



Demonstrações Contábeis Regulatórias

31 de dezembro de 2025

DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS REGULATÓRIAS

31 de dezembro de 2025

RELATÓRIO DE ADMINISTRAÇÃO	3
BALANÇO PATRIMONIAL	21
DEMONSTRAÇÕES DO RESULTADO	23
DEMONSTRAÇÃO DO RESULTADO ABRANGENTE	24
DEMONSTRAÇÃO DO FLUXO DE CAIXA	25
DEMONSTRAÇÃO DAS MUTAÇÕES DO PATRIMÔNIO LÍQUIDO	26
NOTAS EXPLICATIVAS	27
RELATÓRIO DOS AUDITORES INDEPENDENTES SOBRE AS DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS REGULATÓRIAS	99
TERMO DE RESPONSABILIDADE	102

RELATÓRIO DA ADMINISTRAÇÃO REGULATÓRIO 2025

INTRODUÇÃO

Senhoras e Senhores Acionistas,

Apresentamos a seguir o Relatório das principais atividades no exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2025, em conjunto com as Demonstrações Contábeis Regulatórias elaboradas de acordo com as práticas contábeis brasileiras e com o Manual de Contabilidade do Setor Elétrico - MCSE.

MENSAGEM DO PRESIDENTE

Melhor Distribuidora do Brasil pela segunda vez, Melhor Distribuidora do Nordeste pela sétima vez, empresa com o Melhor Modelo de Gestão do Brasil pela quarta vez e um dos melhores lugares para se trabalhar no Rio Grande do Norte pela segunda vez. Importante começar esta Mensagem destacando os quatro reconhecimentos externos mais relevantes que a Neoenergia Cosern recebeu ao longo de 2025 – um ano histórico para nossa empresa sob todos os aspectos.

Alcançar essas distinções, concedidas por instituições renomadas como a Abradee, a Fundação Nacional da Qualidade e a GPTW, é uma evidência concreta de que estamos trilhando o caminho certo à frente da Neoenergia Cosern nos últimos três anos. Ao liderar um time extremamente comprometido com o fornecimento de energia elétrica de qualidade, reafirmamos nosso compromisso de fazer parte da vida de milhões de potiguares, levando desenvolvimento e qualidade de vida.

Também destaco uma conquista inédita que tornou 2025 um ano ainda mais especial para a Neoenergia Cosern. Encerramos o ciclo como a primeira e única distribuidora do Brasil, com mais de 500 mil clientes, a enquadrar todos os seus conjuntos elétricos em DEC e FEC. É um feito histórico, resultado de um trabalho coletivo de excelência e que merece ser comemorado, pois reforça nossa dedicação e empenho com a prestação de um serviço de qualidade aos nossos clientes, sempre no centro do nosso negócio.

Nosso DEC ao final de 2025 foi de 6,07 horas (37% abaixo do limite da Aneel, de 9,66 horas). Na prática, os potiguares tiveram energia disponível durante 99,93% das 8.760 horas do ano. Já o FEC foi de 2,91 vezes (50% abaixo do regulatório, de 5,85 vezes). Outro indicador importante, embora sem meta regulatória, foi o Tempo Médio de Atendimento (TMAE), que fechou dezembro em 5,9 horas – o melhor resultado dos últimos seis anos.

Esse desempenho é resultado, entre outras ações, da inauguração de seis novas Bases Operacionais em Parelhas, Apodi, Touros, São José de Mipibu, Areia Branca e Umarizal, totalizando 23 estruturas no Estado. Elas servem como pontos de apoio descentralizados para nossas equipes, reduzindo significativamente o tempo de atendimento às ocorrências e diminuindo o risco de acidentes durante deslocamentos.

Em 2025, o investimento da Neoenergia Cosern no sistema elétrico potiguar foi de R\$ 537 milhões, um crescimento de 26% em relação ao ano anterior, destinado principalmente à expansão e modernização da rede elétrica, que já soma 61 mil quilômetros. Essa rede está cada vez mais inteligente, utilizando inteligência artificial para se reconfigurar automaticamente.

Até 2029, pretendemos investir mais R\$ 2,5 bilhões no sistema elétrico potiguar, um dos maiores planos da história da distribuidora. No dia 9 de dezembro, recebemos com grande satisfação a recomendação da Aneel ao Ministério de Minas e Energia para a renovação da Concessão por mais 30 anos.

Dentro do nosso planejamento estratégico, destaco obras entregues que já impulsionam o desenvolvimento econômico do Estado. Em fevereiro, inauguramos a Subestação São Gonçalo do Amarante, beneficiando meio milhão de consumidores em quatro municípios da Região Metropolitana de Natal. Em dezembro, colocamos em operação as subestações São Miguel do Gostoso, no Litoral Norte, e Petrópolis, na Zona Leste de Natal. Juntas, receberam investimento de R\$ 84 milhões e atendem áreas residenciais, comerciais e turísticas estratégicas para a economia potiguar.

O turismo, uma das atividades econômicas mais importantes do Rio Grande do Norte, também recebeu atenção especial. Nosso Plano Verão contou com investimentos de R\$ 92 milhões com ações iniciadas em julho de 2025 e que se estenderão até o fim do Carnaval de 2026. As ações beneficiaram diretamente 41 municípios litorâneos e outros de interesse turístico, com lavagem de mais de 130 km de cabos, manutenção de 600 transformadores, inspeção termográfica de cerca de mil quilômetros de rede em áreas praianas, além de podas preventivas e reforço das equipes de plantão — tudo para garantir tranquilidade em um dos períodos mais esperados por potiguares e visitantes.

O trabalho educativo e cultural da Neoenergia Cosern também merece destaque. Entre os diversos projetos, cito a abertura, em dezembro, do Espaço Aulas de Energia no alto da torre projetada por Oscar Niemeyer no Parque da Cidade, em Natal. O local já recebe crianças e adultos para interações com experimentos sobre eletricidade, meio ambiente e sustentabilidade. O Instituto Neoenergia, por sua vez, já alocou mais de R\$ 13,5 milhões no Estado desde 2018, transformando energia em cultura e mudando realidades em todos os recantos do RN.

Tenho também muito orgulho dos programas de apoio às pessoas que trabalham na empresa e das políticas inclusivas para quem deseja fazer parte do nosso time. Geramos 1.097 empregos diretos e outros 2.300 indiretos. Criamos o Potencialize, programa de desenvolvimento para pessoas pretas e pardas, ampliamos o Programa de Diversidade Geracional e promovemos Oficinas de Inovação e Tecnologia para Menores Aprendizizes e Estagiários.

Ao longo do ano, contratamos mais 51 colaboradores próprios, sendo 75% mulheres, além de duas pessoas com deficiência, fortalecendo a primarização da nossa força de trabalho. Formamos 26 alunos na 20ª turma da Escola de Eletricista e capacitamos 27 colaboradores na 1ª Turma de Obras da Neoenergia Cosern.

Desde 2022, 120 mulheres já se formaram na Escola de Eletricistas; 28% delas foram contratadas e trabalham em pé de igualdade com os homens em todas as regiões do Estado. Essa e outras políticas afirmativas voltadas ao público feminino e à diversidade renderam à Neoenergia Cosern uma Menção Honrosa da Procuradoria Especial da Mulher da Assembleia Legislativa, em novembro.

Encerro esta mensagem lembrando que todas as conquistas mencionadas são fruto do trabalho coletivo de um time excepcional que tenho a honra de liderar. Os resultados comprovam que cumprimos nosso dever em 2025 e reforçam que temos ainda mais a realizar em prol do desenvolvimento do Rio Grande do Norte ao longo de 2026.

Fabiana Carvalho Lopes

Diretora-Presidente da Neoenergia Cosern

1. A Neoenergia Cosern

1.1. Área de Atuação

A Neoenergia Cosern é responsável pela concessão de distribuição de energia elétrica nos 167 municípios do Rio Grande do Norte, atendendo mais de 3,5 milhões de habitantes em uma área de 52.810 km².

1.2. Estrutura Societária

A Neoenergia Cosern possui 100% do seu capital detido pela Neoenergia S.A., conforme estrutura societária abaixo:



2. DESEMPENHO OPERACIONAL

2.1. Número de Consumidores Ativos

A Companhia encerrou o ano com 1.638 mil consumidores ativos, avanço de 30 mil clientes em relação a 2024 (+1,9%).

Descrição	Número de Consumidores					Variação Vertical %		Variação Horizontal %	
	2025	2024	2023	2022	2021	2025	2024	2025 / 2024	
	Residencial	1.446.131	1.416.935	1.390.080	1.364.959	1.336.861	88,3%	88,1%	29.196
Industrial	1.570	1.538	1.495	1.368	1.362	0,1%	0,1%	0.032	2,08%
Comercial	114.921	113.479	112.461	110.116	106.660	7,0%	7,1%	1.442	1,27%
Rural	45.457	47.051	48.777	50.978	53.982	2,8%	2,9%	(1.594)	(3,39%)
Outros	29.773	29.062	28.259	27.357	26.561	1,8%	1,8%	0.711	2,45%
<i>Poder Público</i>	11.569	11.440	12.718	12.626	12.572	0,7%	0,7%	0.129	1,13%
<i>Iluminação Pública</i>	15.349	14.877	12.862	12.231	11.612	0,9%	0,9%	0.472	3,17%
<i>Serviço Público</i>	2.855	2.745	2.679	2.500	2.377	0,2%	0,2%	0.110	4,01%
Subtotal	1.637.852	1.608.065	1.581.072	1.554.778	1.525.426	100,0%	100,0%	29.787	1,85%
Consumo Próprio	170	161	171	166	169	0,01%	0,01%	0.009	5,59%
Suprimento	3	3	3	3	3	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Total	1.638.025	1.608.229	1.581.246	1.554.947	1.525.598	100,0%	100,0%	29.796	1,85%
Variação	1,85%	1,71%	1,69%	1,92%					

2.2. Energia Distribuída

A energia distribuída (cativo + livre) totalizou 6.025.915 MWh em 2025, em linha vs. 2024.

No mercado cativo, o consumo residencial registrou retração de 4%, influenciado pelas temperaturas mais amenas ao longo do ano e pelo avanço da geração distribuída.

A classe industrial cativa apresentou queda de 32% em 2025 vs. 2024, resultado da migração de consumidores para o mercado livre ao longo do ano.

No segmento comercial, o consumo cativo recuou 16% vs. 2024, explicada tanto pelas menores temperaturas quanto pela maior migração de clientes para o mercado livre.

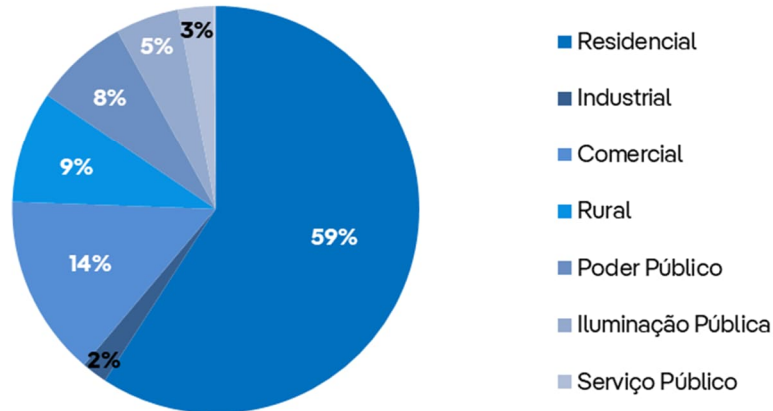
Na classe rural (cativo), verificou-se redução de 6% no consumo vs. 2024, refletindo a redução na base de clientes.

As demais classes (serviço público, poder público, iluminação pública e consumo próprio) permaneceram com o consumo consolidado em linha vs. 2024.

O mercado livre apresentou crescimento de 13% em 2025 vs. 2024, impulsionado pela maior migração de consumidores, movimento que contribuiu diretamente para a queda observada no consumo das classes cativas ao longo de 2025.

Mercado Atendido - MWh	2025	2024	2023	2022	2021	2025 x 2024	%
Energia Faturada (Cativo + Livre)	6.024.074	6.047.548	5.937.594	5.842.918	6.030.110	(23.474)	(0%)
Fornecimento	4.030.529	4.287.491	4.374.581	4.373.718	4.606.871	(256.962)	(6%)
Residencial	2.384.640	2.474.322	2.416.744	2.349.994	2.438.767	(89.681)	(4%)
Industrial	82.375	121.304	151.368	198.310	234.645	(38.929)	(32%)
Comercial	578.624	686.928	778.900	821.042	853.672	(108.304)	(16%)
Rural	359.943	383.418	408.569	396.652	475.776	(23.476)	(6%)
Poder Público	301.796	306.501	299.000	276.309	240.046	(4.705)	(2%)
Iluminação Pública	203.149	195.207	194.000	195.943	211.133	7.941	4%
Serviço Público	112.033	111.981	119.000	128.767	147.002	51	0%
Consumo Próprio	7.970	7.830	7.000	6.702	5.830	141	2%
Uso da Rede de Distribuição	1.993.544	1.760.057	1.563.014	1.469.199	1.423.240	233.488	13%
Consumidores Livres/Dist./Ger.	1.993.544	1.760.057	1.563.014	1.469.199	1.423.240	233.488	13%
Suprimento para Agentes de Distribuição	1.841	1.502	1.318	1.208	1.249	339	23%
Total (Cativo + Livre + Suprimento)	6.025.915	6.049.050	5.938.912	5.844.126	6.031.359	(23.135)	(0%)
Variação	(0,4%)	1,9%	1,6%	(3,1%)			

Consumo por classe de consumidores



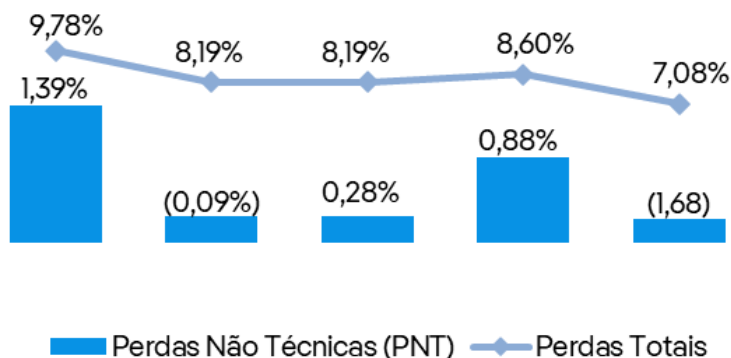
2.3. Balanço Energético

A energia injetada (Cativo + Livre + Suprimento) atingiu 6.485 GWh em 2025 (-2,0% vs. 2024), explicada pelas temperaturas mais amenas ao longo do ano e pelo avanço da geração distribuída.

BALANÇO ENERGÉTICO (MWh)					
Energia Requerida	2025	2024	2023	2022	2021
Venda de energia	4.032.371	4.288.972	4.375.581	4.374.718	4.608.119
Fornecimento	4.030.529	4.286.972	4.374.581	4.373.718	4.606.871
Suprimento para agentes de distribuição	1.841	2.000	1.000	1.000	1.249
Consumidores Livres/Dist./Ger.	1.993.544	1.760.000	1.564.000	1.470.407	1.423.240
Mercado Atendido	6.025.915	6.048.972	5.939.581	5.845.126	6.031.359
Perdas na Distribuição	459.111	569.135	529.784	521.633	654.123
Perdas Técnicas	568.338	511.175	511.832	527.353	560.947
Perdas Não Técnicas (PNT)	(109.228)	57.960	17.951	-5.720	93.176
PNT/Energia Requerida (%)	(1,7%)	0,9%	0,3%	-0,1%	1,4%
Perdas Totais	459.111	569.135	529.784	521.633	654.123
PT/ Energia Requerida %	7,08%	8,60%	8,19%	8,19%	9,78%
Total	6.485.025	6.618.107	6.469.364	6.366.759	6.685.482

2.4. Perdas

As perdas de energia são acompanhadas por meio do índice percentual que calcula a razão entre a energia injetada e a energia fornecida/faturada, acumuladas no período de 12 meses. Com base nessa metodologia, apresentamos abaixo a evolução desse indicador.



Em abril/25 a Aneel aprimorou a metodologia de cálculo da cobertura regulatória de perdas não técnicas em função dos impactos do crescimento da Geração Distribuída que reduz o faturamento das distribuidoras em função da energia compensada dos consumidores pertencentes ao sistema de compensação. A nova metodologia passou a ser aplicada nos processos tarifários a partir de 2025 e, portanto, já foi incorporada para a Neoenergia Cosern em abr/25.

A Neoenergia Cosern apresentou perdas totais 12 meses de 7,08%, permanecendo abaixo do seu limite regulatório de 11,14%.

Em 2025 foram adotadas as seguintes ações de combate a perdas:

- (i) Realização de mais de 12 mil inspeções, recuperando uma energia de 11 GWh;
- (ii) Substituição de 41 mil medidores obsoletos;
- (iii) Realização de ações de Levantamento e Fiscalização da Iluminação Pública, com a recuperação de mais de 4 GWh de energia;
- (iv) Realização de 83 ações com apoio policial.

