constituída, em decorrência da não apresentação de histórico de perdas e/ou expectativas de perdas nas contas a receber, da avaliação e monitoramento do risco de crédito e tendo em vista que elas são garantidas por meio do Operador Nacional do Sistema (ONS).

Os encargos de uso de transmissão classificados no ativo não circulante, se referem aos AVC's complementares que se encontram em processo judicial, atualizados pela ONS mensalmente através de Informativo de status dos casos particulares da liquidação da transmissão.

TNE – Transnorte Energia S.A
Notas Explicativas às demonstrações contábeis regulatória
31 de dezembro de 2025
(Em milhares de reais, exceto quando indicado de forma diferente)

6. Impostos a Recuperar

O saldo de impostos a recuperar atualizado pela Selic é composto conforme abaixo:

Impostos a Recuperar	31/12/2025	31/12/2024
IRRF s/ Aplicações Financeiras	22.560	7.586
Outros Impostos	1.806	808
	24.366	8.394

7. Adiantamento a Fornecedores

Adiantamento a Fornecedores	
Saldo em 31 de dezembro de 2024	177.874
Baixa de Adiantamentos	(176.050)
Adiantamentos	1.824
Serviços	1.824
Saldo em 31 de Dezembro de 2025	1.824

O saldo de adiantamento a fornecedores é composto pelos adiantamentos previsto em contrato com as principais construtoras

8. Compensações socioambientais

Em atendimento ao Plano Básico Ambiental – PBA a Companhia comprometeu-se a desembolsar, a título de compensação por impactos socio ambientais irreversíveis na terra indígena, o montante de R\$ 88.513, em valores de agosto de 2021, atualizado pelo IPCA até a data do respectivo desembolso, a ser pago à ACWA (Associação Comunidade Waimiri Atroari). Sobre esse valor de R\$ 88.513, a União irá nos reembolsar com recursos obtidos na forma do Art. 7º, da Lei n. 14.182/2021, regulamentada pelo Decreto nº 11.059/2022, nos termos do art. 7º, §§ 3º a 5º, por meio do Programa de Redução Estrutural de Custos e Geração de Energia na Amazônia Legal e de Navegabilidade do Rio Madeira e do Rio Tocantins. Os reembolsos são realizados pela União, após comprovação, por parte da Companhia, do pagamento efetuado à ACWA, perante o Comitê Gestor do Pró-Amazônia Legal – CGPAL.

O primeiro pagamento realizado à ACWA ocorreu em 06 de outubro de 2022, referente as parcelas 1 e 2 de R\$ 14.523, atualizado pelo IPCA. Os R\$ 73.990 restantes, ficou acordado que seriam repassados à ACWA em 40 parcelas trimestrais de aproximadamente R\$ 1.850, atualizados pelo IPCA até a data de pagamento. A primeira parcela das 40 restante foi paga em 03/01/2023.

Em 31 de dezembro de 2025 a quantidade de parcelas restantes a serem repassadas à ACWA é 28 no valor total de R\$ 52.097, que atualizado IPCA, ficou em R\$ 65.422, R\$ 9.346 no circulante e R\$ 56.076 no não circulante, conforme saldo e registro contábil abaixo, da provisão realizado pela Companhia:

TNE – Transnorte Energia S.A
Notas Explicativas às demonstrações contábeis regulatória
31 de dezembro de 2025
(Em milhares de reais, exceto quando indicado de forma diferente)

8. Compensações socioambientais - Continuação

	31/12/2025	Movimentação	31/12/2024
Ativo circulante			
(i) Reembolsos a receber	2.336	99	2.237
(ii) Compensações socioambientais reembolsáveis	9.346	2.636	6.710
Ativo não circulante			
(ii) Compensações socioambientais reembolsáveis	56.076	(6.551)	62.627
Passivo circulante			
(iii) Provisões para compensações socioambientais reembolsáveis	(9.346)	(2.636)	(6.710)
Passivo não circulante			
(iii) Provisões para compensações socioambientais reembolsáveis	(56.076)	6.551	(62.627)

- (i) Em 31 de dezembro de 2025 a empresa possui uma parcela a título de compensação de impactos socioambientais irreversíveis decorrentes da perda patrimonial e restrição de direito de uso na Terra Indígena Waimiri Atriori a ser reembolsada pela União.
- (ii) Valores a serem reembolsados pela União após o repasse à ACWA a título de compensação por impactos socioambientais irreversíveis e fortalecimento do PWA (Programa Waimiri Atriori) na terra indígena;
- (iii) Valores a serem repassados à ACWA a título de compensação por impactos socioambientais irreversíveis e fortalecimento do PWA na terra indígena.

9. Imobilizado e intangível

9.1. A composição do imobilizado em serviço é como segue:

Ativo Imobilizado em Serviço	Valor Bruto em 31/12/2024	Adições (A)	Transferências (C)	Reclassificação	Valor Bruto em 31/12/2025	Adições Líquidas = (A)	Depreciação Acum. 2024	Depreciação 2025	Valor Líquido em 31/12/2025	Valor Líquido em 31/12/2024
Transmissão	100.356	-	4.076.530	-	4.176.886	4.076.530	(34.304)	(42.326)	4.100.256	66.052
Terrenos	204	-	440	-	644	440	-	-	644	204
Edificações, Obras Cíveis e Benfeitorias	11.097	-	292.096	-	303.193	292.096	(3.949)	(3.653)	295.591	7.148
Máquinas e Equipamentos	89.044	-	3.783.994	-	3.873.038	3.783.994	(30.348)	(38.672)	3.804.018	58.696
Móveis e Utensílios	11	-	-	-	11	-	(7)	(1)	3	4
Administração	42	-	1.303	-	1.345	1.303	(15)	(78)	1.252	27
Máquinas e Equipamentos	42	-	1.303	-	1.345	1.303	(15)	(78)	1.252	27
Subtotal	100.398	-	4.077.833	-	4.178.231	4.077.833	(34.319)	(42.404)	4.101.508	66.079