2.5. DEC e FEC

A qualidade do fornecimento de energia é verificada principalmente pelos indicadores de qualidade DEC - Duração Equivalente de Interrupção por Consumidor e FEC - Frequência Equivalente de Interrupção por Consumidor, que aferem respectivamente a duração média das interrupções e a quantidade média de interrupções por consumidor. O cálculo desses índices considera a média móvel dos últimos 12 meses.

No ano de 2025, o sistema de distribuição registrou o indicador DEC de 6,07 horas, abaixo do limite regulatório (9,66 horas) e FEC de 2,91 vezes, também abaixo do limite regulatório (5,85 vezes).

O indicador TMAE (Tempo Médio de Atendimento a Emergências) é o valor médio correspondente aos tempos de atendimento a ocorrências emergenciais (TAE) das equipes de emergência, para o atendimento às ocorrências emergenciais verificadas em um determinado conjunto de unidades consumidoras, no período de apuração considerado.

A evolução desses indicadores é apresentada no quadro a seguir:

Ano	DEC (horas)	FEC (interrupções)	TMAE
2020	9,21	3,87	7,62
2021	6,68	2,72	6,56
2022	7,94	3,05	8,07
2023	7,62	3,23	8,37
2024	8,30	2,96	8,63
2025	6,07	2,91	5,87

3. DESEMPENHO ECONÔMICO-FINANCEIRO

Os comentários da Administração sobre o desempenho econômico-financeiro e o resultado das operações devem ser lidos em conjunto com as demonstrações financeiras regulatórias e notas explicativas.

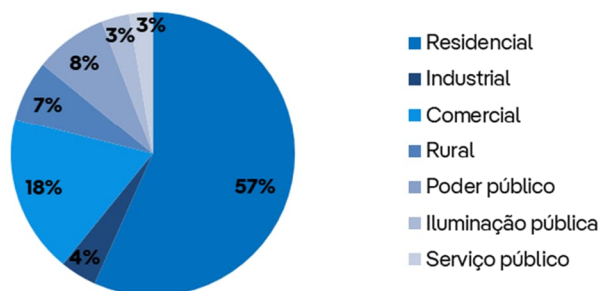
3.1. Receita Operacional Bruta

Classe	RECEITA BRUTA EM R\$ MIL			
	2025	2024	Variação	%
Residencial	2.097.886	2.083.029	14.857	0,7%
Industrial	154.235	145.148	9.087	6,3%
Comercial	667.281	689.127	(21.846)	(3,2%)
Rural	235.913	237.697	(1.784)	(0,8%)
Poder público	305.269	287.309	17.960	6,3%
Iluminação pública	118.165	103.421	14.744	14,3%
Serviço público	98.705	91.649	7.056	7,7%
Fornecimento faturado do mercado cativo¹	3.677.454	3.637.380	40.074	1,1%
Uso da Rede Elétrica de Distribuição Faturado	2.376.201	2.339.571	36.630	1,6%
Reclassificação da Receita pela disponibilidade da rede elétrica (cliente cativo)	(1.983.520)	(1.986.067)	2.547	(0,1%)
Fornecimento/Suprimento/Rede Elétrica - Não faturado	59.994	15.164	44.830	295,6%
Outras Receitas	901.460	588.075	313.385	53,3%
Total	5.031.589	4.594.123	437.466	9,5%

¹ Não considera valores de fornecimento não faturado; reclassificação da receita pela disponibilidade da rede elétrica (consumidor cativo); e subvenção à tarifa social baixa renda

A Receita decorrente do fornecimento de energia elétrica a clientes cativos da Neoenergia Cosern atingiu R\$ 3.677.454 mil (+1,1% vs. 2024), beneficiada pelo aumento de +6,6% da Parcela B aplicado no Reajuste Tarifário de abril/25.

Fornecimento faturado - mercado cativo (participação na receita)



Calculada com base na receita sobre o fornecimento de energia a clientes cativos (em MWh), a tarifa média de fornecimento de energia elétrica em 2025 foi de R\$ 1.005,0/MWh, aumento de 18,3% em relação ao ano anterior (R\$ 849,6/MWh).

Tarifa Média de fornecimento em R\$/MWh

Classe	2025	2024	%
Residencial	879,7	841,9	4,5%
Industrial	1.872,4	1.196,6	56,5%
Comercial	1.153,2	1.003,2	15,0%
Rural	655,4	619,9	5,7%
Poder público	1.011,5	937,4	7,9%
Iluminação pública	581,7	529,8	9,8%
Serviço público	881,0	818,4	7,6%
Tarifa Média	1.005,0	849,6	18,3%

3.2. Resultado Econômico-Financeiro

DEMONSTRAÇÃO DE RESULTADOS (em R\$ mil)	2025	2024	2025 X 2024	
			R\$	%
Receita Bruta	5.031.589	4.594.123	437.466	9,5
Deduções da Receita Bruta	(1.640.819)	(1.399.272)	(241.547)	17,3
Receita Operacional Líquida	3.390.770	3.194.851	195.919	6,1
Custos Não Gerenciáveis (Parcela A)	(2.000.907)	(1.931.464)	(69.443)	3,6
Margem Operacional Líquida	1.389.863	1.263.387	126.476	10,0
Custos Gerenciáveis (Parcela B)	(592.829)	(568.488)	(24.341)	4,3
Resultado do Serviço	797.034	694.899	102.135	14,7
Amortização / Depreciação	234.482	224.215	10.267	4,6
EBITDA	1.031.516	919.114	112.402	12,2
Resultado Financeiro	(279.401)	(252.237)	(27.164)	10,8
Resultado Operacional	517.633	442.662	74.971	16,9
IR e CSLL	15.297	(38.342)	53.639	N/A
Lucro do Exercício	532.930	404.320	128.610	31,8

A Receita Operacional Líquida atingiu R\$ 3.390.770 mil (+6,1% vs. 2024), refletindo o impacto positivo do Reajuste Tarifário de abr/25, combinado à expansão da base de clientes.

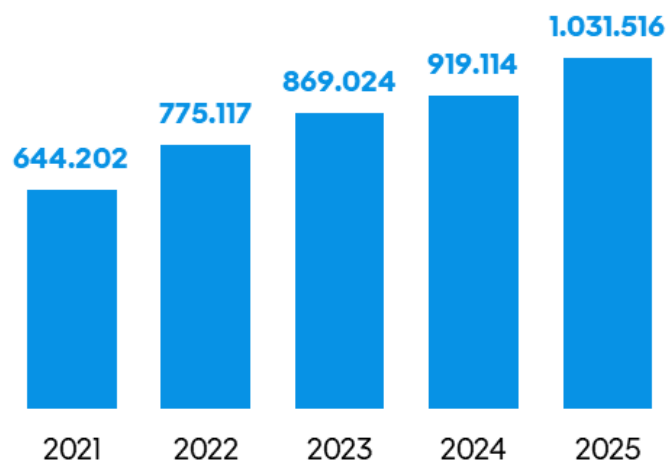
Os custos e despesas operacionais (Parcela A+B) em 2025 alcançaram R\$ 2.593.736 mil (+3,8% vs. 2024), inferior à inflação do período.

O Resultado Financeiro atingiu -R\$ 279.401 mil em 2025 (vs. -R\$ 224.215 mil em 2024), impactado pelo aumento do custo da dívida decorrente da elevação do CDI, efeito parcialmente compensado pelo reconhecimento de R\$ 18 milhões referentes à atualização monetária sobre indêbitos tributários.

Com isso, a Neoenergia Cosern apresentou EBITDA de R\$ 1.031.516 mil (+12,2% vs. 2024).

A rubrica de IR/CSL apresentou saldo de +R\$ 15.297 mil (vs. -R\$ 38.342 mil em 2024), refletindo o impacto positivo do indêbito tributário, que gerou crédito de R\$ 60 milhões decorrente da exclusão da atualização da Selic dos indêbitos relativos à retirada do ICMS da base de cálculo do PIS/COFINS.

Apresentamos abaixo a evolução do EBITDA da Neoenergia Cosern nos últimos 5 anos:



4. PLANO DE INVESTIMENTOS

4.1. Investimentos e Modernização na área de concessão da Neoenergia Cosern

Em 2025, a Neoenergia Cosern investiu o montante de R\$ 590.724 mil, 28% acima do realizado em 2024. Desse total, R\$ 23.534 mil foram subvencionados.

Estão abaixo discriminados os investimentos gerenciais segregados por sua natureza:

INVESTIMENTOS REALIZADOS (valores em R\$ Mil)			
	2025	2024	Δ %
Expansão de Rede	345.259	242.540	42%
Novas Ligações	204.076	151.587	35%
Novas SE's e RD's	141.184	90.953	55%
Renovação de Ativos	74.319	90.955	(18%)
Melhoria da Rede	67.201	42.262	59%
Perdas e Inadimplência	11.261	14.019	(19%)
Outros	62.100	44.829	39%
Movimentação Material (Estoque x Obra)	30.584	25.096	22%
(=) Investimento Bruto	590.724	459.701	28%
SUBVENÇÕES	(23.534)	(10.095)	133%
(=) Investimento Líquido	567.190	449.606	26%
Movimentação Material (Estoque x Obra)	(30.584)	(25.096)	22%
(=) CAPEX	536.606	424.510	26%
Base de Anuidade Regulatória	62.100	44.829	39%
Base de Remuneração Regulatória	498.041	389.777	28%

Os investimentos realizados foram aderentes ao necessário para o período, refletindo a política da Companhia para garantir a expansão da rede com a constante melhoria da qualidade de seus serviços prestados.

5. ESTRUTURA DE CAPITAL

5.1. Perfil da Dívida

Em dezembro de 2025, a dívida líquida da Companhia, que considera caixa, equivalentes de caixa e títulos e valores mobiliários atingiu R\$ 2.967 milhões (dívida bruta de R\$ 3.650 milhões), apresentando crescimento de 16% (R\$ 416 milhões) em relação a dezembro de 2024. Quanto à segregação do saldo devedor, a Neoenergia Cosern possui 88% da dívida contabilizada no longo prazo e 12% no curto prazo.

6. PRÁTICAS DE GESTÃO

6.1. Direito dos Acionistas e Política de Dividendos

A Neoenergia Cosern possui definido em seu Estatuto o pagamento de dividendo mínimo de 25% do lucro líquido, conforme Política de Distribuição de Dividendos, disponível no site da Companhia (<https://www.neoenergia.com/politicas-governanca-corporativa>).

Em 2025, a Companhia deliberou os seguintes proventos:

- (i) Dividendos de R\$ 109.279 mil, deliberados em Assembleia Geral Ordinária e Extraordinária de 14/04/2025 e pagos em 28/05/2025;
- (ii) Juros sobre Capital Próprio de R\$ 17.027 mil, deliberados na Reunião do Conselho de Administração em 27/03/2025 e pagos em 28/07/2025;
- (iii) Juros sobre Capital Próprio de R\$ 18.686 mil, deliberados na Reunião do Conselho de Administração em 27/06/2025 e pagos em 28/07/2025;
- (iv) Juros sobre Capital Próprio de R\$ 24.125 mil, deliberados na Reunião do Conselho de Administração em 29/09/2025 e pagos em 12/11/2025;
- (v) Dividendos Intermediários de R\$ 397.000 mil, deliberados na Reunião do Conselho de Administração em 24/10/2025 e pagos em 05/12/2025;
- (vi) Juros sobre Capital Próprio de R\$ 18.396 mil, deliberados na Reunião do Conselho de Administração em 19/12/2025 e com previsão de pagamento até 31/12/2026.

A Companhia informa que a destinação completa dos resultados de 2025 será aprovada na Assembleia Geral Ordinária a ser realizada em 2026.

7. MEIO AMBIENTE

No desempenho das atividades operacionais, a Neoenergia Cosern contempla a preservação e minimização dos impactos ambientais. Em 2025, destinou R\$ 756 mil em iniciativas que promoveram atividades relacionadas à responsabilidade ambiental e favoreceram o desenvolvimento e propagação de tecnologias que respeitam o meio ambiente.

8. PROGRAMAS DE EFICIÊNCIA ENERGÉTICA E P&D

A lei nº 9.991/2000 estabelece a obrigação de aplicar, anualmente, no montante de 1% da receita operacional líquida em ações que tenham como objetivo o combate ao desperdício de energia elétrica e o desenvolvimento tecnológico do setor elétrico. Esse montante é destinado aos Programas de Eficiência energética e Pesquisa e Desenvolvimento. Todos os gastos relacionados a esses projetos e pesquisas, realizados em parceria com empresas e universidades, são justificados à Aneel mediante a fiscalização.

9. RECURSOS HUMANOS

Em 2025, a Neoenergia Cosern mantinha 1.097 colaboradores próprios em seu quadro funcional, além de 1.943 colaboradores terceirizados. O valor total bruto aplicado na folha de pagamentos foi R\$ 108.510 mil.

10. ESG

Às vésperas da COP30, a Neoenergia lançou o projeto da construção da Usina Solar Noronha Verde, um investimento de R\$ 350 milhões que permitirá a descarbonização da matriz elétrica de Fernando de Noronha. O projeto inclui mais de 30 mil painéis solares e um sistema de baterias de grande capacidade para reduzir a dependência de combustíveis fósseis. No mesmo evento, a empresa entregou a primeira usina solar flutuante do arquipélago, instalada no Açude do Xaréu, que vai atender 30% do consumo da ilha e evitar 717 toneladas de CO₂ por ano, e reforçando o compromisso da Neoenergia com a aceleração da transição energética e com a adoção de tecnologias de baixo carbono em territórios de alta relevância ambiental.

Durante a COP30, a Neoenergia teve suas metas de redução de emissões validadas pelo SBTi, assumindo compromisso de zerar emissões líquidas até 2039. O reconhecimento reforça o protagonismo da empresa na transição energética e contribui para indicadores vinculados ao financiamento da IFC. As metas aprovadas incluem fortes reduções nos Escopos 1, 2 e 3 — com cortes de até 90% nas emissões indiretas até 2039 — alinhando a Companhia ao Acordo de Paris e à ciência climática.

Outro destaque durante a COP 30, foi a iniciativa da Iberdrola e Neoenergia, que levou jovens do PerifaConnection e Observatório das Baixadas ao evento para discutir oportunidades de emprego na economia verde e como a transição energética pode abrir novas carreiras, além dos desafios para aproveitá-las.

A Neoenergia reforça seu compromisso com a transição energética ao integrar a Coalizão do Setor Elétrico, iniciativa que reuniu empresas e associações para propor medidas voltadas à transição energética e à descarbonização, incluindo recomendações para a COP30 sobre matriz renovável, redução de emissões e investimentos em infraestrutura. A Neoenergia contribuiu com estudos técnicos, apoio ao relatório coordenado pelo CEBDS e PSR, lançado em evento Coalizões Temáticas rumo à COP30, que ocorreu em outubro, em Brasília.

A Companhia também firmou uma parceria com a Honda para desenvolver soluções de hidrogênio verde aplicadas à mobilidade no Brasil. A cooperação será baseada no primeiro posto de abastecimento de hidrogênio verde da Neoenergia, em Brasília, projeto de P&D da Aneel com investimento acima de R\$ 30 milhões. O objetivo é acelerar a descarbonização do setor automotivo e avançar rumo à neutralidade de carbono até 2050, meta compartilhada pelas duas empresas.

Por fim, a Companhia também recebeu um empréstimo de 300 milhões de euros da EIB Global para modernizar e expandir a rede da Neoenergia Coelba. Os recursos serão usados para ampliar ligações, automatizar sistemas e levar energia limpa a mais comunidades, especialmente de baixa renda. O acordo foi celebrado durante a COP30 e está alinhado ao Pacto Ecológico UE–Brasil, à estratégia Global Gateway e às metas climáticas do Acordo de Paris. Segundo o BEI e a Neoenergia, o projeto fortalecerá a infraestrutura elétrica do estado e facilitará o acesso seguro e eficiente às energias renováveis.

A apuração do resultado das metas de ESG de 2025 serão divulgadas no relatório de sustentabilidade.

11. GESTÃO DA QUALIDADE

O alto desempenho e sustentabilidade dos resultados são alcançados com a combinação de pessoas engajadas e processos maduros. Ter processos maduros significa padronizar e controlar as atividades, identificar e medir o desempenho e melhorar a eficiência. Em 2025 avaliamos a maturidade dos processos, estabelecemos planos de melhoria e aumentamos a nossa eficiência.

12. TECNOLOGIA DA INFORMAÇÃO

Os projetos entregues ao longo de 2025 demonstram a capacidade da companhia em alinhar tecnologia, operações e negócio, criando soluções robustas, escaláveis e voltadas para geração de valor.

Em 2025, os principais projetos e sistemas desenvolvidos pelo Grupo Neoenergia na Diretoria de Sistemas foram:

MMGD (Micro e Minigeração Distribuída)

O projeto estruturou uma jornada de implantação distribuída entre as concessionárias do grupo, com avanços importantes principalmente no Nordeste, assegurando que os fluxos de MMGD fossem processados com maior estabilidade e visibilidade operacional.

Tarifa Social - MP 1.300/2025

O projeto contou com um esforço coordenado entre Tecnologia, Comercial, Regulação, Atendimento e diversas áreas de apoio, dada a urgência e o alto impacto social da medida. O projeto incluiu novos critérios de faturamento, ajustes de cálculo para descontos, adequações tarifárias, atualização de mensagens na fatura e lógica de composição de consumo.