9.2. A composição do imobilizado em curso é como segue:

Ativo Imobilizado em Curso	Valor Bruto em 31/12/2024	Adições (A)	Transferências (C)	Reclassificação	Valor Bruto em 31/12/2025	Adições Líquidas = (A)	Depreciação Acum. 2024	Depreciação 2025	Valor Líquido em 31/12/2025	Valor Líquido em 31/12/2024
Transmissão	2.167.831	1.481.475	(3.582.665)	(66.641)	-	(2.167.831)	-	-	-	2.167.831
Terrenos	400	-	(400)	-	-	(400)	-	-	-	400
Edificações, Obras Cíveis e Benfeitorias	835	-	(835)	-	-	(835)	-	-	-	835
Máquinas e Equipamentos	521	-	(521)	-	-	(521)	-	-	-	521
Móveis e Utensílios	151	69	(220)	-	-	(151)	-	-	-	151
A ratear *	2.097.676	1.481.406	(3.579.082)	-	-	(2.097.676)	-	-	-	2.097.676
Compras em andamento	67.007	-	(538)	(66.469)	-	(67.007)	-	-	-	67.007
Fornecedores Obra	1.241	-	(1.069)	(172)	-	(1.241)	-	-	-	1.241
Administração	226.148	288.977	(515.125)	-	-	(226.148)	-	-	-	226.148
Móveis e Utensílios	-	4	(4)	-	-	-	-	-	-	-
A ratear *	226.060	288.973	(515.033)	-	-	(226.060)	-	-	-	226.060
Veículos	88	-	(88)	-	-	(88)	-	-	-	88
Subtotal	2.393.979	1.770.452	(4.097.790)	(66.641)	-	(2.393.979)	-	-	-	2.393.979
Total do Ativo Imobilizado	2.494.377	1.770.452	(19.957)	(66.641)	4.178.231	1.683.854	(34.319)	(42.404)	4.101.508	2.460.058

(*) Saldo a ratear refere-se a salários diretamente relacionados as obras das linhas de transmissão e subestação, serviços de terceiros e materiais.

TNE – Transnorte Energia S.A
Notas Explicativas às demonstrações contábeis regulatória
31 de dezembro de 2025
(Em milhares de reais, exceto quando indicado de forma diferente)

9. Imobilizado e intangível - Continuação

9.3. A composição das adições do imobilizado é como segue:

Adições do Ativo Imobilizado em Serviço RS Mil	Edificações, Obras Cíveis e Benfeitorias	Máquinas e Equipamentos	Moveis e Utensílios	A ratear	Veículos	Total das adições
Transmissão	-	-	-	-	-	-
Terrenos	-	-	-	-	-	-
Edificações, Obras Cíveis e Benfeitorias	-	-	-	-	-	-
Máquinas e Equipamentos	-	-	-	-	-	-
Moveis e Utensílios	-	-	-	-	-	-
Administração	-	-	-	-	-	-
Máquinas e Equipamentos	-	-	-	-	-	-
Moveis e Utensílios	-	-	-	-	-	-
Subtotal	-	-	-	-	-	-

Adições do Ativo Imobilizado em Curso RS Mil	Edificações, Obras Cíveis e Benfeitorias	Máquinas e Equipamentos	Moveis e Utensílios	A ratear	Veículos	Total das adições
Transmissão	-	-	69	1.481.406	-	1.481.475
Moveis e Utensílios	-	-	69	-	-	69
A ratear	-	-	-	1.481.406	-	1.481.406
Administração	-	-	4	288.973	-	288.977
Moveis e Utensílios	-	-	4	-	-	4
A ratear	-	-	-	288.973	-	288.973
Subtotal	-	-	73	1.770.379	-	1.770.452
Total do Ativo Imobilizado	-	-	73	1.770.379	-	1.770.452

9.4. A composição das adições do intangível é como segue:

Ativo Intangível em Serviço	Valor Bruto em 31/12/2024	Adições (A)	Transferências (C)	Valor Bruto em 31/12/2025	Adições Líquidas = (A)	Valor Líquido em 31/12/2025	Valor Líquido em 31/12/2024
Transmissão	-	-	56.904	56.904	56.904	56.904	-
Servidões	-	-	56.904	56.904	56.904	56.904	-
Subtotal	-	-	56.904	56.904	56.904	56.904	-

Ativo Intangível em Curso	Valor Bruto em 31/12/2024	Adições (A)	Transferências (B)	Valor Bruto em 31/12/2025	Adições Líquidas = (A)	Valor Líquido em 31/12/2025	Valor Líquido em 31/12/2024
Transmissão	66.295	21.130	(36.885)	50.540	(15.755)	50.540	66.295
Servidões	17.763	18.971	(36.734)	-	(17.763)	-	17.763
Softwares	151	-	(151)	-	(151)	-	151
Custos socioambientais*	48.381	2.159	-	50.540	2.159	50.540	48.381
Administração	62	-	(62)	-	(62)	-	62
Softwares	62	-	(62)	-	(62)	-	62
Subtotal	66.357	21.130	(36.947)	50.540	(15.817)	50.540	66.357
Total do Ativo Intangível	66.357	21.130	19.957	107.444	41.087	107.444	66.357

(*) Custos referentes à compensação por impactos socioambientais irreversíveis e fortalecimento do PWA em terra indígena, que serão pagos a partir de 2032.

Os custos socioambientais classificados como ativo intangível referem-se a se a gastos que ocorrerão a partir de 2032 frutos de um acordo entre a Companhia e a ACWA (Associação Comunidade Waimiri Atroari) e são referentes aos custos com compensação por impactos socioambientais irreversíveis e fortalecimento do PWA (Programa Waimiri Atroari) em terra indígena.

O valor acordado é de R\$ 40.011, com data base de agosto de 2021, atualizado mensalmente pelo IPCA até a data de entrada em operação comercial do empreendimento, data essa a qual iniciará amortização linear deste intangível até outubro de 2041.

Em 31 de dezembro de 2025 o saldo atualizado deste ativo intangível e sua contrapartida no passivo é de R\$ 50.540.

Nessa rubrica de intangível também está registrado os gastos com servidões e softwares.