Nota Fiscal Eletrônica de Energia Elétrica (NF3e)

Representa um movimento relevante na modernização fiscal aplicada ao setor elétrico brasileiro nos últimos anos. Mais do que uma mudança regulatória, a NF3e configura-se como um pilar estratégico na jornada de digitalização, eficiência operacional e conformidade tributária das distribuidoras, onde as empresas passaram a operar integralmente com o modelo em 2025.

Reforma Tributária - Lei Complementar nº 214/2025

Uma das maiores mudanças estruturais do sistema fiscal brasileiro, substituindo cinco tributos (PIS, COFINS, ICMS, ISS, IPI) por um novo modelo de IVA Dual (CBS + IBS). Para a Neoenergia, isto exigiu um programa robusto de adequações sistêmicas, operacionais e fiscais nos seus sistemas.

Projeto RotaNEO

A iniciativa ampliou a capacidade operacional das distribuidoras e introduziu melhorias estruturantes — como novas funcionalidades de campo, integração de mapas, automações e evolução contínua para equipes de campo — reforçando a eficiência e a qualidade do atendimento.

Portal de Parceiros – Originadores de Leads

Entrega que traz uma solução digital que aprimora o relacionamento com parceiros e cria uma jornada integrada de geração, qualificação e acompanhamento de oportunidades. A plataforma ampliou a produtividade comercial e aumentou a transparência entre as áreas, agregando eficiência ao ecossistema de origem.

Projetos Encargos Varejistas, Plano comercial, WBC e SIGE

Os projetos transformaram os processos comerciais e operacionais da Neoenergia, consolidando-se como entregas relevantes em 2025 no ecossistema de liberalizados, através da modernização do modelo de faturamento dos clientes varejistas, elevando a eficiência operacional, a acurácia dos processos e a experiência do cliente, além de preparar o terreno para uma operação mais inteligente e integrada da gestão de energia, alinhada aos desafios futuros do setor.

Projeto Nexpose

O projeto entregou uma solução moderna de varredura de vulnerabilidades e governança integrada. Além de ampliar a visibilidade sobre riscos e acelerar ações de remediação, o projeto introduziu processos padronizados e aderentes às melhores práticas de segurança.

Projetos Kaffa Nordeste, Kaffa Sudeste, Melhorias GSE

Avanços na digitalização dos processos de obras e implantação de mobilidade para equipes de campo. Essas iniciativas reforçam a visão da Neoenergia em estruturar plataformas mais modernas e integradas, fundamentais para a gestão dos ativos e digitalização de redes.

13. RELAÇÕES COM INVESTIDORES

Com o objetivo de assegurar informações de alta qualidade, transparência e confiabilidade, em conformidade com a legislação aplicável e com as normas que regulam o setor elétrico, o Grupo Neoenergia adota uma política de comunicação consistente, clara e precisa com o mercado de capitais.

As informações relevantes são disponibilizadas no site de Relações com Investidores (<http://ri.neoenergia.com>), bem como nos relatórios e informes trimestrais e anuais divulgados à B3 e à CVM, também disponíveis no próprio site de RI.

14. A OUTORGADA EM NÚMEROS

NEOENERGIA COSERN				
Grandes Números da Companhia	2025	2024	Variação	Variação (%)
Atendimento				
Número de Consumidores	1.638.025	1.637.291	734	0,0%
Número de empregados	1.097	1.105	(8)	(0,7%)
Número de consumidores por empregado	1.493	1.455	38	2,6%
Número de localidades atendidas	167	167	-	0,0%
Número de agências	170	170	-	0,0%
Mercado				
Área de Concessão (km ²)	52.810	52.810	(0)	(0,0%)
Demanda Máxima (MW)	1.133,46	1.087,00	46,46	4,3%
Distribuição direta (GWh)	6.026	6.048	(22,09)	(0,4%)
Consumo residencial médio (KWh/ano)	138,75	146,84	(8,09)	(5,5%)
Tarifas médias de fornecimento (R\$ por MWh)	1.004,99	849,88	155,12	18,3%
Residencial	879,75	841,86	37,89	4,5%
Industrial	1.872,36	1.196,57	675,79	56,5%
Comercial	1.153,22	1.003,20	150,02	15,0%
Rural	655,42	619,94	35,48	5,7%
Poder Público	1.011,51	938,92	72,59	7,7%
DEC (horas)	6,07	8,30	(2,23)	(26,9%)
População atendida - Urbana (em milhares de habitantes)	1.592.568	1.561.178	31.390	2,0%
População atendida - Rural (em milhares de habitante)	45.457	47.051	(1.594)	(3,4%)
FEC (vezes)	2,91	2,96	(0,05)	(1,7%)
Número de reclamações por 1.000 consumidores ¹	5,19	4,22	0,97	23,0%
Operacionais				
Número de Subestações	81	79	2	2,5%
Linhas de transmissão (Km) ²	3.050	2.963	87	2,9%
Linhas de distribuição (Km)	59.559	58.738	821	1,4%
Financeiros				
Receita Operacional Bruta (R\$ mil)	5.031.589	4.594.123	437.466	9,5%
Receita Operacional Líquida (R\$ mil)	3.390.770	3.194.851	195.919	6,1%
EBITDA (R\$ mil)	1.031.516	919.114	112.402	12,2%
Lucro Líquido (R\$ mil)	532.930	404.320	128.610	31,8%
Lucro líquido por lote de mil ações	3,19	2,42	0,77	31,8%
Patrimônio Líquido	1.408.425	1.457.387	(48.962)	(3,4%)
Valor patrimonial do lote de mil ações	8,43	8,72	(0,29)	(3,4%)
Margem Operacional Líquida (%)	0,16	0,13	0,03	24,2%
Rentabilidade do Patrimônio Líquido (%)	0,38	0,28	0,10	36,4%
Dívida Bruta	3.649.709	2.903.077	746.632	25,7%
Dívida Líquida	2.966.823	2.549.815	417.008	16,4%
Indicadores de Performance				
Energia Comprada em MW / Número de Funcionários	5.155	5.502	(347,11)	(6,3%)
Energia Comprada em MW / Número de Consumidores	3,45	3,71	(0,26)	(7,0%)
Resultado Líquido Operacional / Total de Ativos	0,47	0,50	(0,03)	(5,4%)

⁽¹⁾ Indicador regulatório de reclamações apurado e acompanhado considera as reclamações procedentes a cada 1000 clientes (FER – Frequência Equivalente de Reclamações) e não considera as reclamações de Falta de Energia, Tensão de Fornecimento e Ressarcimento de Danos

⁽²⁾ Considera linhas de subtransmissão (linhas com até 138 KV de tensão)

**DISCLAIMER**

Esse documento foi preparado pela Companhia Energética do Rio Grande do Norte S.A. ("Neoenergia Cosern"), visando indicar a situação geral e o andamento dos negócios da Companhia. O documento é propriedade da Cosern e não deverá ser utilizado para qualquer outro propósito sem a prévia autorização escrita da Neoenergia Cosern.

A informação contida neste documento reflete as atuais condições e ponto de vista da Companhia até esta data, estando sujeitas a alterações. O documento contém declarações que apresentam expectativas e projeções da Cosern sobre eventos futuros. Estas expectativas envolvem vários riscos e incertezas, podendo, desta forma, haver resultados ou consequências diferentes daqueles aqui discutidos e antecipados, não podendo a Companhia garantir a sua realização.

Todas as informações relevantes, ocorridas no período e utilizadas pela Administração na gestão da Companhia, estão evidenciadas neste documento e nas Demonstrações Financeiras.

Demais informações sobre a empresa podem ser obtidas no Formulário de Referência, disponível no site da CVM e no site de Relações com Investidores do Grupo Neoenergia (ri.neoenergia.com).

BALANÇO PATRIMONIAL

Exercícios findos em 31 de dezembro de 2025 e 2024

(Valores expressos em milhares de reais)

	Notas	2025	2024
Ativo			
Ativo Circulante		2.111.047	1.591.217
Caixa e Equivalentes de Caixa	4	679.617	346.879
Consumidores	5	677.735	621.296
Concessionárias e Permissionárias	5	78.874	59.424
Serviços em Curso	6	40.357	80.481
Tributos Compensáveis	7	194.354	154.886
Almoxarifado Operacional		11.540	8.856
Investimentos Temporários	12	2.887	5.950
Ativos Financeiros Setoriais	8	238.930	188.815
Despesas Pagas Antecipadamente		32.297	23.510
Instrumentos Financeiros Derivativos	12	2	392
Outros Ativos Circulantes		154.454	100.728
Ativo Não Circulante		5.091.585	4.838.219
Consumidores	5	32.894	41.983
Concessionárias e Permissionárias	5	13.773	13.773
Tributos Compensáveis	7	91.449	186.281
Depósitos Judiciais	15	30.457	26.089
Investimentos Temporários	12	382	433
Ativos Financeiros Setoriais	8	86.195	24.516
Instrumentos Financeiros Derivativos	12	2	7
Benefícios pós emprego	13	3.558	4.652
Outros Ativos Não Circulantes		18.333	18.111
Direito de uso		11.235	12.903
Imobilizado	10	4.599.870	4.320.190
Intangível	10	203.437	189.281
Total do Ativo		7.202.632	6.429.436

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações contábeis regulatórias.

	Notas	2025	2024
Passivo			
Passivo Circulante		1.582.224	1.142.519
Fornecedores	11	347.519	312.888
Empréstimos, Financiamentos e Debêntures	12	427.527	81.756
Passivo de arrendamento	12	3.489	3.374
Obrigações Sociais e Trabalhistas	13	54.739	50.246
Tributos	14	110.614	97.134
Provisão para Litígios	15	8.940	11.590
Dividendos Declarados e Juros sobre Capital Próprio	19	16.324	18.432
Encargos Setoriais		45.591	74.930
Passivos Financeiros Setoriais	8	237.209	214.494
Instrumentos Financeiros Derivativos	12	611	-
Ressarcimento a consumidores - Tributos federais	17	108.748	108.748
Outros Passivos Circulantes	18	220.913	168.927
Passivo Não Circulante		4.211.983	3.829.530
Fornecedores	11	34.161	29.897
Empréstimos, Financiamentos e Debêntures	12	3.214.405	2.821.720
Passivo de arrendamento	12	9.395	10.635
Tributos	14	2.587	1.485
Provisão para Litígios	15	147.972	127.698
Encargos Setoriais		6.978	7.265
Tributos Diferidos	9	215.897	227.413
Passivos Financeiros Setoriais	8	191.763	133.149
Instrumentos Financeiros Derivativos	12	7.170	-
Ressarcimento a consumidores - Tributos federais	17	30.343	120.962
Obrigações Vinculadas à Concessão do Serviço Público de Energia Elétrica	16	338.854	327.077
Outros Passivos Não Circulantes	18	12.458	22.229
Total do Passivo		5.794.207	4.972.049
Patrimônio Líquido	19		
Capital Social		542.339	542.339
Reservas de Capital		172.091	172.091
Outros Resultados Abrangentes		570.993	612.179
Reservas de Lucros		757.131	727.235
Prejuízos Acumulados		(817.249)	(705.736)
Proposta para Distribuição de Dividendos Adicionais		183.120	109.279
Total Patrimônio Líquido		1.408.425	1.457.387
Total do Passivo e do Patrimônio Líquido		7.202.632	6.429.436

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações contábeis regulatórias.

DEMONSTRAÇÃO DO RESULTADO
Exercícios findos em 31 de dezembro de 2025 e 2024
(Valores expressos em milhares de reais)



	Notas	2025	2024
Receita	20	5.031.589	4.594.123
Fornecimento de Energia Elétrica		1.702.458	1.671.183
Energia Elétrica de Curto Prazo	21	136.459	138.838
Disponibilização do Sistema de Transmissão e Distribuição		2.397.814	2.339.571
Ativos e Passivos Financeiros Setoriais	20 (c)	156.763	25.054
Serviços Cobráveis	20	2.348	1.960
Doações, Contribuições e Subvenções Vinculadas ao Serviço Concedido	20	635.747	417.517
Tributos		(1.216.392)	(1.088.964)
ICMS		(812.921)	(719.508)
PIS		(71.333)	(65.326)
COFINS		(328.565)	(300.889)
ISS		(3.573)	(3.241)
Encargos - Parcela A		(424.427)	(310.308)
Pesquisa e Desenvolvimento - P&D		(16.954)	(15.974)
Programa de Eficiência Energética - PEE		(16.954)	(15.974)
Conta de Desenvolvimento Econômico - CDE		(364.697)	(258.815)
Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica - TFSEE		(4.914)	(4.606)
Outros Encargos		(20.908)	(14.939)
Receita Líquida		3.390.770	3.194.851
Custos Não Gerenciáveis - Parcela A	22 (a)	(2.000.907)	(1.931.464)
Energia Elétrica Comprada para Revenda		(1.607.657)	(1.528.420)
Encargo de uso do sistema de Transmissão, Conexão e Distribuição		(393.250)	(403.044)
Resultado Antes dos Custos Gerenciáveis		1.389.863	1.263.387
Custos Gerenciáveis - Parcela B		(592.829)	(568.549)
Pessoal e Administradores	22 (b)	(171.135)	(157.062)
Material		(18.668)	(18.637)
Serviços de Terceiros		(155.821)	(145.411)
Arrendamento e Aluguéis		(3.364)	(3.492)
Seguros		(1.455)	(1.496)
Doações, Contribuições e Subvenções		(697)	(636)
Provisões		(28.062)	(24.654)
Perdas na Alienação de Bens e Direitos		(25.765)	(28.370)
(-) Recuperação de Despesas		15.927	8.246
Tributos		(1.558)	(1.132)
Depreciação e Amortização	22 (c)	(234.482)	(224.215)
Gastos Diversos		(39.525)	(41.596)
Outras Receitas Operacionais		76.324	70.993
Outras Despesas Operacionais		(4.548)	(1.087)
Resultado da Atividade		797.034	694.838
Resultado Financeiro	23	(279.401)	(252.176)
Despesas Financeiras		(541.523)	(427.360)
Receitas Financeiras		262.122	175.184
Resultado Antes dos Impostos Sobre o Lucro		517.633	442.662
Despesa Com Impostos Sobre os Lucro	28	15.297	(38.342)
Resultado Líquido do Exercício		532.930	404.320
Atribuível aos:			
Acionistas controladores		532.930	404.320
Acionistas não controladores		-	-
Lucro por Ação			
Ordinária		3.1881	2,3648
Preferencial A		-	2,6013
Preferencial B		-	2,6013

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações contábeis regulatórias.

DEMONSTRAÇÃO DO RESULTADO ABRANGENTE
Exercícios findos em 31 de dezembro de 2025 e 2024
(Valores expressos em milhares de reais)

	2025	2024
Resultado do Exercício	532.930	404.320
Outros Resultados Abrangentes		
Ganho Líquido sobre Instrumentos Financeiros	(1.784)	908
Efeito de Imposto de Renda sobre Ganho Líquido de Instrumentos Financeiros	607	(309)
Previdência Privada – Superávit Atuarial	(1.619)	(1.997)
Efeito de Imposto de Renda sobre Previdência Privada	550	679
Outros Resultados Abrangentes do Exercício, Líquidos de Impostos	(2.246)	(719)
Total de Resultados Abrangentes do Exercício	530.684	403.601

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações contábeis regulatórias.

DEMONSTRAÇÃO DO FLUXO DE CAIXA
Exercícios findos em 31 de dezembro de 2025 e 2024
(Valores expressos em milhares de reais)

	2025	2024
FLUXO DE CAIXA DAS ATIVIDADES OPERACIONAIS		
Resultado do Exercício	532.930	404.320
Despesas (Receitas) que não afetam Caixa e Equivalentes de Caixa		
Amortização	15.557	(15.591)
Depreciação	227.833	248.335
Imposto de Renda e Contribuição Social	(15.297)	38.342
Valor Residual do Ativo Intangível / Imobilizado Baixado	24.912	28.792
Resultado financeiro líquido	279.401	252.237
Outros	469	(93)
	1.065.805	956.342
Redução (Aumento) de Ativos		
Consumidores	18.778	1.955
Concessionárias e Permissionárias	(19.500)	(30.508)
Depósitos Vinculados a Litígios	(2.760)	864
Imposto de Renda e Contribuição Social	(8.271)	47.386
Tributos Compensáveis	16.781	30.611
Ativos Financeiros Setoriais	(82.262)	302.672
Despesas pagas antecipadamente	(8.787)	(5.235)
Benefício Pós-Emprego	1	-
Outros	(15.558)	(42.057)
	(101.578)	305.688
Aumento (Redução) de Passivos		
Encargos Setoriais	(32.233)	(3.493)
Fornecedores Setoriais	191	(41.353)
Fornecedores Demais	15.380	34.400
Salários e Encargos Sociais	4.493	(5.295)
Tributos e Contribuição Social	15.823	(70.703)
Passivos Financeiros Setoriais	32.828	(220.305)
Indenizações/Contingências pagas	(1.389)	(8.714)
Outros	2.031	46.623
	37.124	(268.840)
CAIXA CONSUMIDO PELAS ATIVIDADES OPERACIONAIS		
Encargos de Dívidas Pagos	(258.681)	(222.379)
Provisão para Perdas com Instrumentos Financeiros	214	24.183
Rendimento de aplicação financeira	46.719	45.553
Juros pagos – Arrendamentos	(1.692)	(1.778)
Imposto de Renda e Contribuição Social Pagos	(15.897)	-
	(229.337)	(154.421)
CAIXA LÍQUIDO GERADO PELAS ATIVIDADES OPERACIONAIS	772.014	838.769
FLUXO DE CAIXA DAS ATIVIDADES DE INVESTIMENTO		
Imobilizado	(552.603)	(428.185)
Intangível	(28.788)	(24.677)
Aplicação de Títulos e Valores Mobiliários	(30.323)	(20.893)
Resgate de Títulos e Valores Mobiliários	33.438	30.061
CAIXA LÍQUIDO CONSUMIDO PELAS ATIVIDADES DE INVESTIMENTO	(578.276)	(443.694)
FLUXO DE CAIXA DAS ATIVIDADES DE FINANCIAMENTO		
Empréstimos e Financiamentos Obtidos	700.000	650.000
Empréstimos e Financiamentos Pagos	(22.219)	(539.622)
Pagamentos de custos de captação	(9.398)	(7.759)
Obrigações vinculadas as concessões	43.687	29.398
Juros sobre Capital Próprio e Dividendos Pagos	(570.018)	(526.163)
Resgate de ações	-	(12.247)
Pagamento de principal - Arrendamentos	(3.052)	(2.624)
CAIXA LÍQUIDO GERADO (CONSUMIDO) PELAS ATIVIDADES DE FINANCIAMENTO	139.000	(409.017)
VARIAÇÃO LÍQUIDA DO CAIXA E EQUIVALENTES DE CAIXA	332.738	(13.942)
DEMONSTRAÇÃO DA VARIAÇÃO DO CAIXA E EQUIVALENTES DE CAIXA		
No início do exercício	346.879	360.821
No fim do exercício	679.617	346.879
	332.738	(13.942)
TRANSAÇÕES QUE NÃO ENVOLVERAM CAIXA:		
Juros e encargos financeiros capitalizados ao imobilizado e intangível	9.333	6.970
Contratos de arrendamento - IFRS 16	1.927	2.011

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações contábeis regulatórias.

DEMONSTRAÇÃO DAS MUTAÇÕES DO PATRIMÔNIO LÍQUIDO
Exercícios findos em 31 de dezembro de 2025 e 2024
(Valores expressos em milhares de reais)



	Notas	Capital Social	Reservas de Capital	Reservas de Lucros	Outros Resultados Abrangentes		Lucros (Prejuízos) Acumulados	Proposta para Distribuição de Dividendos Adicionais	Total
					Reserva de Reavaliação	Outros			
Saldo em 31 de dezembro de 2023		542.339	184.338	644.762	23.136	633.491	(596.464)	163.187	1.594.789
Ganhos e Perdas Atuariais, Líquidos	13.1 (c)	-	-	-	-	(1.318)	-	-	(1.318)
Realização da Reserva de Reavaliação Regulatória, líquida de impostos		-	-	-	(43.729)	-	43.729	-	-
Retenção de ações		-	(12.247)	-	-	-	-	-	(12.247)
Aprovação dos Dividendos Adicionais Propostos		-	-	-	-	-	-	(53.908)	(53.908)
Ajustes de Instrumentos Financeiros		-	-	-	-	599	-	-	599
Lucro Líquido do Exercício		-	-	-	-	-	404.320	-	404.320
Destinações:	19								
Juros sobre o Capital Próprio		-	-	-	-	-	(58.569)	-	(58.569)
Dividendos Mínimos Intermediários		-	-	-	-	-	(416.279)	-	(416.279)
Reserva de Incentivos Fiscais - SUDENE		-	-	82.473	-	-	(82.473)	-	-
Saldo em 31 de dezembro de 2024		542.339	172.091	727.235	(20.593)	632.772	(705.736)	109.279	1.457.387
Dividendos/JCP prescritos		-	-	4.867	-	-	-	-	4.867
Ganhos e Perdas Atuariais, Líquidos	13.1 (c)	-	-	-	-	(1.068)	-	-	(1.068)
Realização da Reserva de Reavaliação Regulatória, líquida de impostos		-	-	-	(38.940)	-	38.940	-	-
Retenção de ações		-	-	-	-	-	-	-	-
Aprovação dos Dividendos Adicionais Propostos		-	-	-	-	-	-	(109.279)	(109.279)
Ajustes de Instrumentos Financeiros		-	-	-	-	(1.178)	-	-	(1.178)
Lucro Líquido do Exercício		-	-	-	-	-	532.930	-	532.930
Destinações:	19								
Juros sobre o Capital Próprio		-	-	-	-	-	(78.234)	-	(78.234)
Dividendos Mínimos Intermediários		-	-	-	-	-	(397.000)	-	(397.000)
Dividendos Adicionais Propostos		-	-	-	-	-	(183.120)	183.120	-
Reserva de Incentivos Fiscais - SUDENE		-	-	25.029	-	-	(25.029)	-	-
Saldo em 31 de dezembro de 2025		542.339	172.091	757.131	(59.533)	630.526	(817.249)	183.120	1.408.425

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações contábeis regulatórias.

I. CONTEXTO OPERACIONAL E SETOR ELÉTRICO NO BRASIL

A Companhia Energética do Rio Grande do Norte – NEOENERGIA COSERN (Companhia), concessionária de serviço público de energia elétrica com sede em Natal - Rio Grande do Norte - Brasil, é sociedade anônima de capital aberto, controlada pela Neoenergia S.A. (NEOENERGIA) e está registrada como Categoria “B”, não tendo ações listadas em Bolsa, já suas Debêntures são negociadas através da B3 S.A. – Brasil, Bolsa e Balcão. Suas atividades são regulamentadas e fiscalizadas pela Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL, e compreendem projetar, construir e explorar os sistemas de subtransmissão, transformação, distribuição e comercialização de energia, e atividades associadas ao serviço de energia elétrica, podendo ainda realizar operações de exportação e importação.

A Companhia detém a concessão para distribuição de energia elétrica em 167 municípios do estado do Rio Grande do Norte, abrangendo uma área de concessão de 53 mil km², a qual é regulada pelo Contrato de Concessão de Distribuição nº 8/1997 com vencimento em 2027.

Adicionalmente a Companhia vem atendendo consumidores livres no estado do Rio Grande do Norte, desde 2003.

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).

O fornecimento de energia elétrica a varejo pela Companhia é efetuado de acordo com o previsto nas cláusulas de seu contrato de concessão de longo prazo de venda de energia.

De acordo com o Contrato de Concessão de Distribuição nº 8/1997, com vencimento em 2027, essa Outorgada, está autorizada a cobrar de seus consumidores uma taxa pelo fornecimento de energia consistindo em dois componentes: (1) uma parcela referente aos custos de distribuição de energia não gerenciáveis (Custos da Parcela A); e (2) uma parcela de custos operacionais (Custos da Parcela B). Ambas as parcelas são estabelecidas como parte da concessão original para determinados períodos iniciais. Subsequentemente aos períodos iniciais, e em intervalos regulares, a ANEEL tem a autoridade de rever os custos da Companhia, a fim de determinar o ajuste da inflação (ou outro fator de ajuste similar), caso existente, aos Custos da Parcela B (Ajuste Escalar) para o período subsequente. Esta revisão, de cinco em cinco anos, poderá resultar num ajuste escalar com valor positivo, nulo ou negativo.

Adicionalmente aos ajustes referentes aos Custos da Parcela A e Parcela B mencionados acima, as concessões para fornecimento de energia elétrica têm um ajuste tarifário anual, baseado em uma série de fatores, incluindo a inflação. Adicionalmente, como resultado das mudanças regulatórias ocorridas em dezembro de 2001, a Outorgada pode agora requisitar reajustes tarifários resultantes de eventos significativos que abalem o equilíbrio econômico-financeiro dos seus negócios. Outros eventos normais ou recorrentes (como altas no custo da energia comprada, impostos sobre a receita ou ainda a inflação local) também têm permissão para serem absorvidos por meio de aumentos tarifários específicos. Quando a Outorgada solicita um reajuste tarifário, se faz necessário comprovar o impacto financeiro resultante destes eventos nas operações.

Consumidores livres são aqueles cuja demanda é igual ou excede 0,5 MW e tensão igual ou superior a 13.8kV. Clientes que possuem demanda igual ou superior a 0,5 MW e inferior a 1 MW, são considerados especiais pois apenas podem adquirir energia de fontes incentivadas, já os clientes com carga igual ou superior a 1 MW, são considerados livres tradicionais pois podem adquirir energias de fontes convencionais ou incentivadas. Uma vez que um consumidor tenha optado pelo mercado livre, só poderá voltar ao sistema regulado se comunicar à distribuidora de sua região com cinco anos de antecedência, anterior a este período, é facultativo à distribuidora aceitar o cliente, isto vai depender de estudos de mercado. Este período de aviso prévio procura assegurar que, se necessário, a distribuidora poderá comprar energia adicional para suprir a reentrada de Consumidores Livres no mercado regulado.

2. BASE DE PREPARAÇÃO E APRESENTAÇÃO DAS DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS REGULATÓRIAS

2.1 Base de preparação

As demonstrações contábeis para fins regulatórios foram preparadas de acordo com as normas, procedimentos e diretrizes emitidos pelo Órgão Regulador e conforme as políticas contábeis estabelecidas no Manual de Contabilidade do Setor Elétrico (MCSE), aprovado pela ANEEL através da Resolução Normativa nº 933, de 18 de maio de 2021, que consolidou em um único ato as Resoluções Normativas nº 396/2010, nº 605/2014 e nº 814/2018. O Despacho nº 1.690, de 28 de junho de 2022, aprovou os ajustes de natureza procedimental face a revisão do Manual de Contabilidade do Setor Elétrico – MCSE, versão 2022, aprovada por meio do Despacho nº 2.904/2021, de 17 de setembro de 2021.

As demonstrações contábeis para fins regulatórios são preparadas tomando por base as demonstrações financeiras societárias da concessionária. Há diferenças entre as práticas contábeis adotadas no Brasil, as normas contábeis internacionais (IFRS *Accounting Standards*), 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 Regulatórias não tratam de uma questão contábil de forma específica, faz-se necessário seguir as práticas contábeis adotadas no Brasil e as IFRS *Accounting Standards*.

As informações financeiras distintas das informações preparadas totalmente em conformidade com as práticas contábeis adotadas no Brasil e as IFRS *Accounting Standards*, podem levar a interpretações diferentes sobre o desempenho financeiro ou posição financeira e patrimonial, com diferenças de valores, ou agrupamentos de valores, como resultado da aplicação diferenciada de algumas normas contábeis societárias e regulatórias. Para melhor entendimento do leitor, as diferenças entre as demonstrações contábeis regulatórias e societárias, elaboradas de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil e as IFRS *Accounting Standards*, estão demonstradas nas notas 30.1 e 30.2.

A Administração da Companhia autorizou a conclusão da elaboração destas demonstrações contábeis regulatórias em 07 de abril de 2026, as quais estão expressas em milhares de reais, exceto quando indicado o contrário.

As demonstrações contábeis regulatórias estarão disponíveis no site da ANEEL (www.aneel.gov.br) e da Companhia (<https://ri.neoenergia.com>) a partir do 07 de abril de 2026.

2.2 Moeda funcional e moeda de apresentação

As demonstrações contábeis regulatórias estão apresentadas em milhares de Reais, exceto quando indicado de outra forma.

Transações em moeda estrangeira são inicialmente registradas à taxa de câmbio em vigor na data da transação e convertidas pela taxa de câmbio vigente na data do balanço. Ganhos e perdas cambiais pela atualização de ativos e passivos são reconhecidos no resultado financeiro.

2.3 Uso de estimativas e julgamentos

A preparação das demonstrações contábeis regulatórias requer o uso de estimativas e julgamentos para determinadas operações que refletem no reconhecimento e mensuração de ativos, passivos, receitas e despesas. As premissas utilizadas são baseadas no histórico e outros fatores considerados relevantes, sendo revisadas periodicamente pela Administração. Os resultados reais podem divergir dos valores estimados.

As estimativas e julgamentos significativos aplicados pela Companhia na preparação destas demonstrações contábeis regulatórias estão apresentadas nas seguintes notas:

Notas	Estimativas e julgamentos significativos
5	Perdas de créditos esperadas
8	Ativos e passivos financeiros setoriais
9	Tributos diferidos
10	Ativo imobilizado e ativo intangível
12	Empréstimos e financiamentos, debêntures e instrumentos financeiros derivativos
13	Benefícios pós-emprego
15	Provisão para litígios e depósitos judiciais
16	Obrigações vinculadas à concessão do serviço público de energia elétrica
20	Receita de fornecimento de energia não faturada

2.4 Novas normas e interpretações não vigentes

Não foram identificadas normas publicadas em 2025, com início de vigência para os anos seguintes.

3. PRINCIPAIS PRÁTICAS CONTÁBEIS REGULATÓRIAS

As práticas contábeis utilizadas são as mesmas adotadas nas Demonstrações Financeiras societárias apresentadas nas notas explicativas de “Política contábil material e julgamentos críticos”, exceto quanto ao que se estabelece abaixo:

Ativos e passivos financeiros setoriais: O mecanismo de determinação das tarifas no Brasil garante a recuperação de determinados custos relacionados à compra de energia e encargos regulatórios por meio de repasse anual. Seguindo orientação do Órgão Regulador, a empresa contabiliza as variações destes custos como ativos e passivos financeiros setoriais, quando existe uma expectativa provável de que a receita futura, equivalente aos custos incorridos, será faturada e cobrada, como resultado direto do repasse dos custos em uma tarifa ajustada de acordo com a fórmula paramétrica definida no contrato de concessão. Os ativos e passivos financeiros setoriais serão realizados quando o poder concedente autorizar o repasse na base tarifária da empresa, ajustada anualmente na data de aniversário do seu contrato de concessão.

De acordo com o OCPC 08, os ativos e passivos financeiros setoriais são apresentados pelo líquido na contabilidade societária, enquanto para fins regulatórios, são apresentados segregados em ativo e passivo, receita e despesa financeira.

Imobilizado em serviço: Registrado ao custo de aquisição ou construção, acrescidos do valor de reavaliação registrado em 30 de junho de 2023. 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 nº 674 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 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.

A Outorgada agrega mensalmente ao custo de aquisição do imobilizado em curso os juros, as variações monetárias e cambiais, e demais encargos financeiros incorridos sobre empréstimos e financiamentos diretamente atribuídos à aquisição ou constituição de ativo qualificável considerando os seguintes critérios para capitalização: (a) período de capitalização correspondente à fase de construção do ativo imobilizado, sendo encerrado quando o item do imobilizado encontra-se disponível para utilização; (b) utilização do *Weighted Average Cost of Capital* (WACC) regulatório considerando o prazo médio de construção e desembolso financeiro; (c) o montante dos juros, as variações monetárias e cambiais, e demais encargos financeiros capitalizados mensalmente não excedem o valor das despesas de juros apuradas no período de capitalização; e (d) os juros, as variações monetárias e cambiais e demais encargos financeiros capitalizados são depreciados considerando os mesmos critérios e vida útil determinada para o item do imobilizado ao qual foram incorporados.

No reconhecimento do custo do ativo imobilizado, as empresas de distribuição de energia têm incluído parte dos custos da administração central, o qual por sua vez é incluído no processo de revisão tarifária, ou seja, gerando benefícios econômicos futuros.

Intangível: Registrado ao custo de aquisição. A amortização, quando for o caso, é calculada pelo método linear. Os encargos financeiros, juros e atualizações monetárias incorridos, relativos a financiamentos obtidos de terceiros vinculados ao intangível em andamento, são apropriados às imobilizações intangíveis em curso durante o período de construção do intangível.

Obrigações especiais vinculadas à concessão: Estão representadas pelos valores nominais ou bens recebidos de consumidores das concessionárias para realização de empreendimentos necessários ao atendimento de pedidos de fornecimento de energia elétrica, acrescidos do valor de reavaliação. Esta conta é amortizada pela taxa média de depreciação dos ativos correspondentes a essas obrigações, conforme legislação vigente.

Reserva de reavaliação: Para fins da contabilidade societária, a Lei nº 11.638/2007 permitiu a manutenção dos saldos de reservas de reavaliação existentes em 31 de dezembro de 2007 até a sua efetiva realização. A reavaliação compulsória foi estabelecida pela ANEEL. É realizada proporcionalmente à depreciação, baixa ou alienação dos respectivos bens reavaliados, mediante a transferência da parcela realizada para lucros acumulados, líquida dos efeitos de imposto de renda e contribuição social. A reavaliação compulsória foi estabelecida pela ANEEL através da Resolução Normativa nº 396/2010, revogada pela Resolução Normativa nº 933/2021.

A reavaliação foi registrada em 30 de junho de 2023, com base em Laudo de Reavaliação e está de acordo com os montantes homologados pela ANEEL no processo de revisão tarifária da data-base de 06 de abril de 2023, sendo que os registros contábeis poderiam ser realizados até o próximo período de divulgação.