TNE – Transnorte Energia S.A
Notas Explicativas às demonstrações contábeis regulatória
31 de dezembro de 2025
(Em milhares de reais, exceto quando indicado de forma diferente)

9. Imobilizado e intangível - Continuação

9.5. As taxas médias anuais de depreciação da Companhia são conforme segue:

		2025			2024
Ativo Imobilizado	Taxas anuais médias de depreciação (%)	Valor Bruto	Depreciação Acumulada	Valor líquido	Valor líquido
Em serviço					
Transmissão		4.176.886	(76.630)	4.100.256	66.052
Custo Histórico	3,20%	4.176.886	(76.630)	4.100.256	66.052
Administração		1.345	(93)	1.252	27
Custo Histórico	16,79%	1.345	(93)	1.252	27
		4.178.231	(76.723)	4.101.508	66.079
Em Curso					
Transmissão	-	-	-	-	2.167.831
Administração	-	-	-	-	226.148
		-	-	-	2.393.979
		4.178.231	(76.723)	4.101.508	2.460.058

9.6. As principais taxas anuais de depreciação por macroatividade, de acordo com a Resolução ANEEL nº. 674 de 2015 são as seguintes:

Transmissão	Taxas anuais de depreciação (%)
Condutor do sistema	2,70
Equipamento geral	6,25
Estrutura do sistema	2,70
Religadores	4,00

De acordo com os artigos 63 e 64 do Decreto nº. 41.019 de 26 de fevereiro de 1957, os bens e instalações utilizados na geração, transmissão, distribuição e comercialização de energia elétrica são vinculados a estes serviços, não podendo ser retirados, alienados, cedidos ou dados em garantia hipotecária sem a prévia e expressa autorização do Órgão Regulador. O ato normativo que regulamenta a desvinculação de bens das concessões do Serviço Público de Energia Elétrica concede autorização prévia para desvinculação de bens inservíveis à concessão, quando destinados à alienação, determinando que o produto da alienação seja depositado em conta bancária vinculada para aplicação na concessão.

9.7. As principais adições do imobilizado em serviço são as seguintes:

Descrição do bem	em R\$ mil
1. TORRE	R\$ 2.162.580.610
2. TRANSFORMADOR DE FORÇA	R\$ 426.875.481
3. CLASSE DE TENSÃO IGUAL OU SUPERIOR A 69kV	R\$ 372.584.530
4. REATOR	R\$ 367.627.404
5. ESTRUTURA DE SUPORTE PARA EQUIPAMENTO	R\$ 102.121.124
6. PATIOS	R\$ 88.510.021
7. CONJUNTO DE CADEIA DE ISOLADORES	R\$ 75.520.586
8. DISJUNTOR DE CLASSE DE TENSÃO IGUAL OU SUPERIOR A 69kV	R\$ 60.262.749
9. INTANGÍVEL - SERVIÇOS	R\$ 56.904.019
10. SISTEMA DE ATERRAMENTO EM LINHA DE TRANSMISSÃO	R\$ 50.425.680

TNE – Transnorte Energia S.A
Notas Explicativas às demonstrações contábeis regulatória
31 de dezembro de 2025
(Em milhares de reais, exceto quando indicado de forma diferente)

10. Fornecedores

A rubrica de fornecedores da Companhia é majoritariamente composta por compra de materiais e serviços. Essas operações são realizadas sem envolvimento de operação de "forfait". Em 31 de dezembro 2025 a Companhia apresentou saldo de fornecedores conforme abaixo.

Fornecedores	31/12/2025	31/12/2024
Estruturas metálicas	-	2.971
Carretéis e cabos de alumínio	5.001	55.556
Equipamentos Subestação	18.435	-
Outras compras e serviços	1.955	3.918
Retenção Contratual	14.192	7.494
Fornecedores no Exterior	-	29.458
	39.583	99.397

11. Endividamento e Dívida Líquida

11.1 Endividamento

As principais características e o saldo de debêntures e empréstimo são compostos da seguinte forma:

Instituições financeiras / credores	Vencimento	(% a.a.) Taxa efetiva	Circulante				Não circulante			
			Encargos	Principal	31/12/2025	31/12/2024	Encargos	Principal	31/12/2025	31/12/2024
Empréstimo Basa	15/12/2041	IPCA + 4,4477%	3.315	25.806	29.121	3.137	-	774.194	774.194	800.000
Empréstimo Caixa Econômica Federal	15/05/2041	IPCA + 4,563%	18.193	6.750	24.943	-	-	893.250	893.250	-
Debêntures - 2ª Emissão - 1º e 2º série	29/09/2025	CDI + 2,15%	-	-	-	464.714	-	-	-	-
Debêntures - 3ª Emissão - 1º série	10/04/2026	CDI + 0,94%	-	-	-	11.687	-	-	-	450.000
Debêntures - 4ª Emissão - 1º série	20/09/2026	CDI + 0,49%	21.491	700.000	721.491	19.887	-	-	-	700.000
Debêntures - 5ª Emissão - 1º série	15/05/2026	CDI + 0,49%	49.178	700.000	749.178	-	-	-	-	-
			92.177	1.432.556	1.524.733	499.425	-	1.667.444	1.667.444	1.950.000

Moeda nacional e estrangeira	Saldo inicial	Principal	Encargos	Amortização do	Amortização do	Saldo final
Instituições financeiras / credores	31/12/2024	Contratado		encargos	Principal	31/12/2025
Empréstimo Basa	803.137	-	74.353	(74.175)	-	803.315
Empréstimo Caixa Econômica Federal	-	900.000	18.193	-	-	918.193
Debêntures Eletronorte - 2ª Emissão - 1º e 2º série	464.714	-	49.475	(64.189)	(450.000)	-
Debêntures - 3ª Emissão - 1º série	461.687	-	51.071	(62.758)	(450.000)	-
Debêntures - 4ª Emissão - 1º série	719.887	-	100.123	(98.519)	-	721.491
Debêntures - 5ª Emissão - 1º série	-	700.000	96.951	(47.773)	-	749.178
	2.449.425	1.600.000	390.166	(347.414)	(900.000)	3.192.177

Projeção Liquidação	2026	2027	2028	Após 2028	Total
Debêntures - 4ª Emissão	700.000	-	-	-	700.000
Debêntures - 5ª Emissão	700.000	-	-	-	700.000
Encargos - Debêntures	70.669	-	-	-	70.669
Empréstimo Basa	25.806	51.613	51.613	670.968	800.000
Encargos - Empréstimo Basa	3.315	-	-	-	3.315
Empréstimo Caixa Econômica	6.750	17.100	24.300	851.850	900.000
Encargos - Empréstimo Caixa Econômica	18.193	-	-	-	18.193
	1.524.733	68.713	75.913	1.522.818	3.192.177

Movimentação de Debêntures e Empréstimo	31/12/2025	31/12/2024
	2.449.425	460.601
Ingresso de dívidas	1.600.000	1.950.000
Encargos financeiros capitalizados	390.166	150.573
Amortização do principal	(900.000)	-
Amortização de Encargos	(347.414)	(111.749)
	3.192.177	2.449.425

TNE – Transnorte Energia S.A
Notas Explicativas às demonstrações contábeis regulatória
31 de dezembro de 2025
(Em milhares de reais, exceto quando indicado de forma diferente)

11. Endividamento e Dívida Líquida

Todos os recursos obtidos com as debêntures e empréstimos foram destinados à finalidade contratualmente prevista, ou seja, foram utilizados na implantação do empreendimento.

A segunda emissão de Debêntures privada (2º Emissão), com entrada de recursos em 29/09/2023 (1º série), no montante de R\$ 200.000 e (2º série) com entrada de recursos em 21/11/2023, no montante de R\$ 250.000, com data de vencimento dos encargos semestralmente (03/2024, 09/2024, 03/2025 e 09/2025), sendo quitação do principal em 29/09/2025, a taxa CDI + 2,15%, tendo como debenturistas Centrais Elétricas Norte do Brasil S.A. – Eletronorte. O contrato não contém cláusulas restritivas (covenants).

Em 2024 foi realizada a terceira emissão de Debêntures pública (3º Emissão), com entrada de recursos em 16/04/2024 (1º série), no montante de R\$ 450.000, com data de vencimento dos encargos semestralmente (08/2024, 04/2025, 08/2025 e 04/2026), sendo quitação do principal em 10/04/2026, a taxa CDI + 0,94%, tendo como agente fiduciário Oliveira Trust Distribuidora de Títulos e Valores Mobiliários SA. O contrato não contém cláusulas restritivas (covenants). O pagamento da 3º Emissão foi antecipado para 09/10/2025, encerrando o exercício de 2025 com a 3ª Debêntures totalmente liquidada.

Em 26/06/2024 a Companhia captou recurso através de empréstimo CCB com o Banco da Amazônia S.A - BASA, no montante de R\$ 800.000. O prazo de vencimento da cédula é de 210 meses, incluídos 24 meses de carência, vencendo em 15/12/2041, com os meses de carência o pagamento do principal iniciará em 15/07/2026 e demais pagamentos mensalmente sempre dia 15 posterior ao primeiro pagamento, a taxa de 4,4477% mais FAM definido em contrato. Durante a carência os encargos financeiros serão exigidos mensalmente, todo dia 15. Em 31 de dezembro de 2025 o empréstimo possui garantias debositadas na forma de contas reservas, no montante de R\$ 57.197 (R\$ 50.439 em 31 de dezembro de 2024), evidenciado na nota explicativa nº 5. O Contrato possui clausulas restritivas (covenants) que exige a Renovação da Fiança Bancária 90 dias antes do vencimento e não assumir novas dívidas sem prévia autorização do BASA, não conceder preferência a outros créditos, não fazer amortização de ações, não emitir debêntures nem partes beneficiárias, com ressalvas. O descumprimento das cláusulas restritivas ocorrerá o vencimento antecipado dos encargos e principal.

Em 20/09/2024 foi realizada a quarta emissão de Debêntures pública (4º Emissão), com entrada de recursos em 30/09/2024 (1º série), no montante de R\$ 700.000, com data de vencimento dos encargos semestralmente (04/2025, 10/2025, 04/2026 e último pagamento no vencimento), sendo quitação do principal em 20/06/2026, a taxa CDI + 0,49%, tendo como agente fiduciário Vórtex Distribuidora de Títulos e Valores Mobiliários Ltda. O contrato não contém cláusulas restritivas (covenants).

Em 18/12/2024 foi realizada a quinta emissão de Debêntures pública (5º Emissão), com entrada de recursos em 15/01/2025 (1º série), no montante de R\$ 700.000, com data de vencimento dos encargos semestralmente (07/2025, 01/2026, 05/2026 e último pagamento no vencimento), sendo quitação do principal em 15/05/2026, a taxa CDI + 0,49%, tendo como agente fiduciário Vórtex Distribuidora de Títulos e Valores Mobiliários LTDA. O contrato não contém cláusulas restritivas (covenants).

Em 09/09/2025 a Companhia captou recurso através de financiamento com a Caixa Economica Federal, no montante de R\$ 900.000. O prazo de vencimento do contrato é de 210 meses, incluídos 8 meses de carência, vencendo em 15/05/2041, com os meses de carência o pagamento do principal iniciará em 15/05/2026 e demais pagamentos mensalmente sempre dia 15 posterior ao primeiro pagamento, a taxa de 4,563% mais FAM definido em contrato. Durante a carência os encargos financeiros serão exigidos mensalmente, todo dia 15. O contrato possui cláusulas restritivas (covenants), a Companhia exceto pelos endividamentos permitidos, não poderá assumir novos financiamentos/empréstimos, durante o período do financiamento, sem a prévia autorização da caixa e manter, durante a vigência do contrato, ICSD anual igual ou superior a 1,2.

TNE – Transnorte Energia S.A
Notas Explicativas às demonstrações contábeis regulatória
31 de dezembro de 2025
 (Em milhares de reais, exceto quando indicado de forma diferente)

11. Endividamento e Dívida Líquida - Continuação

11.2 Dívida Líquida

Resumo	Juros de Curto Prazo	Principal Curto Prazo	Principal Longo Prazo	31/12/2025	31/12/2024
Dívida Bruta	92.177	1.432.556	1.667.444	3.192.177	2.449.425
Empréstimos / Debêntures	92.177	1.432.556	1.667.444	3.192.177	2.449.425
Ativos Financeiros	-	-	(230.150)	(230.150)	(306.101)
Alta Liquidez	-	-	(172.953)	(172.953)	(255.662)
Demais Aplicações Financeiras	-	-	(57.197)	(57.197)	(50.439)
Dívida Líquida	92.177	1.432.556	1.437.294	2.962.027	2.143.324

12. Provisões Pré-Operacionais

A rubrica de provisões Pré-Operacionais é composta conforme abaixo:

	31/12/2025	31/12/2024
Provisões pré-operacionais		
Serviços	4.050	-
Ambiental	35.867	-
Obra Civil	3.465	-
Material	2.688	-
Pessoal	413	-
Provisões pré-operacionais (circulante)	46.483	-
Provisões pré-operacionais (não circulante)	-	194
	46.483	194

Os passivos registrados nessa rubrica refletem os valores com contratos de prestação de serviços, gastos ambientais, fornecimento de materiais e gastos com mão de obra para a construção do respectivo empreendimento que ainda não foram desembolsados ainda que após a energização do empreendimento. Tais provisões são adequadamente mensuradas e contabilizadas, nos aspectos relevantes, considerando as práticas contábeis adotadas no Brasil.

13. Provisões para contingências

O cálculo dos valores a serem provisionados toma como base, os valores em risco constantes do parecer dos advogados externos e internos responsáveis pela condução dos processos e julgamento de nossa administração, de modo que são provisionados os valores relativos às demandas que entendemos terem probabilidade de perda provável.