Reconhecimento de receita: A receita operacional do curso normal das atividades da Outorgada 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 econômico-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. A receita de distribuição de energia elétrica é reconhecida no momento em que a energia é faturada. A receita não faturada, relativa ao ciclo de faturamento mensal, é apropriada considerando-se como base a carga real de energia disponibilizada no mês e o índice de perda anualizado. Historicamente, a diferença entre a receita não faturada estimada e o consumo real, a qual é reconhecida no mês subsequente, não tem sido relevante. Não existe consumidor que isoladamente represente 10% ou mais do total do faturamento. A receita referente à prestação de serviços é registrada quando o serviço foi efetivamente prestado, regido por contrato de prestação de serviços entre as partes.

Os ajustes são decorrentes do CPC 47 / IFRS 15, a partir de 1º de janeiro de 2018.

4. CAIXA E EQUIVALENTES DE CAIXA

	2025	2024
Caixa e depósitos bancários à vista	16.482	20.394
Certificado de Depósito Bancário (CDB)	22.594	102.389
Fundos de investimento	640.541	224.096
Total	679.617	346.879

As carteiras de instrumentos financeiros classificados como caixa e equivalentes de caixa são constituídas visando melhor rentabilidade e o menor nível de risco. A remuneração média dessas carteiras em 31 de dezembro de 2025 é de 99,88% (99,91% em 31 de dezembro de 2024) do CDI.

A carteira de aplicações financeiras, em 31 de dezembro de 2025 e 2024, é constituída, principalmente por fundos de investimentos exclusivos do Grupo Neoenergia, compostos por diversos ativos, conforme abaixo:

	2025	2024
Carteira		
Fundos exclusivos		
Operações compromissadas	635.285	224.096
CDB	5.256	-
Total	640.541	224.096

Os fundos de investimentos exclusivos do Grupo Neoenergia representam apenas veículos de propósito específico controlados pela Neoenergia S.A. Os fundos estão sujeitos a obrigações restritas ao pagamento de serviços prestados pela administração dos ativos, atribuída à operação dos investimentos, como taxas de custódia, auditoria e outras despesas, inexistindo obrigações financeiras relevantes ou demandas judiciais ou extrajudiciais, bem como ativos dos cotistas para garantir essas obrigações.

Engloba as contas a receber com fornecimento, suprimento de energia e uso da rede, faturado e não faturado, este por estimativa, serviços prestados, acréscimos moratórios, líquidos da Perdas de Créditos Esperadas – PCE até o encerramento do balanço, contabilizado com base no regime de competência.

Também estão incluídos valores resultantes da consolidação de parcelamentos de débitos de contas de fornecimento de energia vencidos de consumidores inadimplentes.

Em 2025, foram baixados do saldo de contas a receber o montante de R\$ 1.159 (R\$ 451 em 2024) decorrentes de saldos em atraso, cujos esforços para recebimento foram substancialmente aplicados e a Companhia não obteve sucesso.

Perdas de Créditos Esperadas - PCE

A PCE foi constituída considerando como premissa o agrupamento de clientes com características similares de risco de crédito, baseada no histórico de comportamento de pagamento dentro de cada faixa de atraso do débito e classe de consumo.

No critério geral é aplicada uma matriz de risco de inadimplência com percentuais que refletem a experiência de perda de crédito histórica, idade de vencimento das faturas, inclusive faturas a vencer, segregados por parâmetros de: (i) classe de consumo, (ii) créditos parcelados, e (iii) não faturados e os saldos vencidos há mais de 12 meses, foi considerada a expectativa de perda integral.

Além do critério geral, é realizada uma análise individualizada devido ao comportamento específico de determinados clientes em função do risco de crédito de clientes que estão em trâmite judicial e clientes com faturamentos relevantes.

6. SERVIÇOS EM CURSO

	2025	2024
Serviço próprio	26.780	26.532
Serviços prestados a terceiros	83	96
Ordens de serviço - P&D e PEE	13.494	53.853
Total	40.357	80.481

As ordens de serviços em curso representam um processo de registro, acompanhamento e controle de valores, que será utilizado para apuração de custos referentes aos serviços executados para terceiros ou para a própria concessionária.

7. TRIBUTOS COMPENSÁVEIS

	2025	2024
Imposto de Renda - IR	23.285	21.086
Contribuição Social Sobre o Lucro Líquido - CSLL	12.094	6.022
Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços - ICMS	85.982	72.076
Programa de Integração Social - PIS	28.833	43.689
Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social - COFINS	129.526	197.957
Instituto Nacional de Seguridade Social - INSS	5.787	41
Outros	296	296
Total	285.803	341.167
Circulante	194.354	154.886
Não circulante	91.449	186.281

8. ATIVOS E PASSIVOS FINANCEIROS SETORIAIS

O Acordo Geral do Setor Elétrico, assinado em 2001, e a nova regulamentação do setor de energia elétrica implicaram na constituição de diversos ativos e passivos financeiros setoriais, bem como no diferimento dos impostos federais incidentes sobre parte desses ativos e passivos (são quitados à medida que os ativos e passivos são recebidos e/ou pagos).

a) Conta de compensação de variação de custos da Parcela A

Os itens da Parcela A são definidos como sendo o somatório das diferenças, positivas ou negativas, apurados nos processos tarifários, entre os valores dos custos não gerenciáveis apresentados na base de cálculo para a determinação da última revisão tarifária anual e os desembolsos efetivamente ocorridos no período.

Os créditos da Parcela A são atualizados pela variação da SELIC até o mês efetivo da sua compensação, não havendo limite de prazo para sua realização. À medida que os valores da Parcela A são recebidos na tarifa, a Companhia transfere o valor correspondente registrado no ativo para o resultado.

b) Demais ativos e passivos financeiros setoriais

i) Quota parte de energia nuclear

Em 9 de dezembro de 2009, a Lei nº 12.111/2009 alterou a regulamentação referente à comercialização da energia proveniente da Eletronuclear, estabelecendo que, a partir de 1º de janeiro de 2013, o pagamento à Eletronuclear da receita decorrente da geração da energia de Angra 1 e 2 será rateado entre todas as Outorgadas de serviço público de distribuição no Sistema Interligado Nacional – SIN, sendo a tarifa dessa energia calculada e homologada anualmente pela ANEEL.

ii) [Neutralidade da Parcela A](#)

Trata-se do valor referente a uma característica da metodologia de cálculo do reajuste tarifário em anos anteriores conforme contratos de concessão vigentes, que pode gerar uma cobertura tarifária diferente da devida em função da variação do mercado em relação ao do período de referência.

iii) [Sobrecontratação](#)

O Decreto nº 5.163, de 30 de julho de 2004, em seu art. 38, alterado pelo Decreto nº 7.945 de 07 de março de 2013, determina que no repasse dos custos de aquisição de energia elétrica às tarifas dos consumidores finais, a ANEEL deverá considerar até 105% do montante total de energia elétrica contratada em relação à carga anual de fornecimento do agente de distribuição. Este repasse foi regulamentado pela Resolução ANEEL nº 255, de 6 de março de 2007, revogada pela Resolução ANEEL nº 703, de 15 de março de 2016, sendo atualmente tratado conforme disposições da Resolução Normativa ANEEL nº 1.003, de 1º de fevereiro de 2022.

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS REGULATÓRIAS
Exercícios findos em 31 de dezembro de 2025 e 2024
(Valores expressos em milhares de reais)



A movimentação das contas de Ativos Financeiros Setoriais, bem como a abertura do saldo é a seguinte:

Ativos Financeiros Setoriais - R\$ Mil	Saldos em 2024	Adição	Amortização	Remuneração	Transferências	Saldos em 2025	Valores em Amortização	Valores em Constituição	Circulante	Não Circulante
CVA Ativa	37.596	258.768	(39.427)	10.206	(74.347)	192.796	6.155	186.641	146.135	46.661
Aquisição de Energia (CVA energia)	-	147.317	-	5.227	(45.243)	107.301	-	107.301	80.475	26.826
Proinfra	-	4.993	(3.545)	483	(114)	1.817	1.817	-	1.817	-
Transporte Rede Básica	13.972	42.356	(13.500)	1.038	(8.842)	35.024	-	35.024	26.268	8.756
ESS	20.526	16.123	(15.654)	1.278	(19.656)	2.617	2.617	-	2.617	-
CDE	3.098	47.979	(6.728)	2.180	(492)	46.037	1.721	44.316	34.958	11.079
Demais Ativos Financeiros Setoriais	175.735	177.221	(166.351)	15.743	(70.019)	132.329	35.134	97.195	92.795	39.534
Neutralidade da Parcela A	-	8.666	-	(5)	(7.889)	772	3	769	580	192
Sobrecontratação de Energia	73.994	31.676	(136.940)	-	59.330	28.060	28.060	-	28.060	-
Outros	101.741	136.879	(29.411)	15.748	(121.460)	103.497	7.071	96.426	64.155	39.342
Total Ativos Financeiros Setoriais	213.331	435.989	(205.778)	25.949	(144.366)	325.125	41.289	283.836	238.930	86.195

A movimentação das contas de Passivos Financeiros Setoriais, bem como a abertura do saldo é a seguinte:

Passivos Financeiros Setoriais - R\$ Mil	Saldos em 2024	Adição	Amortização	Remuneração	Transferências	Saldos em 2025	Valores em Amortização	Valores em Constituição	Circulante	Não Circulante
CVA Passiva	(82.184)	(98.094)	57.568	(7.705)	85.655	(44.760)	(22.114)	(22.646)	(22.411)	(22.349)
Aquisição de Energia (CVA energia)	(64.885)	(51.491)	55.302	(4.448)	45.243	(20.279)	(17.081)	(3.198)	(8.452)	(11.827)
Proinfra	(277)	-	118	45	114	-	-	-	-	-
Transporte Rede Básica	(6.733)	(10.221)	2.148	(1.321)	8.842	(7.285)	(5.033)	(2.252)	(1.061)	(6.224)
ESS	-	(35.494)	-	(1.358)	19.656	(17.196)	-	(17.196)	(12.898)	(4.298)
CDE	(10.289)	(888)	-	(623)	11.800	-	-	-	-	-
Demais Passivos Financeiros Setoriais	(265.459)	(135.606)	102.684	(37.213)	(48.618)	(384.212)	(21.340)	(362.872)	(214.798)	(169.414)
Neutralidade da Parcela A	(9.900)	(13.699)	11.239	(363)	7.889	(4.834)	18.059	(22.893)	(4.139)	(695)
Sobrecontratação de Energia	(9.063)	(17.323)	-	(8.031)	(59.330)	(93.747)	-	(93.747)	(70.310)	(23.437)
Outros	(246.496)	(104.584)	91.445	(28.819)	2.823	(285.631)	(39.399)	(246.232)	(140.349)	(145.282)
Total Passivos Financeiros Setoriais	(347.643)	(233.700)	160.252	(44.918)	37.037	(428.972)	(43.454)	(385.518)	(237.209)	(191.763)

A movimentação dos saldos de ativos e passivos setoriais líquidos está demonstrada a seguir:

	Efeito líquido
Saldo em 31 de dezembro de 2024	(134.312)
Constituição (1)	202.289
Amortização (Índice de Reposicionamento Tarifário) (2)	(45.526)
Atualização monetária	(18.969)
Transferências (3)	(107.329)
Saldo em 31 de dezembro de 2025	(103.847)
Saldo em 31 de dezembro de 2023	(43.521)
Constituição	144.837
Amortização (Índice de Reposicionamento Tarifário)	(119.783)
Atualização monetária	(8.424)
Transferências	(107.421)
Saldo em 31 de dezembro de 2024	(134.312)

- (1) Em 2025, a Companhia constituiu o saldo no montante de R\$ 202.289, com destaque para a CVA de sobrecontratação, em função da constituição destinada a anular os efeitos sobre o resultado obtido com a compra e venda do excedente de energia no mercado de curto prazo e da amortização dos saldos homologados entre os processos tarifários;
- (2) Em 2025, a Companhia amortizou o montante de R\$ (45.526), decorrente dos saldos reconhecidos pela ANEEL nos processos tarifários em 2024 e 2025; e
- (3) O efeito líquido refere-se, principalmente, às reclassificações do passivo tributário para o passivo regulatório dos créditos, compensados decorrentes da exclusão do ICMS da base de cálculo do PIS/COFINS.

9. TRIBUTOS DIFERIDOS

A composição dos tributos e contribuições diferidos é a seguinte:

	Ref.	2025	2024
Imposto de renda e contribuição social	(a)	(225.387)	(241.970)
Diferido Ativo		97.811	92.520
Diferido Passivo		(323.198)	(334.490)
Benefício fiscal mais-valia e reversão da Provisão da Manutenção da Integridade do Patrimônio Líquido (PMIPL)	(b)	9.490	14.557
Total do passivo		(215.897)	(227.413)

O IRPJ e a CSLL diferidos são calculados sobre as diferenças entre os saldos dos ativos e passivos das Demonstrações Contábeis Regulatórias e as correspondentes bases fiscais utilizadas no cálculo do IRPJ e da CSLL correntes.

A probabilidade de recuperação destes saldos é revisada no fim de cada exercício e, quando não for mais provável que bases tributáveis futuras estejam disponíveis e permitam a recuperação total ou parcial destes impostos, o saldo do ativo é reduzido ao montante que se espera recuperar.

a) Imposto de renda e contribuição social diferido

A Companhia registrou o IRPJ e a CSLL diferidos sobre as diferenças temporárias, cujos efeitos financeiros ocorrerão no momento da realização dos valores que deram origem as bases de cálculos. O IR é calculado à alíquota de 25% e a CSLL está constituída à alíquota de 9%.

O imposto de renda e a contribuição social diferidos sobre diferenças temporárias são demonstrados como segue:

Ativo	2025		2024	
	IR	CSLL	IR	CSLL
Perdas de créditos esperadas	9.437	3.397	10.650	3.834
Provisão para litígios	38.004	13.681	34.527	12.430
Provisão agente arrecadador	525	189	525	189
Provisão PLR	5.741	2.067	7.203	2.593
Direito de uso da concessão receita de ultrapassagem	8.465	3.047	8.958	3.225
Perda CCEE/Energia Livre	5.968	2.148	4.902	1.765
Outros	3.781	1.361	1.264	455
Total ativo	71.921	25.890	68.029	24.491
Passivo (-)				
Valor justo de derivativos financeiros	(5.960)	(2.146)	(413)	(149)
Capitalização/(amortização) de juros	(5.556)	(2.000)	(5.389)	(1.940)
Superávit plano previdenciário	(6.479)	(2.332)	(6.851)	(2.466)
Custo de captação	(6.313)	(2.273)	(5.208)	(1.875)
Reavaliação Regulatória	(213.270)	(76.777)	(228.020)	(82.087)
Outros	(68)	(24)	(68)	(24)
Total passivo	(237.646)	(85.552)	(245.949)	(88.541)
Total líquido	(165.725)	(59.662)	(177.920)	(64.050)

A Administração considera que os créditos fiscais diferidos ativos serão realizados na proporção da realização das provisões e da resolução final dos eventos futuros, ambos baseados nas projeções fundamentadas no planejamento estratégico.

b) Benefício fiscal - Mais-valia e PMIPL

O benefício fiscal da Mais-valia incorporada refere-se ao crédito fiscal calculado sobre a Mais-valia de aquisição de empresa incorporada. Com o objetivo de evitar que a amortização da Mais-valia afete de forma negativa o fluxo de dividendos aos acionistas, foi constituída a Provisão para Manutenção da Integridade do Patrimônio Líquido - PMIPL, cujos saldos são como seguem:

	<u>2025</u>	<u>2024</u>
Saldo inicial do exercício	14.557	19.855
Amortização	(14.904)	(15.581)
Reversão	9.837	10.283
Saldo final do exercício	9.490	14.557

A amortização da Mais-valia, líquida da reversão da provisão e do crédito fiscal correspondente, resulta em efeito nulo no resultado do exercício e, conseqüentemente, na base de cálculo dos dividendos mínimos obrigatórios. A Mais-valia está sendo amortizada mensalmente pelo período remanescente de exploração da concessão/autorização, conforme impactos monetários abaixo:

	<u>2026</u>	<u>2027</u>
	4.848	4.642

c) Incerteza sobre tratamento de tributos sobre o lucro

Em 31 de dezembro de 2025, a Companhia possui o montante de R\$ 2.017 (R\$ 916 em 31 de dezembro de 2024), reconhecidos na linha de tributos sobre o lucro a recolher, referente ao impacto das posições tributárias incertas registradas no passivo não circulante.

Em 2025, a Companhia constituiu créditos tributários referentes à atualização monetária de indébitos fiscais (nota 28), em decorrência de mudança na interpretação de fatos e circunstâncias jurídico-tributárias. Essa alteração resultou no reconhecimento de créditos tributários no montante atualizado de R\$ 78.637.

O procedimento adotado pela Companhia encontra respaldo em decisões proferidas pelos tribunais superiores. A Administração, juntamente com seus assessores jurídicos, entende que é provável que o tratamento tributário seja aceito pelas autoridades competentes.