A administração da Companhia leva em consideração, para explanação pormenorizada em Nota Explicativa, as demandas jurídicas, administrativas e arbitrais cujo valor em risco da causa supere R\$1.000 e/ou sejam significantes para o negócio da Companhia, tais como ações civis públicas, independentemente do valor em risco.

Não constam nas notas explicativas as demandas jurídicas, administrativas ou arbitrais classificadas com probabilidade de perda remota.

(A) Perda provável: Em 31 de dezembro de 2025 e 31 de dezembro de 2024 não existem processos judiciais, administrativos ou arbitrais que, individualmente e na avaliação da administração da Companhia, sejam considerados relevantes para o negócio.

TNE – Transnorte Energia S.A
Notas Explicativas às demonstrações contábeis regulatória
31 de dezembro de 2025
 (Em milhares de reais, exceto quando indicado de forma diferente)

13. Provisões para contingências – Continuação

- (B) **Perda possível:** embora tais processos não sejam provisionados pela Companhia, merecem destaques as seguintes demandas, classificadas como probabilidade possível de perda:
- (i) **Demandas Tributárias:** Em 31 de dezembro de 2025 e 31 de dezembro de 2024 não existem processos judiciais ou administrativas dessas naturezas e que, individualmente e, na avaliação da administração da Companhia, sejam consideradas relevantes para o negócio.
- (ii) **Demandas Cíveis:** Em 31 de dezembro de 2025 e 31 de dezembro de 2024 não existem demandas judiciais ou administrativas dessa natureza.
- (iii) **Demandas Ambientais:** Em 31 de dezembro de 2025 não existem processos judiciais ou administrativas dessas naturezas e que, individualmente e, na avaliação da administração da Companhia, sejam consideradas relevantes para o negócio. Em 31 de dezembro de 2024 a Companhia possuía 04 (quatro) processos administrativos de natureza ambiental, com valor em risco de R\$ 59.486.
- (iv) **Demandas Trabalhistas/Regulatórias:** Em 31 de dezembro de 2025 e 31 de dezembro de 2024 não existem processos judiciais ou administrativas dessas naturezas e que, individualmente e, na avaliação da administração da Companhia, sejam consideradas relevantes para o negócio.

14. Capital Social

a. Capital social

Em 31 de dezembro de 2025, o capital social subscrito e integralizado da Companhia é de R\$ 1.041.687 (R\$ 400.000 em 31 de dezembro de 2024). A Companhia realizou a título de adiantamento para futuro aumento de capital o valor de R\$ 129.000 que não alterou a composição acionária da companhia. Até a publicação dessa demonstração contábil o conselho da administração da Companhia não aprovou a data para integralização do capital. A composição acionária da Companhia em 31 de dezembro de 2025 e 31 de dezembro de 2024 é a seguinte:

Acionistas	31/12/2025		31/12/2024	
	Quantidade	%	Quantidade	%
Alupar Investimento S/A	275.178	35,39%	194.001	49,62%
Centrais Elétricas do Norte do Brasil S/A - Eletronorte	502.336	64,61%	196.955	50,38%
	777.514	100%	390.956	100%

(*) **Reserva legal:** Foi constituído a título de reserva legal, calculada com base em 5% do lucro líquido societário em 31 de dezembro de 2025 R\$ 14.719 e em 31 de dezembro de 2024 R\$ 14.719. Conforme previsto na legislação em vigor, limitada a 20% do capital social.

(*) **Reserva de lucros a realizar:** Foi constituído a título de reserva de lucros a realizar referente a distribuição de dividendos mínimo obrigatório, calculada com base em 25% do lucro líquido societário em 31 de dezembro de 2025 reduzido da reserva legal.

Reservas de lucros	31/12/2025	31/12/2024
Saldo Inicial	100.926	16.292
Reserva legal	45.657	14.719
Reserva de lucros a realizar	216.872	69.915
	262.529	84.634
Saldo Final	363.455	100.926

TNE – Transnorte Energia S.A
Notas Explicativas às demonstrações contábeis regulatória
31 de dezembro de 2025
 (Em milhares de reais, exceto quando indicado de forma diferente)

15. Partes relacionadas

15.1 Remuneração da alta Administração

A remuneração da Administração incluindo diretoria e conselho de administração totalizou em 31 de dezembro de 2025 e 2024, o montante de R\$ 2.896 e R\$ 2.778, respectivamente, composta por pró-labore, encargos, benefícios e gratificação.

15.2 Dividendos

A Companhia possui em aberto os valores de dividendos mínimos obrigatórios em 31 de dezembro de 2025, totalizando R\$ 147 (R\$ 147 em 31 de dezembro de 2024).

16. Receita operacional Bruta e líquida

A receita operacional líquida é composta da seguinte forma:

Receita Líquida	31/12/2025	31/12/2024
Uso da Rede Elétrica de Transmissão Faturado	173.429	18.325
(-) Parcela Variável	(12.338)	-
Programa de Integração Social - PIS	(2.658)	(303)
Contribuição para Financiamento da Seguridade Social - COFINS	(12.243)	(1.396)
Pesquisa e Desenvolvimento - P&D	(560)	(64)
Ministério de minas e energia - MME	(280)	(32)
Fundo nacional de desenvolvimento científico e tecnológico - FNDCT	(560)	(64)
Reserva Global de Reversão - RGR	(4.188)	(476)
Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica – TFSEE	(644)	(75)
Total	139.958	15.915

Reajuste Tarifário

A Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL, através da Resolução homologatória n. 3.348, de 16 de julho de 2024, aprovou o reajuste tarifário da Companhia, em vigor a partir de 01 de julho de 2023.

Segundo o Contrato de Concessão, a Companhia passa por Revisão Tarifária Periódica a cada cinco anos e por Reajuste Tarifário anualmente. A última Revisão Tarifária Periódica da Companhia ocorreu em 01 de julho de 2022 e a próxima será em 01 de julho de 2027.