Além das incertezas tributárias no tratamento dos tributos sobre o lucro que foram reconhecidos, em 31 de dezembro de 2025, a Companhia possui o montante de R\$ 418.759 (R\$ 387.225 em 31 de dezembro de 2024), referente a tratamentos fiscais adotados e que estão suscetíveis aos questionamentos das autoridades tributárias, cujo prognóstico da Companhia, suportada pelos assessores jurídicos, é que tais tratamentos fiscais adotados sejam acolhidos pelas autoridades nas esferas administrativas e/ou judiciais, quando necessário.

As principais naturezas estão relacionadas abaixo, como seguem:

(i) Não adição da despesa de amortização do ágio nas bases de cálculo do IRPJ e CSLL, no montante de R\$ 417.172 (R\$ 382.344 em 31 de dezembro de 2024); e

(ii) Processos administrativos oriundos da não homologação de pedido de compensações realizados através de direitos creditórios de IRPJ e CSLL, totalizando o montante de R\$ 1.586 (R\$ 4.881 em 31 de dezembro de 2024).

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS REGULATÓRIAS
Exercícios findos em 31 de dezembro de 2025 e 2024
(Valores expressos em milhares de reais)



10. IMOBILIZADO E INTANGÍVEL

A composição do imobilizado é como segue:

Ativo Imobilizado em Serviço - R\$ Mil	Valor Bruto em 2024	Adições (A)	Baixas (B)	Transferências (C)	Outros (*)	Valor Bruto em 2025	Adições Líquidas = (A)+(B)+(C)	Depreciação Acum.	Valor Líquido em 2025	Valor Líquido em 2024	Obrigações Especiais Brutas	Amortização Acum.	Obrigações Especiais Líquidas
Distribuição	6.406.502	-	(61.226)	446.879	(28)	6.792.127	385.653	(2.633.103)	4.159.024	3.966.432	(806.189)	514.616	(291.573)
Terrenos	39.345	-	-	-	-	39.345	-	-	39.345	39.345	-	-	-
Edificações, obras civis e benfeitorias	91.229	-	-	8.292	-	99.521	8.292	(31.684)	67.837	62.241	-	-	-
Máquinas e equipamentos	6.259.941	-	(58.969)	438.587	(28)	6.639.531	379.618	(2.590.126)	4.049.405	3.861.483	(806.189)	514.616	(291.573)
Veículos	12.736	-	(2.257)	-	-	10.479	(2.257)	(8.043)	2.436	3.362	-	-	-
Móveis e utensílios	3.251	-	-	-	-	3.251	-	3.250,00	1	1	-	-	-
Administração	261.136	-	(607)	22.059	28	282.616	21.452	(167.766)	114.850	110.527	(771)	148	(623)
Terrenos	3.317	-	-	-	-	3.317	-	-	3.317	3.317	-	-	-
Edificações, obras civis e benfeitorias	91.332	-	-	3.313	-	94.645	3.313	(43.105)	51.540	50.609	-	-	-
Máquinas e equipamentos	117.648	-	-	7.811	28	125.487	7.811	(91.121)	34.366	36.561	(771)	148	(623)
Veículos	29.714	-	(607)	10.935	-	40.042	10.328	(17.810)	22.232	16.076	-	-	-
Móveis e utensílios	19.125	-	-	-	-	19.125	-	(15.730)	3.395	3.964	-	-	-
Subtotal	6.667.638	-	(61.833)	468.938	-	7.074.743	407.105	(2.800.869)	4.273.874	4.076.959	(806.960)	514.764	(292.196)
Ativo Imobilizado em Curso - R\$ Mil	Valor Bruto em 2024	Adições (A)	Baixas (B)	Transferências (C)	Outros (*)	Valor Bruto em 2024	Adições Líquidas = (A)+(B)+(C)	Depreciação Acum.	Valor Líquido em 2025	Valor Líquido em 2024	Obrigações Especiais Brutas	Amortização Acum.	Obrigações Especiais Líquidas
Distribuição	237.288	540.472	(8.956)	(446.896)	(10.541)	311.367	84.620	-	311.367	237.288	(46.658)	-	(46.658)
Máquinas e equipamentos	142.931	276.724	(4.065)	(438.162)	236.750	214.178	(165.503)	-	214.178	142.931	(46.658)	-	(46.658)
Outros	94.357	263.748	(4.891)	(8.734)	(247.291)	97.189	250.123	-	97.189	94.357	-	-	-
Administração	5.943	21.464	(23)	(22.042)	9.287	14.629	(601)	-	14.629	5.943	-	-	-
Máquinas e equipamentos	2.053	5.592	(6)	(7.795)	7.703	7.547	(2.209)	-	7.547	2.053	-	-	-
Outros	3.890	15.872	(17)	(14.247)	1.584	7.082	1.608	-	7.082	3.890	-	-	-
Subtotal	243.231	561.936	(8.979)	(468.938)	(1.254)	325.996	84.019	-	325.996	243.231	(46.658)	-	(46.658)
Total do Ativo Imobilizado	6.910.869	561.936	(70.812)	-	(1.254)	7.400.739	491.124	(2.800.869)	4.599.870	4.320.190	(853.618)	514.764	(338.854)

(*) Representa as transferências entre obras/classes/estoques, não capitalizadas.

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS REGULATÓRIAS
Exercícios findos em 31 de dezembro de 2025 e 2024
(Valores expressos em milhares de reais)



A composição do intangível é como segue:

Intangível - R\$ Mil	Valor Bruto em 2024	Adições (A)	Baixas (B)	Transferências (C)	Outros (*)	Valor Bruto em 2025	Adições Líquidas = (A)+(B)+(C)	Amortização Acum.	Valor Líquido em 2025	Valor Líquido em 2024
Ativo Intangível em Serviço										
Distribuição	186.336	-	-	7.075	-	193.411	7.075	(117.788)	75.623	68.681
Servidões	62.268	-	-	7.075	-	69.343	7.075	(26)	69.317	62.242
Softwares	118.045	-	-	-	-	118.045	-	(117.762)	283	416
Outros	6.023	-	-	-	-	6.023	-	-	6.023	6.023
Administração	217.197	-	-	14.900	-	232.097	14.900	(150.564)	81.533	82.058
Softwares	217.197	-	-	14.900	-	232.097	14.900	(150.564)	81.533	82.058
Subtotal	403.533	-	-	21.975	-	425.508	21.975	(268.352)	157.156	150.739
Ativo Intangível em Curso										
Distribuição	1.855	7.642	(46)	(7.075)	3.089	5.465	521	-	5.465	1.855
Servidões	1.696	7.548	(32)	(7.075)	3.095	5.232	441	-	5.232	1.696
Softwares	159	94	(14)	-	(6)	233	80	-	233	159
Administração	36.687	21.146	(14)	(14.900)	(2.103)	40.816	6.232	-	40.816	36.687
Softwares	36.687	21.146	(14)	(14.900)	(2.103)	40.816	6.232	-	40.816	36.687
Subtotal	38.542	28.788	(60)	(21.975)	986	46.281	6.753	-	46.281	38.542
Total do Ativo Intangível	442.075	28.788	(60)	-	986	471.789	28.728	(268.352)	203.437	189.281

(*) Representa as transferências entre obras/classes, não capitalizadas.

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS REGULATÓRIAS
Exercícios findos em 31 de dezembro de 2025 e 2024
(Valores expressos em milhares de reais)

Por atividade, o imobilizado e o intangível estão constituídos da seguinte forma:

			2025		2024	
	Taxas anuais médias de depreciação (%)	Bruto	Depreciação e Amortização Acumulada	Valor Líquido	Valor Líquido	
Em serviço						
Distribuição	4,00%	6.985.538	(2.750.891)	4.234.647	4.035.113	
Custo histórico		4.812.851	(1.474.353)	3.338.498	3.064.679	
Reavaliação		2.172.687	(1.276.538)	896.149	970.434	
Administração	12,36%	514.713	(318.330)	196.383	192.585	
Custo histórico		345.789	(206.822)	138.967	132.728	
Reavaliação		168.924	(111.508)	57.416	59.857	
		7.500.251	(3.069.221)	4.431.030	4.227.698	
Em curso						
Distribuição		316.832	-	316.832	239.143	
Administração		55.445	-	55.445	42.630	
		372.277	-	372.277	281.773	
		7.872.528	(3.069.221)	4.803.307	4.509.471	

O ativo imobilizado da Companhia está registrado pelo Valor Novo de Reposição (VNR) homologado pela ANEEL em abril de 2023 e é composto pelo Valor Original Contábil (VOC) dos ativos, acrescido das Reavaliações Regulatórias Compulsórias (RRC), conforme definido nos artigos 3º e 6º da Resolução Normativa ANEEL nº 396 de 23 de fevereiro de 2010, tendo a RRC contrapartida na reserva de avaliação patrimonial.

A composição das adições do Ativo Imobilizado em Curso do exercício, por tipo de gastos capitalizados, é como segue:

Adições do Ativo Imobilizado em Curso - R\$ Mil	Material / Equipamentos	Serviços de Terceiros	Mão de obra Própria	Juros Capitalizados	Outros Gastos	Total
Terrenos	-	78	-	-	35	113
Edificações, Obras Cíveis e Benfeitorias	-	14.769	-	-	-	14.769
Máquinas e Equipamentos	58.036	162.297	50.508	9.333	2.142	282.316
Móveis e Utensílios	190	63	-	-	-	253
A Ratear	-	6.482	-	-	-	6.482
Transformação, Fabricação e Reparo de Materiais	-	7.791	3	-	-	7.794
Material em Depósito	220.587	-	-	-	-	220.587
Adiantamentos a Fornecedores	-	-	-	-	136	136
Outros	23.677	1.692	-	-	4.117	29.486
Total das Adições	302.490	193.172	50.511	9.333	6.430	561.936

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS REGULATÓRIAS
Exercícios findos em 31 de dezembro de 2025 e 2024
(Valores expressos em milhares de reais)

As principais taxas anuais de depreciação por macroatividade, de acordo com a Resolução ANEEL nº 674 de 11 de agosto de 2015, são as seguintes:

	Taxas anuais de depreciação (%)
Distribuição	
Barra de capacitores	
Classe de Tensão Igual ou Superior a 69kV	5,00%
Classe de Tensão Inferior a 69kV	6,67%
Chave de distribuição	
Classe de Tensão Igual ou Superior a 69kV	3,33%
Classe de Tensão Inferior a 69kV	6,67%
Condutor do sistema	
Classe de Tensão Igual ou Superior a 69kV	2,70%
Classe de Tensão Inferior a 69kV	3,57%
Estrutura do sistema	
Poste	3,57%
Torre	2,70%
Regulador de tensão	
Regulador de Tensão, Igual ou Superior a 69kV	3,45%
Regulador de Tensão, Inferior a 69kV	4,35%
Transformador	
De Distribuição Aéreo, Pedestal	4,00%
De Distribuição Subterrâneo	3,70%
De Força	2,86%
De Medida - Transformador de Corrente, Tensão Inferior a 69kV	4,35%
De Medida - Transformador de Potencial, Tensão Inferior a 69kV	4,35%
De Medida - Conjunto de Medição (TP e TC)	4,35%
De Serviços Auxiliares	3,33%
Administração central	
Edificação - Casa de Força	2,00%
Edificação - Outras	3,33%
Equipamento Geral - Móveis e Utensílios	6,25%
Equipamento Geral de Informática	16,67%
Software	20,00%
Veículos	14,29%

As dez principais adições (pelo critério de valor) ao imobilizado em serviço no exercício foram:

	Descrição do bem	R\$ mil
1.	CABO ALUMINIO NU CAA 636 MCM GROSBEAK	20.988
2.	CABO ALUMINIO NU CAA 636 MCM GROSBEAK	17.945
3.	CABO ALUM CAA NU 336,40MCM 1F LINNET	8.223
4.	TRAFOT POT 20/26,6MVA 69/13,8KV DYN1 OM	7.482
5.	CABO ALUMINIO NU CAA 636 MCM GROSBEAK	3.874
6.	TRAFOT POT 20/26,6MVA 69/13,8KV DYN1 OM	2.276
7.	IMPRESSORA TERMICA 4" POR SEGUNDO	2.002
8.	POSTE CONC DT 24/1500 SUBTR	1.852
9.	SISTEMA ATERRAMENTO LINHA/REDE TUC 395	1.383
10.	SWITCH C9200CX-12P	1.301

As dez principais baixas (pelo critério de valor) do imobilizado em serviço no exercício foram:

	Descrição do bem	R\$ mil
1.	MEDIDOR ELET WH IF 240V 15/100A DY/B TS	(2.215)
2.	MEDIDOR ELET WH IF 120/240 100A BID	(2.124)
3.	MEDIDOR ELET WH IF 120/240 100A BID	(1.397)
4.	TRAFO DIST.BIF.5KVA 13800/220V FP	(1.376)
5.	TRAFO DIST.BIF.5KVA 13800/220V FP	(1.266)
6.	REMOTA TELEMETRIA GSM/GPRS CONSUMIDOR	(958)
7.	MEDIDOR ELE WH/VARH 3F 240V 15/120A DY/B	(917)
8.	MEDIDOR ELET WH IF 240V 15/100A DY/B TS	(898)
9.	MEDIDOR ELET WH IF 240V 15/100A DY/B TS	(840)
10.	MEDIDOR ELE WH/VARH 3F 240V 15/120A CL/B	(825)

II. FORNECEDORES

	2025	2024
Energia elétrica	187.455	165.710
Encargos de uso da rede	42.899	45.393
Materiais e serviços	117.165	101.785
Energia livre (1)	34.161	29.897
Total	381.680	342.785
Circulante	347.519	312.888
Não circulante	34.161	29.897

(1) Os montantes classificados no não circulante referem-se a valores remanescentes de energia livre, fixados pela ANEEL, a serem repassados pelas distribuidoras às geradoras, e que estão sendo contestados pelos concessionários de distribuição.

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS REGULATÓRIAS
Exercícios findos em 31 de dezembro de 2025 e 2024
(Valores expressos em milhares de reais)



12. EMPRÉSTIMOS E FINANCIAMENTOS, DEBÊNTURES E INSTRUMENTOS FINANCEIROS DERIVATIVOS

Cronograma de Amortização de Principal e Juros de Longo Prazo

INSTITUIÇÃO / LINHA CREDORA	Juros de Curto Prazo	Principal Curto Prazo	Principal + Juros LP	Saldo Total	Adimplente?	Data Captação/Repactuação	Tipo de Garantia	Indexador ou Juros	Spread % a.a.	Data Próximo Pgmto Juros	Frequência Pgmto Juros	Data Próxima Amortização	Vencimento Final	Frequência de Amortização	Sistemática Amortização	Cronograma de Amortização de Principal e Juros de Longo Prazo							
																2027	2028	2029	2030	2031	2032	Total	
Financ. / Emprést. Moeda Nacional	89.413	338.114	3.214.405	3.641.932	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	619.883	825.677	206.931	246.413	246.413	1.069.088	3.214.405	
COSE_DIV_BNDES_2021.10_A1	489	21.756	12.661	34.906	Sim	out-21	Aval/Fiança	IPCA	jan-00	jan-26	Mensal	jan-26	jun-40	Mensal	SAC	12.661	-	-	-	-	-	-	12.661
COSE_DIV_BNDES_2021.10_B1	2.457	(133)	311.391	313.715	Sim	out-21	Aval/Fiança	IPCA	jan-00	jan-26	Mensal	jan-26	jun-40	Mensal	SAC	23.066	23.066	23.066	23.066	23.066	196.061	-	311.391
COSE_DIV_NC_2021.12_01	241	66.619	-	66.860	Sim	dez-21	Subord/Quirog	CDI	jan-00	jun-26	Semestral	dez-26	dez-26	Outro, especificar em obs.	Bullet (final)	-	-	-	-	-	-	-	-
COSE_DIV_NC_2021.12_02	487	(98)	133.110	133.499	Sim	dez-21	Subord/Quirog	CDI	jan-00	jun-26	Semestral	dez-27	dez-28	Anual	SAC	66.555	66.555	-	-	-	-	-	133.110
COSE_DIV_DEBÊN_2019.05_CSRN19	2.240	254.448	-	256.688	Sim	mai-19	Subord/Quirog	IPCA	jan-00	abr-26	Semestral	abr-26	abr-26	Outro, especificar em obs.	Bullet (final)	-	-	-	-	-	-	-	-
COSE_DIV_DEBÊN_2019.05_CSRN29	508	(52)	54.525	54.981	Sim	mai-19	Subord/Quirog	IPCA	jan-00	abr-26	Semestral	abr-27	abr-29	Anual	SAC	18.175	18.175	18.175	-	-	-	-	54.525
COSE_DIV_DEBÊN_2022.07_CSRNA0	37.110	(1.019)	499.426	535.517	Sim	jul-22	Subord/Quirog	CDI	jan-00	jan-26	Semestral	jul-27	jul-27	especificar em obs.	Bullet (final)	499.426	-	-	-	-	-	-	499.426
COSE_DIV_DEBÊN_2022.07_CSRNB0	5.998	(118)	79.749	85.629	Sim	jul-22	Subord/Quirog	CDI	jan-00	jan-26	Semestral	jul-28	jul-29	Anual	SAC	-	39.875	39.874	-	-	-	-	79.749
COSE_DIV_DEBÊN_2022.07_CSRNCO	7.759	(334)	251.631	259.056	Sim	jul-22	Subord/Quirog	IPCA	jan-00	jan-26	Semestral	jul-28	jul-29	Anual	SAC	-	125.815	125.816	-	-	-	-	251.631
COSE_DIV_DEBÊN_2023.07_CSRNA1	1.516	(1.931)	552.191	551.776	Sim	jul-23	Subord/Quirog	IPCA	jan-00	jan-26	Semestral	jun-28	jun-28	Outro, especificar em obs.	Bullet (final)	-	552.191	-	-	-	-	-	552.191
COSE_DIV_DEBÊN_2024.04_CSRNA2	20.327	(778)	446.694	466.243	Sim	abr-24	Subord/Quirog	CDI	jan-00	mar-26	Semestral	mar-30	mar-31	Anual	SAC	-	-	-	223.347	223.347	-	-	446.694
COSE_DIV_DEBÊN_2024.04_CSRNB2	3.810	(246)	213.566	217.130	Sim	abr-24	Subord/Quirog	IPCA	jan-00	mar-26	Semestral	mar-32	mar-34	Anual	SAC	-	-	-	-	-	213.566	-	213.566
COSE_DIV_DEBÊN_2025.11_CSRNA3	3.873	-	363.489	367.362	Sim	nov-25	Subord/Quirog	Pré	jan-00	mai-26	Semestral	nov-32	nov-32	Outro, especificar em obs.	Bullet (final)	-	-	-	-	-	363.489	-	363.489
COSE_DIV_DEBÊN_2025.11_CSRNB3	2.598	-	295.972	298.570	Sim	nov-25	Subord/Quirog	IPCA	jan-00	mai-26	Semestral	nov-35	nov-35	Outro, especificar em obs.	Bullet (final)	-	-	-	-	-	295.972	-	295.972
Diversos	-	3.489	9.395	12.884	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	9.395	-	-	-	-	-	-	9.395
Arrendamento mercantil	-	3.489	9.395	12.884	Sim	jan-00	Não há	Não há	jan-00	jan-00	N.A.	jan-00	jan-00	N.A.	Outro, especific. no cronograma	9.395	-	-	-	-	-	-	9.395
Total por Dívida	89.413	341.603	3.223.800	3.654.816	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Financ. / Emprést. Moeda Nacional	89.413	338.114	3.214.405	3.641.932	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Diversos	-	3.489	9.395	12.884	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS REGULATÓRIAS
Exercícios findos em 31 de dezembro de 2025 e 2024
(Valores expressos em milhares de reais)