17. Pessoal e Administradores

Pessoal e Administradores	31/12/2025	31/12/2024
Pessoal	2.149	536
Remuneração	1.168	289
Encargos	517	151
Previdência privada	5	12
Serviços de terceiros	163	(43)
Seguros	17	2
Assistência médica e odontológica	236	79
Despesas rescisórias	23	27
Participação nos Lucros e Resultados - PLR	20	19
Administradores	433	-
Honorários e encargos (Diretoria e Conselho)	393	-
Benefícios dos administradores	40	-
Total	2.582	536

TNE – Transnorte Energia S.A
Notas Explicativas às demonstrações contábeis regulatória
31 de dezembro de 2025
 (Em milhares de reais, exceto quando indicado de forma diferente)

18. Receitas e despesas financeiras

Resultado financeiro	31/12/2025	31/12/2024
Receitas financeiras	18.132	396
(*) Receita de aplicações financeiras	12.706	-
Descontos obtidos	3.919	384
Outros	56	1
Atualização monetária	1.451	11
Despesas financeiras	(108.945)	(364)
Encargos sobre empréstimos e financiamentos	(106.642)	-
Pis e Cofins s/ Receitas	(869)	(12)
Atualização monetária	(22)	-
Outros	(1.412)	(352)
Total	(90.813)	32

(*) Receita de aplicações financeiras líquida de impostos.

19. Reconciliação das taxas efetivas e nominais da provisão para Imposto de renda e Contribuição social

A reconciliação das taxas efetivas e nominais, utilizadas para cálculo das provisões para o imposto de renda e a contribuição social é demonstrada a seguir:

	31/12/2025	31/12/2024
Lucro (Prejuízo) antes do imposto de renda e contribuição social	(4.564)	10.131
Imposto de renda e contribuição social calculados (25% e 9%)	34%	34%
Imposto de renda e contribuição social calculados à alíquota nominal regulatório	-	3.445
Efeitos fiscais sobre:		
Ajustes entre contabilidade societária versus regulatória	470.216	148.192
Adições/Exclusões societárias	(469.564)	(150.055)
Outros	(21)	-
Imposto de renda e contribuição social no resultado	631	1.582
Taxa de imposto efetiva	-13,83%	15,62%

Com a retomada da implantação da LT o saldo do ativo contratual foi majorado, consequentemente as adições e exclusões foram impactadas. Assim, houve o desequilíbrio entre o valor devido na alíquota nominal regulatório para a alíquota efetiva entre os exercícios.

20. Demonstrações do Resultado do exercício segregado por atividade

A Companhia é administrada como única operação, ou seja, que gera um único fluxo de caixa independente, uma vez que suas receitas operacionais decorrem substancialmente da atividade de transmissão de energia elétrica. Sendo assim, a Administração da Companhia não utiliza informações segregadas por atividade para analisar seu desempenho operacional e financeiro.

TNE – Transnorte Energia S.A
Notas Explicativas às demonstrações contábeis regulatória
31 de dezembro de 2025
(Em milhares de reais, exceto quando indicado de forma diferente)

21. Conciliação do Balanço Patrimonial e demonstrações do resultado Regulatório e Societário

Para fins estatutários, a Companhia seguiu a regulamentação societária para a contabilização e elaboração das Demonstrações Contábeis Societárias, sendo que para fins regulatórios, a Companhia seguiu a regulamentação regulatória, determinada pelo Órgão Regulador apresentada no Manual de Contabilidade do Setor Elétrico - MCSE. Dessa forma, uma vez que há diferenças entre as práticas societárias e regulatórias, faz-se necessária a apresentação da reconciliação das informações apresentadas seguindo as práticas regulatórias com as informações apresentadas seguindo as práticas societárias.

A seguir são detalhadas a natureza e explicações dos ajustes apresentados entre a contabilidade societária e a regulatória:

regulatória.

		31/12/2025			31/12/2024		
	Nota	Regulatório	Ajustes	Societário	Regulatório	Ajustes	Societário
Ativo							
Ativo Circulante							
Caixa e equivalentes de caixa		1.510	-	1.510	250.007	-	250.007
Investimentos de curto prazo		171.443	-	171.443	5.655	-	5.655
Concessionárias e permissionárias		53.236	-	53.236	4.294	-	4.294
Impostos a recuperar		24.366	-	24.366	8.394	-	8.394
Adiantamento a fornecedores		1.824	-	1.824	177.874	-	177.874
Ativo contratual da concessão	21.2	-	516.325	516.325	-	12.438	12.438
Reembolsos a receber		2.336	-	2.336	2.237	-	2.237
Compensações socioambientais reembolsáveis		9.346	-	9.346	6.710	-	6.710
Outros ativos		2.249	-	2.249	28	-	28
Ativo Não Circulante							
Títulos e valores mobiliários		57.197	-	57.197	50.439	-	50.439
Concessionárias e permissionárias		334	-	334	290	-	290
Ativo contratual da concessão	21.2	-	6.392.997	6.392.997	-	3.400.074	3.400.074
Compensações socioambientais reembolsáveis		56.076	-	56.076	62.627	-	62.627
Direito de uso sobre arrendamentos	21.2	-	-	-	-	-	-
Imobilizado	21.2	4.101.508	(4.101.255)	253	2.460.058	(2.459.283)	775
Intangível	21.2	107.444	(56.904)	50.540	66.357	(17.976)	48.381
Total do Ativo		4.588.869	2.751.163	7.340.032	3.094.970	935.253	4.030.223
Passivo							
Passivo Circulante							
Fornecedores		39.583	-	39.583	99.397	-	99.397
Empréstimos		54.064	-	54.064	3.137	-	3.137
Debêntures		1.470.669	-	1.470.669	496.288	-	496.288
Salários, férias e encargos sociais		2.532	-	2.532	8.372	-	8.372
Tributos e contribuições sociais a recolher		16.110	-	16.110	6.890	-	6.890
Provisões para compensações socioambientais reembolsáveis		9.346	-	9.346	6.710	-	6.710
Adiantamento de clientes		580	-	580	474	-	474
Dividendos a pagar		147	-	147	147	-	147
Contribuições e encargos regulatórios diferidos	21.2	-	63.250	63.250	-	1.524	1.524
Provisões pré-operacionais		46.483	-	46.483	-	-	-
Passivo Não Circulante							
Empréstimos		1.667.444	-	1.667.444	800.000	-	800.000
Debêntures		-	-	-	1.150.000	-	1.150.000
Encargos regulatórios		603	-	603	158	-	158
Provisões para compensações socioambientais reembolsáveis		56.076	-	56.076	62.627	-	62.627
Provisões para compensações socioambientais		50.540	-	50.540	48.381	-	48.381
Contribuições e encargos regulatórios diferidos	21.2	-	783.142	783.142	-	416.509	416.509
Provisões pré-operacionais		-	-	-	194	-	194
Imposto de renda e contribuição social diferidos	21.2	-	644.582	644.582	-	175.370	175.370
Outros passivos		-	-	-	2.995	-	2.995
Total do Passivo		3.414.177	1.490.974	4.905.151	2.685.770	593.403	3.279.173
Patrimônio Líquido							
Capital social		1.041.687	-	1.041.687	400.000	-	400.000
AFAC		129.000	-	129.000	-	-	-
Reservas de Lucros		363.455	900.739	1.264.194	100.926	250.124	351.050
Prejuízos Acumulados	21.2	(359.450)	359.450	-	(91.726)	91.726	-
Total do Patrimônio Líquido		1.174.692	1.260.189	2.434.881	409.200	341.850	751.050
Total do Passivo e do Patrimônio Líquido		4.588.869	2.751.163	7.340.032	3.094.970	935.253	4.030.223