A composição dos ativos financeiros em 31 de dezembro de 2025, é como segue:

INSTITUIÇÃO / LINHA DEVEDORA	Principal Curto Prazo	Principal + Juros LP	Saldo Total	Adimplente?	Indexador ou Juros	Spread %a.a	Data próximo Pcto Juros	Frequência Pagto Juros	Vencimento Final	Frequência de Amortiz.	Sistemática Amortização	2027	TOTAL
Ativos Financeiros	684.642	3.942	688.584	-	-	-	-	-	-	-	-	3.942	3.942
Caixa e Aplicações Financeiras	682.506	384	682.890	-	-	-	-	-	-	-	-	384	384
Caixa e Equivalentes de Caixa (1101)	679.617	-	679.617	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
NDF	2	2	4	Sim	Não há	0,00%	Não há	Não há	Não há	Não há	Não há	2	2
Aplic. Financ. ou Ativo Financ. 02	2.887	382	3.269	Sim	Não há	0,00%	0,00%	Semestral	0,00%	N.A.	Outro, especif. no cronograma	382	382
Mútuos Ativos	2.136	3.558	5.694	-	-	-	-	-	-	-	-	3.558	3.558
Benefício Pós Emprego (Superavit Atuarial)	-	3.558	3.558	Sim	Não há	0,00%	0,00%	N.A.	0,00%	N.A.	-	3.558	3.558
Fundações	2.136	-	2.136	Sim	Não há	0,00%	0,00%	N.A.	0,00%	N.A.	-	-	-

Os instrumentos financeiros derivativos em 31 de dezembro de 2025 estão apresentados a seguir:

INSTRUMENTOS DERIVATIVOS	Instituição / Contraparte	Data Início	Vencimento	Custo Ponta Ativa	Custo Ponta Passiva	Valor Contratado	Fair Value
TOTAL DERIVATIVOS						400.00	(7.781)
COSE_SWAP_ITAU_2025.11_CSRNA3	Itau	28/11/2025	15/11/2032	00/01/1900	CDI - 1,265%	400.000	- (7.727)
NDF	N.A.	00/01/1900	00/01/1900	00/01/1900	00/01/1900	-	- (54)

A composição do endividamento e da dívida líquida regulatória é conforme segue:

RESUMO	Juros de Curto Prazo	Principal Curto Prazo	Principal + Juros LP	Saldo Total
(+) Dívida Bruta Regulatória	89.413	349.384	3.223.800	3.662.597
Financ. / Emprést. Moeda Nacional	89.413	338.114	3.214.405	3.641.932
Mútuos Passivos (Empresas Ligadas)	-	3.489	9.395	12.884
Derivativos a Pagar	-	7.781	-	7.781
(-) Ativos Financeiros	-	(684.642)	(3.942)	(688.584)
Alta Liquidez	-	(679.617)	-	(679.617)
Demais Aplicações Financeiras	-	(2.887)	(382)	(3.269)
Derivativos a Receber	-	(2)	(2)	(4)
Mútuos Ativos	-	(2.136)	(3.558)	(5.694)
(=) Dívida Líquida Regulatória	89.413	(335.258)	3.219.858	2.974.013

As informações referentes a gestão de riscos financeiros estão demonstradas na nota 25.

Condições restritivas financeiras (*covenants*)

Em 31 de dezembro de 2025, a Companhia possuía 92% dos contratos de dívidas que contêm cláusulas de *covenants* que são apurados na controladora e na Companhia. Os principais *covenants* da Companhia obrigam a manter certos índices, como a dívida líquida sobre o EBITDA (LAJIDA – Lucro Antes dos Juros, Impostos, Depreciação e Amortização) e EBITDA sobre resultado financeiro. A Companhia não identificou nenhum evento de não conformidade em 31 de dezembro de 2025 e 2024.

Abaixo seguem os principais parâmetros e as medições estimadas geral:

	Limites contratual Inferior (1)	Medição em 2025 (2)	Medição em 2024 (2)
Consolidado Neoenergia (3):			
Dívida líquida ÷ EBITDA	≤ 4,0	3,41	3,45
EBITDA ÷ Resultado financeiro	≥ 2,0	2,56	2,51
Companhia:			
Dívida líquida ÷ EBITDA	≤ 4,0	2,37	2,34

(1) Cada contrato de dívida prevê cláusulas específicas com a composição dos indicadores que serão medidos e o respectivo período de apuração, podendo ser trimestralmente ou anual. Os índices apresentados são referentes ao menor nível de cada indicador observado entre todos os contratos de dívidas;

(2) Índices gerais alcançados pelas informações apresentadas nessa demonstração financeira e nas demonstrações financeiras consolidadas da Neoenergia S.A.; e

(3) A Neoenergia S.A. é avalista e garantidora das dívidas de suas subsidiárias.

A Companhia possui *covenants* não financeiros, que devem ser cumpridos e atestados na mesma periodicidade dos *covenants* financeiros. Não foram identificados nenhum descumprimento de *covenants* não financeiros que ensejasse vencimento antecipado de suas operações financeiras.

13. OBRIGAÇÕES SOCIAIS E TRABALHISTA E BENEFÍCIO PÓS-EMPREGO

Como parte de sua estratégia de remuneração a Companhia concede a seus empregados benefícios de curto e de longo prazo, além dos salários, férias e outros benefícios legais, bem como os respectivos encargos trabalhistas incidentes sobre estes benefícios.

Os benefícios de curto e longo prazo – pós-emprego compreendem: (i) plano de previdência complementar (Plano de pensão - Benefício Definido); e (ii) plano de previdência complementar (Plano de pensão - Contribuição Definida).

Demonstramos a seguir os valores reconhecidos no balanço patrimonial:

	2025	2024
Obrigações trabalhistas e PLR	54.739	50.246
Benefícios pós-emprego	(3.558)	(4.652)
Total	51.181	45.594
Ativo não circulante	(3.558)	(4.652)
Passivo circulante	54.739	50.246

13.1. Benefícios pós-emprego

A Companhia contribui, como patrocinadora, para planos de aposentadoria que fornecem aos seus colaboradores benefícios em eventos de aposentadoria, morte e invalidez. A Companhia possui planos no formato de benefício definido e contribuição definida. O plano de benefício definido está fechado para novas adesões, em razão de expor a Companhia ao risco de desequilíbrio atuarial em caso de situação deficitária do plano, de forma que a Companhia teria que efetuar desembolsos extraordinários a fim de assegurar a concessão dos benefícios aos colaboradores e ex-colaboradores participantes dos planos (ativos e assistidos).

Já para os planos de contribuição definida a Companhia não incorre no risco de desequilíbrio atuarial, dado que o valor é permanentemente ajustado de acordo com os recursos mantidos em favor do participante (modelo de poupança individual). Atualmente há apenas um plano de contribuição definida aberto para novas adesões.

A gestão do plano de benefício é realizada por gestores externos à Administração da Companhia (Curadores). Os Curadores dos planos são responsáveis pela governança e possuem a obrigação legal de agir exclusivamente no melhor interesse dos beneficiários do plano. Os Curadores têm as seguintes funções: (i) administração dos planos e pagamento aos beneficiários dos ativos do plano, quando exigido de acordo com as regras do plano; (ii) gestão e investimento dos ativos do plano; e (iii) conformidade com outros regulamentos, quando aplicável. Os Curadores dos planos da Companhia são entidades fechadas de previdência complementar ou seguridade social, sem fins lucrativos e com autonomia administrativa e financeira.

Abaixo segue a relação dos Curadores e outras informações dos planos:

	2025			
	Quantidade Beneficiários Ativos	Quantidade Beneficiários Assistidos	Situação	Condição financeira
Planos de benefício definido				
Néos - Plano BD RN	-	254	Fechado	Superavitário
		254		
Planos de contribuição definida				
Néos - Plano CD BA	6	-	Fechado	N/A
Néos - Plano CD Néos	1.140	225	Aberto	N/A
	1.146	225		
Total	1.146	479		

a) Movimentação dos ativos e passivos dos planos

	Benefício definido			
	Obrigações atuariais	Valor justo dos ativos	Efeito do teto	Ativo (passivos) líquido
Saldo em 31 de dezembro de 2024	(64.992)	105.060	(35.416)	4.652
Efeitos dos juros	(6.841)	11.368	(4.002)	525
Benefícios pagos pelo plano	8.768	(8.768)	-	-
Redimensionamento	(1.289)	(2.118)	1.787	(1.620)
Saldo em 31 de dezembro de 2025	(64.354)	105.542	(37.631)	3.557
Planos superavitários	(64.354)	105.542	(37.631)	3.557
Saldo em 31 de dezembro de 2023	(77.962)	110.510	(26.370)	6.178
Efeitos dos juros	(6.346)	9.407	(2.590)	471
Benefícios pagos pelo plano	15.458	(15.458)	-	-
Redimensionamento	3.858	601	(6.456)	(1.997)
Saldo em 31 de dezembro de 2024	(64.992)	105.060	(35.416)	4.652
Planos superavitários	(64.992)	105.060	(35.416)	4.652

b) Valores reconhecidos no resultado do exercício

	2025	2024
	Benefício definido	Benefício definido
Despesa com juros de obrigações	(6.841)	(6.346)
Receita com juros de ativos	7.366	6.817
Total	525	471

c) Valores reconhecidos nos outros resultados abrangentes

	2025	2024
	Benefício definido	Benefício definido
Saldo no início do exercício	3.655	4.973
Redimensionamento:		
Mudanças nas premissas	(1.289)	3.858
Efeito do teto de ativos/passivos oneroso	1.787	(6.456)
Retorno sobre ativos do plano (exclui receita de juros)	(2.118)	601
Efeito bruto	(1.620)	(1.997)
Tributos sobre o lucro	551	679
Efeito líquido em outros resultados abrangentes	(1.069)	(1.318)
Saldo no final do exercício	2.586	3.655

d) Valores reconhecidos no balanço patrimonial

	2025	2024
	Benefício definido	Benefício definido
Valor presente das obrigações atuariais	(64.354)	(64.992)
Valor justo dos ativos	105.542	105.060
Efeito do teto de ativos/passivos oneroso	(37.631)	(35.416)
Total ativo (passivo) líquido	3.557	4.652
Ativo não circulante	3.557	4.652

e) Outras informações dos planos de benefício definido

(i) Ativos dos planos por categoria

	2025			2024		
	Preços cotados em mercado ativo	Preços não cotados em mercado ativo	Valor justo total	Preços cotados em mercado ativo	Preços não cotados em mercado ativo	Valor justo total
Caixa e equivalentes de caixa						
Investimento direto:						
Investimentos imobiliários	-	790	790	-	884	884
Outros	-	(1.534)	(1.534)	-	(1.485)	(1.485)
Investimento através de fundos:						
Fundo de investimento - Ações/ Quotas	-	-	-	2.401	-	2.401
Fundo de investimento - Renda fixa	106.286	-	106.286	103.260	-	103.260
Total	106.286	(744)	105.542	105.661	(601)	105.060

(ii) Expectativa de pagamentos futuros

As expectativas de pagamentos de benefícios que refletem serviços futuros pelo plano são as seguintes:

	2025
	Benefício definido
2026	9.075
2027	8.651
2028	8.209
2029	7.753
2030	7.285
Entre 2031 e 2035	29.347
Entre 2036 e 2040	18.560
2041 em diante	22.294
Total	111.174

Não há previsão de desembolso por parte da Companhia para o plano de benefício definido, tendo em vista o alto nível de sobras do plano.

(iii) Análise de sensibilidade e hipóteses atuariais/econômicas

Para a análise de sensibilidade, a Companhia considera o efeito de alteração na taxa nominal de desconto no valor presente da obrigação atuarial da Companhia, conforme apresentado abaixo:

	2025	2024
	Benefício definido	Benefício definido
Taxa nominal de desconto - Redução de 0,5%		
Valor presente da obrigação atuarial	66.204	66.907
Impacto % no valor presente da obrigação atuarial	2,87%	2,94%
Impacto no <i>duration</i> da obrigação atuarial	6,22	6,39
Taxa nominal de desconto - Aumento de 0,5%		
Valor presente da obrigação atuarial	62.609	63.188
Impacto % no valor presente da obrigação atuarial	-2,71%	-2,78%
Impacto no <i>duration</i> da obrigação atuarial	5,94	6,09

As hipóteses atuariais e econômicas adotadas foram formuladas considerando-se o longo prazo previsto para sua maturação, devendo, por isso, serem analisadas sob essa ótica. No curto prazo elas podem não ser necessariamente realizadas. Nas avaliações foram adotadas as seguintes hipóteses econômicas:

	2025	2024
	Benefício definido	Benefício definido
Taxa média nominal de desconto	11,04%	11,30%
Taxa real de inflação dos custos médicos	N/A	N/A
Taxa média de inflação estimada no longo prazo	3,25	3,25
<i>Duration</i> (em anos)	6,08	6,24
Tábua de mortalidade	AT-2000 M&F	AT-2000 M&F
Tábua de entrada em invalidez	N/A	N/A
Tábua de mortalidade de inválidos	AT-1983 ponderada (40% masculina e 60% feminina), suavizada em 10%	AT-1983 ponderada (40% masculina e 60% feminina), suavizada em 10%
Composição familiar	"Ativos: N/A Assistidos: Família Real"	"Ativos: N/A Assistidos: Família Real"

(iv) Principais riscos relacionados aos planos de benefícios definidos

Risco geral - O retorno dos ativos do fundo não sendo suficiente para cobrir o aumento no passivo e nos pagamentos de benefícios ao longo dos anos, a Companhia será requerida a financiar o *déficit* com contribuições extraordinárias, a menos que o fundo tenha patrimônio suficiente.

Mudanças na taxa de desconto - A taxa de juros que é usada para calcular a obrigação de benefício definido (de acordo com o IFRS) depende do valor dos rendimentos dos títulos governamentais (ou títulos corporativos da Companhia) na data de relatório. Uma diminuição nos rendimentos aumenta a obrigação de benefício que é, em parte, mitigada pelo ajuste a mercado que aumenta o valor dos investimentos em renda fixa.

Investimentos e volatilidade - O conselho de Curadores aceita anualmente um Plano de Investimento, que se baseia em uma análise externa dos ativos e passivos do plano (ALM). Os ativos estão alocados em ações e fundos de investimentos, instrumentos de renda fixa e imóveis. Os investimentos são diversificados em diferentes classes de ativos e para diferentes gestores de ativos, tendo em conta a política de alocação de investimentos dos planos e os limites autorizados pela autoridade brasileira de supervisão de fundos de previdência complementar (PREVIC).

Hipóteses atuariais e econômicas - Os cálculos atuariais envolvem projeções futuras acerca de alguns parâmetros, tais como: salários, taxa de juros, inflação, mortalidade e invalidez. O resultado real diferente dessas premissas levará a um aumento/redução no valor presente das obrigações do plano.