TNE – Transnorte Energia S.A
Notas Explicativas às demonstrações contábeis regulatória
31 de dezembro de 2025
(Em milhares de reais, exceto quando indicado de forma diferente)

21. Conciliação do Balanço Patrimonial e demonstrações do resultado Regulatório e Societário – Continuação

Nota	31/12/2025			31/12/2024		
	Regulatório	Ajustes	Societário	Regulatório	Ajustes	Societário
Receita / Ingresso						
Disponibilização do Sistema de Transmissão	21.3	173.429	(173.429)	-	18.325	(18.325)
Receita de operação e manutenção	21.3	-	(3.902)	(3.902)	-	2.080
Receita de implantação de infraestrutura	21.3	-	1.173.519	1.173.519	-	2.520.125
Remuneração ativo contratual da concessão	21.3	-	2.488.285	2.488.285	-	119.246
(-) Parcela Variável		(12.338)	12.338	-	-	-
Tributos						
Programa de Integração Social - PIS		(2.658)	-	(2.658)	(303)	-
Contribuição para Financiamento da Seguridade Social - COFINS		(12.243)	-	(12.243)	(1.396)	-
PIS e COFINS Diferido	21.3	-	(323.455)	(323.455)	-	(242.635)
Encargos - Parcela "A"						
Pesquisa e Desenvolvimento - P&D		(560)	-	(560)	(64)	-
Ministério de minas e energia - MME		(280)	-	(280)	(32)	-
Fundo nacional de desenvolvimento científico e tecnológico - FNDCT		(560)	-	(560)	(64)	-
Reserva Global de Reversão - RGR		(4.188)	-	(4.188)	(476)	-
Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica – TFSEE		(644)	-	(644)	(75)	-
Taxas regulamentares - Diferido	21.3	-	(104.904)	(104.904)	-	(78.692)
Receita Líquida / Ingresso Líquido		139.958	3.068.452	3.208.410	15.915	2.301.799
Resultado Antes dos Custos Gerenciáveis		139.958	3.068.452	3.208.410	15.915	2.301.799
Custos Gerenciáveis - Parcela "B"						
Pessoal e Administradores		(2.582)	-	(2.582)	(536)	-
Material		(1.606)	-	(1.606)	(35)	-
Serviços de Terceiros		(3.277)	-	(3.277)	(1.158)	-
Arrendamento e Aluguéis	21.3	(1.458)	-	(1.458)	(225)	(12)
Seguros		(1.139)	-	(1.139)	(27)	-
Doações, contribuições e subvenções		(1.490)	-	(1.490)	(273)	-
Tributos		(6)	-	(6)	(3)	-
Depreciação	21.3	(42.404)	42.404	-	(3.559)	3.529
Outras receitas operacionais	21.3	253	-	253	-	-
Custo de implantação de infraestrutura	21.3	-	(1.723.305)	(1.723.305)	-	(1.869.456)
Resultado da Atividade		86.249	1.387.551	1.473.800	10.099	435.860
Resultado Financeiro						
Despesas Financeiras	21.3	(108.945)	-	(108.945)	(364)	-
Receitas Financeiras		18.132	-	18.132	396	-
Lucro (Prejuízo) Antes dos Impostos Sobre o Lucro		(4.564)	1.387.551	1.382.987	10.131	445.991
Imposto de renda e contribuição social correntes		(631)	-	(631)	(1.582)	-
Imposto de renda e contribuição social diferidos	21.3	-	(469.212)	(469.212)	-	(150.028)
Lucro líquido (Prejuízo) do Exercício		(5.195)	918.339	913.144	8.549	285.832

A seguir são detalhadas a natureza e explicações dos ajustes apresentados entre a contabilidade societária e a regulatória.

21. Conciliação do Balanço Patrimonial e demonstrações do resultado Regulatório e Societário – Continuação

21.1. Efeitos de contabilização

21.1.1. Efeitos de contabilização de contratos de concessão

Conforme previsto no contrato de concessão, a Companhia atua como prestador de serviço. A Companhia implementa, amplia, reforça ou melhora a infraestrutura (serviços de implementação da infraestrutura) usada para prestar um serviço público além de operar e manter essa infraestrutura (serviços de operação e manutenção) durante determinado prazo. A transmissora de energia é remunerada pela disponibilidade da infraestrutura durante o prazo da concessão. O contrato de concessão não transfere ao concessionário o direito de controle do uso da infraestrutura de serviços públicos. É prevista apenas a cessão de posse desses bens para realização dos serviços públicos, sendo os bens revertidos ao poder concedente após o encerramento do respectivo contrato. A Companhia constrói, opera e mantém a infraestrutura para a prestação dos serviços públicos em nome do Poder Concedente, nas condições previstas no contrato de concessão. A Companhia deve registrar e mensurar a receita dos serviços que presta de acordo com os Pronunciamentos Técnicos CPC 47 - Receita de Contrato com Clientes e CPC 48 - Instrumentos Financeiros. Caso o concessionário realize mais de um serviço regidos por um único contrato, a remuneração recebida ou a receber deve ser alocada a cada obrigação de performance com base nos valores relativos aos serviços prestados caso os valores sejam identificáveis separadamente.

i. Imobilizado e Intangível

Considerando que para fins regulatórios deverá ser adotada a estrutura vigente no Manual de Contabilidade do Setor Elétrico, onde todos os investimentos realizados nas construções das linhas de transmissão são registrados como ativo imobilizado/intangível, todos os efeitos decorrentes das aplicações do CPC 47 foram eliminados nas demonstrações contábeis regulatórias, incluindo os impactos fiscais correspondentes.

ii. Ativo contratual da concessão

A Companhia foi classificada dentro do modelo de ativo contratual, a partir de 1º de janeiro de 2018, conforme adoção do CPC 47 - Receita de Contrato com Clientes. O ativo contratual se origina na medida em que a concessionária satisfaz a obrigação de construir e implementar a infraestrutura de transmissão, sendo a receita reconhecida ao longo do tempo do projeto, porém o recebimento do fluxo de caixa está condicionado à satisfação da obrigação de desempenho de operação e manutenção. Mensalmente, à medida que a Companhia opera e mantém a infraestrutura, a parcela do ativo contratual equivalente à contraprestação daquele mês pela satisfação da obrigação de desempenho de construir torna-se um ativo financeiro, pois nada mais além da passagem do tempo será requerida para que o referido montante seja recebido. Os benefícios deste ativo são os fluxos de caixa futuros

O valor do ativo contratual é formado por meio do valor presente dos seus fluxos de caixa futuros. O fluxo de caixa futuro é estimado no início da concessão, ou na sua prorrogação, e as premissas de sua mensuração são revisadas na Revisão Tarifária Periódica (RTP).

Os fluxos de caixa são definidos a partir da Receita Anual Permitida (RAP), que é a contraprestação que a Companhia recebe pela prestação do serviço público de transmissão aos usuários. Estes recebimentos amortizam os investimentos nessa infraestrutura de transmissão e eventuais investimentos não amortizados (bens reversíveis) geram o direito de indenização do Poder Concedente ao final do contrato de concessão. Este fluxo de recebimentos é (i) remunerado pela taxa implícita que representa o componente financeiro do negócio, estabelecida no início do projeto da Companhia, que é 6,61% a.a; e (ii) atualizado pelo IPCA.

21. Conciliação do Balanço Patrimonial e demonstrações do resultado Regulatório e Societário – Continuação

Assim, a contrapartida pelos serviços de implementação da infraestrutura efetuados nos ativos da concessão a partir de 1º de janeiro de 2018 passaram a ser registrados na rubrica “Ativo contratual da concessão”, como um ativo contratual, por terem o direito a contraprestação ainda condicionados a satisfação de outra obrigação de desempenho.

A implementação da infraestrutura, atividade executada durante fase de obra, tem o direito a contraprestação vinculado a performance de finalização da obra e das obrigações de desempenho de operar e manter, e não somente a passagem do tempo, sendo o reconhecimento da receita e custos das obras relacionadas à formação deste ativo através dos gastos incorridos.

As receitas com implementação da infraestrutura, operação e manutenção e receita de remuneração dos ativos de concessão estão sujeitas à correção monetária pela variação do IPCA e ao diferimento de Programa de Integração Social - PIS e da Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social - COFINS cumulativos e encargos regulatórios - RGR e TFSEE registrados na conta “Contribuições e encargos regulatórios diferidos” no passivo.

iii. Contribuições e encargos regulatórios diferidos

Os efeitos decorrentes das aplicações do CPC 47 foram eliminados nas demonstrações contábeis regulatórias, incluindo os impactos fiscais e regulatórios correspondentes, no caso Pis, Cofins, RGR e TFSEE diferidos.

iv. Custo de Infraestrutura

O custo da infraestrutura é uma parte importante da fórmula para definição da tarifa a ser cobrada pela Companhia, nos termos do Contrato de Concessão. As regras para definição da infraestrutura remunerada através da tarifa e sua mensuração são estabelecidas pelo Poder Concedente e passíveis de julgamento, e não necessariamente estão alinhadas com práticas contábeis adotadas no Brasil. Essas regras regulatórias podem levar ao registro como infraestrutura gastos que, eventualmente, não poderiam ser classificados como tal de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil, ou não considerar gastos capitalizados de acordo com essas práticas contábeis, quando dos processos tarifários.

v. Imposto de Renda e Contribuição Social Diferidos

Os ajustes de imposto de renda e contribuição social diferidos são decorrentes substancialmente do reconhecimento das receitas financeiras e de construção oriundos da adoção do CPC 47 – Receita de Contrato com Clientes e foram mensurados pelas alíquotas aplicáveis nos períodos nos quais se espera que o passivo seja liquidado, com base nas alíquotas previstas na legislação tributária vigente no final de cada exercício.

TNE – Transnorte Energia S.A
Notas Explicativas às demonstrações contábeis regulatória
31 de dezembro de 2024
 (Em milhares de reais, exceto quando indicado de forma diferente)

21. Conciliação do Balanço Patrimonial e demonstrações do resultado Regulatório e Societário – Continuação

21.1.2. Efeitos de contabilização de Arrendamento

i. Arrendamentos

CPC 06 (R2) – Arrendamentos, substituindo o CPC 06 (R1) – Operações de arrendamento mercantil e correspondentes interpretações. A norma estabelece os princípios para o reconhecimento, mensuração, apresentação e divulgação de operações de arrendamento mercantil e exige que os arrendatários contabilizem todos os arrendamentos conforme um único modelo de balanço patrimonial, similar à contabilização de arrendamentos financeiros nos moldes do CPC 06 (R1), ou seja, reconheça ativos representando o direito de uso e passivos para todos os contratos de arrendamento, a menos que o prazo do contrato seja inferior a doze meses ou o valor do ativo objeto do arrendamento tenha valor não significativo. Para o arrendador, a contabilização continuará segregada entre operacional e financeiro. O CPC 06 (R2) também exige que os arrendatários e os arrendadores façam divulgações mais abrangentes do que as previstas no CPC 06 (R1).

21.2. Conciliação do patrimônio líquido societário e regulatório

	31/12/2025	31/12/2024
Saldo do patrimônio líquido conforme contabilidade societária	2.434.881	751.050
Efeito dos ajustes entre contabilidade societária versus regulatória		
Ativo contratual da concessão (CPC 47) e Imobilizado	(2.751.163)	(935.253)
Tributos sobre as diferenças de práticas contábeis	1.490.974	593.403
Saldo do patrimônio líquido contabilidade regulatória	1.174.692	409.200

21.3. Conciliação do lucro líquido societário e regulatório

	31/12/2025	31/12/2024
Lucro líquido conforme contabilidade societária	913.144	294.381
Efeito dos ajustes entre contabilidade societária versus regulatória		
Receita bruta	(3.496.811)	(2.623.126)
Contribuições diferidas	428.359	321.327
Arrendamento (CPC 06)	-	12
Depreciação	(42.404)	(3.529)
Custos de infraestrutura	1.723.305	1.869.456
Imposto de renda e contribuição social diferidos	469.212	150.028
Prejuízo/Lucro regulatório	(5.195)	8.549

José Roberto da Silva
 Diretor Administrativo Financeiro

Newton Jordão Zerbini
 Diretor Técnico

Jainy Fernanda de Oliveira
 Contadora – CRC 1 SP-338419/O