14. TRIBUTOS

	2025	2024
Imposto de Renda - IR	968	916
Contribuição Social Sobre o Lucro Líquido - CSLL	11.439	8.636
Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços - ICMS	69.203	58.009
Programa de Integração Social - PIS	3.595	3.792
Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social - COFINS	16.738	17.554
Impostos e contribuições retidos na fonte	2.922	6.283
Outros	8.336	3.429
Total	113.201	98.619
Circulante	110.614	97.134
Não circulante	2.587	1.485

15. PROVISÕES PARA LITÍGIOS E DEPÓSITOS JUDICIAIS

a) Provisão para litígios

A Companhia é parte envolvida em ações cíveis, trabalhistas, fiscais e outras em andamento na esfera administrativa e judicial. As provisões para as perdas decorrentes dessas ações são estimadas e atualizadas pela Companhia, amparadas pela opinião de consultores legais.

As provisões para litígios estão apresentadas a seguir:

	Cíveis	Trabalhistas (I)	Fiscais	Total
Saldo em 31 de dezembro de 2024	14.259	119.392	5.637	139.288
Adições e reversões, líquidas	11.548	398	192	12.138
Pagamentos	(11.920)	(1.798)	(327)	(14.045)
Atualizações monetárias	10.001	9.190	340	19.531
Saldo em 31 de dezembro de 2025	23.888	127.182	5.842	156.912
Circulante				8.940
Não circulante				147.972

	Cíveis	Trabalhistas	Fiscais	Total
Saldo em 31 de dezembro de 2023	16.267	117.037	5.452	138.756
Adições e reversões, líquidas	7.525	(1.372)	(1)	6.152
Pagamentos	(12.895)	(1.947)	(24)	(14.866)
Atualizações monetárias	3.362	5.674	210	9.246
Saldo em 31 de dezembro de 2024	14.259	119.392	5.637	139.288
Circulante				11.590
Não circulante				127.698

Dentre as provisões constituídas para processos com expectativa de perda provável, destaca-se:

(1) Provisões Trabalhistas: Do total reconhecido, destaca-se:

- Ação coletiva ajuizada pelo Sindicato dos Eletricitários do Rio Grande do Norte, para a implantação do Plano de Cargos, Carreiras e Salário, pleiteando, assim, as promoções por merecimento e antiguidade com todas as consequências legais. Foi proferida decisão judicial procedente em parte e o processo está na fase de liquidação de sentença. O valor provisionado no montante de R\$ 112.880 (R\$ 105.046 em 31 de dezembro de 2024), corresponde a estimativa provável de recursos para liquidar esta discussão.

b) Passivos contingentes

Os passivos contingentes correspondem a processos judiciais não provisionados, uma vez que constituem obrigações presentes cuja saída de recursos não é provável ou para os quais não seja possível fazer uma estimativa suficientemente confiável do valor da obrigação, baseado nos pareceres jurídicos.

Os passivos contingentes são apresentados a seguir:

	2025	2024
Processos cíveis (1)	134.267	116.722
Processos trabalhistas (2)	26.866	5.597
Processos fiscais (3)	167.946	152.777
Processos regulatórios (4)	42.474	-
Total	371.553	275.096

Dentre os processos relevantes cujo risco de desembolso futuro é considerado possível, destacamos:

- (1) Processos cíveis: Referem-se às ações de natureza comercial e indenizatória, movidas por pessoas físicas e jurídicas, envolvendo repetição de indébito, danos materiais e/ou danos morais, entre outros.
- (2) Processos trabalhistas: Referem-se a ações movidas por empregados e ex-empregados contra a Companhia, envolvendo a cobrança de horas-extras, adicional de periculosidade, equiparação/reenquadramento salarial, discussão sobre plano de cargos e salários, pedido de demissão voluntária e outras, e, ações movidas por ex-empregados de empreiteiros (responsabilidade subsidiária e/ou solidária) envolvendo cobrança de parcelas indenizatórias e outras.
- (3) Processos fiscais: Referem-se às ações tributárias e impugnações de cobranças, intimações e autos de infração fiscal referentes a diversos tributos, tais como ICMS, ISS, CPMF, IPTU, PIS/COFINS, entre outros.
- (4) Processos regulatórios: Referem-se às ações regulatórias, dentre as quais os objetos são relacionados aos procedimentos para o cálculo dos indicadores de continuidade técnica do serviço, individual e coletivo, questões comerciais, a realização das compensações financeiras correspondentes e da recuperação dos indicadores globais, questões relacionadas à arrecadação ou legalidade de elementos ou rubricas tarifárias e questões relativas à legalidade das ações administrativas impetradas pela ANEEL.

As provisões para processos e os passivos contingentes são atualizados monetariamente: (1) e (4) pela variação do INPC, acrescidos de juros de 1% a.m., para as ações cíveis; (2) pela variação do IPCA na fase pré-processual e SELIC após o ajuizamento das ações trabalhistas, conforme decisão do Supremo Tribunal Federal na ADC 58; e (3) pela variação da taxa SELIC, para as ações fiscais.

c) Depósitos judiciais

Os depósitos judiciais são apresentados de acordo com a natureza das correspondentes causas e estão correlacionados a processos provisionados e não provisionados.

	2025	2024
Processos cíveis	6.997	2.704
Processos trabalhistas	3.248	3.586
Processos fiscais	20.212	19.799
Total	30.457	26.089

Os depósitos judiciais foram atualizados monetariamente pela taxa SELIC, para os processos fiscais, e pela taxa TR mais 0,5%, para os demais processos.

16. OBRIGAÇÕES VINCULADAS À CONCESSÃO DO SERVIÇO PÚBLICO DE ENERGIA ELÉTRICA

São obrigações vinculadas à concessão do serviço público de energia elétrica e representam os valores da União, dos Estados, dos Municípios e dos consumidores, bem como as doações não condicionadas a qualquer retorno a favor do doador e às subvenções destinadas a investimentos no serviço público de energia elétrica na atividade de distribuição. Segue a composição destas obrigações:

Obrigações Especiais	Depreciação		Reavaliação	Total
	Taxa Média Anual	Custo Histórico		
Em serviço	3,95%	(361.789)	(445.171)	(806.960)
Participação da União, Estados e Municípios		(26.413)	(30.787)	(57.200)
Participação Financeira do Consumidor		(192.270)	(205.961)	(398.231)
Doações e Subvenções Destinadas a Investimentos no Serviço Concedido		(3.703)	(7.364)	(11.067)
Programa de Eficiência Energética - PEE		(391)	-	(391)
Pesquisa e Desenvolvimento - P&D		(11.189)	(22.253)	(33.442)
Universalização Serviço Público de Energia Elétrica		(77.881)	(160.109)	(237.990)
Outros		(49.942)	(18.697)	(68.639)
Ultrapassagem de demanda		(49.538)	-	(49.538)
Outros		(404)	(18.697)	(19.101)
(-) Amortização Acumulada AIS		170.162	344.602	514.764
Participação da União, Estados e Municípios		12.457	26.959	39.416
Participação Financeira do Consumidor		77.143	141.118	218.261
Doações e Subvenções Destinadas a Investimentos no Serviço Concedido		2.717	7.000	9.717
Programa de Eficiência Energética - PEE		112	-	112
Pesquisa e Desenvolvimento - P&D		7.583	19.475	27.058
Universalização Serviço Público de Energia Elétrica		54.179	140.975	195.154
Outros		15.971	9.075	25.046
Ultrapassagem de demanda		15.679	-	15.679
Outros		292	9.075	9.367
Em curso		(46.658)	-	(46.658)
Participação da União, Estados e Municípios		(3.902)	-	(3.902)
Participação Financeira do Consumidor		(37.992)	-	(37.992)
Outros		(4.764)	-	(4.764)
Total		(238.285)	(100.569)	(338.854)

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS REGULATÓRIAS
Exercícios findos em 31 de dezembro de 2025 e 2024
(Valores expressos em milhares de reais)



A movimentação das obrigações especiais em serviço e em curso ocorrida no exercício pode assim ser resumida:

Obrigações Especiais	Valor Bruto em 2024	Adições (A)	Baixas (B)	Transferências (C)	Valor Bruto em 2025	Adições Líquidas = (A)-(B)+(C)	Amortização Acum.	Valor Líquido em 2025	Valor Líquido em 2024
Em serviço	(793.048)	-	-	(13.912)	(806.960)	(13.912)	514.764	(292.196)	(310.059)
Participação da União, Estados e Municípios	(54.800)	-	-	(2.400)	(57.200)	(2.400)	39.416	(17.784)	(17.597)
Participação Financeira do Consumidor	(386.719)	-	-	(11.512)	(398.231)	(11.512)	218.261	(179.970)	(183.989)
Doações e Subvenções Destinadas a Investimentos no Serviço Concedido	(11.067)	-	-	-	(11.067)	-	9.717	(1.350)	(1.790)
Programa de Eficiência Energética - PEE	(391)	-	-	-	(391)	-	112	(279)	8.365
Pesquisa e Desenvolvimento - P&D	(33.442)	-	-	-	(33.442)	-	27.058	(6.384)	46.401
Universalização Serviço Público de Energia Elétrica	(237.990)	-	-	-	(237.990)	-	195.154	(42.836)	(115.124)
Outros	(68.639)	-	-	-	(68.639)	-	25.046	(43.593)	(46.325)
Ultrapassagem de demanda	(49.538)	-	-	-	(49.538)	-	15.679	(33.859)	(36.290)
Excedente de reativos	-	-	-	-	-	-	-	-	290
Outros	(19.101)	-	-	-	(19.101)	-	9.367	(9.734)	(10.325)
(-) Amortização Acumulada AIS	482.989	31.775	-	-	514.764	31.775	-	-	-
Participação da União, Estados e Municípios	37.203	2.213	-	-	39.416	2.213	-	-	-
Participação Financeira do Consumidor	202.730	15.531	-	-	218.261	15.531	-	-	-
Doações e Subvenções Destinadas a Investimentos no Serviço Concedido	9.277	440	-	-	9.717	440	-	-	-
Programa de Eficiência Energética - PEE	8.756	56	-	(8.700)	112	(8.644)	-	-	-
Pesquisa e Desenvolvimento - P&D	79.843	1.331	-	(54.116)	27.058	(52.785)	-	-	-
Universalização Serviço Público de Energia Elétrica	122.866	9.472	-	62.816	195.154	72.288	-	-	-
Outros	22.314	2.732	-	-	25.046	2.732	-	-	-
Ultrapassagem de demanda	13.998	1.972	-	(291)	15.679	1.681	-	-	-
Excedente de reativos	22	-	-	(22)	-	(22)	-	-	-
Outros	8.294	760	-	313	9.367	1.073	-	-	-
Em curso	(17.018)	(43.687)	135	13.912	(46.658)	(29.640)	-	(46.658)	(17.018)
Participação da União, Estados e Municípios	(2.784)	(8)	16	(1.126)	(3.902)	(1.118)	-	(3.902)	(2.784)
Participação Financeira do Consumidor	(8.282)	(20.932)	119	(8.897)	(37.992)	(29.710)	-	(37.992)	(8.282)
Programa de Eficiência Energética - PEE	-	(380)	-	380	-	-	-	-	-
Outros	(5.952)	(22.367)	-	23.555	(4.764)	1.188	-	(4.764)	(5.952)
Total	(327.077)	(11.912)	135	-	(338.854)	(11.777)	514.764	(338.854)	(327.077)

17. RESSARCIMENTO A CONSUMIDORES – TRIBUTOS FEDERAIS

A Companhia constituiu um ativo a recuperar de PIS e de COFINS e um passivo correspondente, que está sendo integralmente repassado aos consumidores através dos processos tarifários anuais, conforme determina a Lei nº 14.385/2022.

A constitucionalidade dessa Lei foi questionada pela Associação Brasileira de Distribuidores de Energia Elétrica – ABRADÉE, através da Ação Direta de Inconstitucionalidade (ADIN) nº 7.324, e acabou ratificada pelo Supremo Tribunal Federal - STF em julgamento finalizado em 14 de agosto de 2025. Foi também determinado pelo STF a observância de um prazo de 10 (dez) anos na devolução desses valores aos consumidores.

Embora o acórdão tenha sido publicado em 10 de dezembro de 2025, o STF não detalhou aspectos relevantes para a aplicação prática da decisão, tais como a forma de contagem do prazo prescricional, o marco inicial e a abrangência da irrepetibilidade de eventuais valores já compensados ou devolvidos aos consumidores em montante superior ao efetivamente devido.

Neste contexto, a Administração da Companhia, entende que precisa de maior clareza sobre os efeitos práticos e do alcance da decisão do STF, e segue acompanhando atentamente os próximos passos da ação e os decorrentes esclarecimentos das repercussões jurídicas e regulatórias relevantes geradas por esta decisão.

Diante dessa falta de clareza, não há, até o momento, base objetiva ou juridicamente consolidada que justifique a alteração das estimativas atualmente reconhecidas.

O saldo dos valores passivos constituídos na Companhia, atualizados pela taxa SELIC e descontados dos repasses já realizados, bem como a movimentação, estão demonstrados a seguir:

	<u>2025</u>	<u>2024</u>
Saldo inicial do exercício	229.710	315.224
Atualização monetária	15.398	21.430
Compensação	(106.017)	(106.944)
Saldo final do exercício	139.091	229.710
Circulante	108.748	108.748
Não circulante	30.343	120.962

18. OUTROS PASSIVOS

	2025	2024
Caução em garantia (1)	52.188	45.652
Devoluções a consumidores (2)	30.468	46.820
Contribuição para custeio do serviço de iluminação pública - COSIP	4.666	3.789
Repasse a terceiros	24.051	21.200
Bônus estratégico	4.245	2.861
Devolução MMGD (nota 22.a)	108.453	55.124
Outros	9.300	15.710
Total	233.371	191.156
Circulante	220.913	168.927
Não circulante	12.458	22.229

- (1) Garantia constituída para assegurar o cumprimento dos contratos, acrescidas de correção monetária com base nos índices previstos contratualmente (IPCA ou CDI), para fazer face tanto às suas cláusulas operacionais, quanto à obrigatoriedade do pagamento dos encargos dos empregados das empresas fornecedoras de serviços; e
- (2) Refere-se ao Bônus Itaipu, direcionados as classes residenciais e rurais que será pago de acordo com os meses de 2023 em que o consumo de energia de unidades consumidoras foi menor que 350 kWh, conforme a REH ANEEL nº 3.420/2024.

19. PATRIMÔNIO LÍQUIDO

Capital social

O capital social está representado por ações ordinárias (ON), normativas, escriturais e sem valor nominal.

O capital social integralizado da Companhia em 31 de dezembro de 2025 e 2024 é de R\$ 542.339.

A composição do capital social realizado por classe de ações (sem valor nominal), em 31 de dezembro de 2025 e 2024 é a seguinte (por unidade de ações):

Acionistas/ Qtde. Ações vs R\$							2025	
	Ordinárias	R\$	Pref. A	R\$	Pref.B	R\$	Ações	R\$
Neoenergia S.A.	167.164.720	542.339	-	-	-	-	167.164.720	542.339
Total	167.164.720	542.339	-	-	-	-	167.164.720	542.339

Acionistas/ Qtde. Ações vs R\$							2024	
	Ordinárias	R\$	Pref. A	R\$	Pref.B	R\$	Ações	R\$
Neoenergia S.A.	129.091.809	418.818	20.432.208	66.289	17.640.703	57.232	167.164.720	542.339
Total	129.091.809	418.818	20.432.208	66.289	17.640.703	57.232	167.164.720	542.339

Cada ação ordinária é atribuída um voto nas deliberações da Assembleia Geral.

Reservas de capital

a) Reserva especial de ágio

Reserva líquida no montante de R\$ 172.091, sendo R\$ 216.926 correspondente ao ágio gerado em função da reestruturação societária da Companhia através da incorporação, R\$ 37.613 que corresponde ao valor já capitalizado e R\$ 7.223 referente a parte do resgate das ações.

Outros resultados abrangentes

A Companhia reconhece em 31 de dezembro de 2025, em outros resultados abrangentes os ganhos (perdas), líquidos dos tributos, de: (i) obrigações atuariais de benefícios a empregados no montante de R\$ (1.069) (R\$ (1.318) em 31 de dezembro de 2024); e (ii) valor justo de instrumentos financeiros utilizados em uma estratégia de *hedge accounting* de fluxo de caixa no montante de R\$ (1.177) (R\$ 599 em 31 de dezembro de 2024).

Reservas de lucros

a) Reserva legal

Constitui uma exigência legal para retenção de 5% do lucro líquido anual apurado até o limite de 20% do capital social. A Companhia poderá deixar de constituir a reserva legal no exercício baseada no artigo 182, § 1º da Lei nº 6.404/1976, considerando que a reserva legal somada à reserva de capital, excede o limite de 30% do capital social. A reserva só pode ser utilizada para absorver prejuízos ou para aumento de capital. O saldo em 31 de dezembro de 2025 e 2024 é de R\$ 27.834.

b) Reserva de incentivo fiscal

Constitui parcela do lucro líquido apurado em cada exercício oriunda de ganhos de incentivos fiscais. Esses montantes só podem ser utilizados para absorção de prejuízos acumulados ou aumento de capital social. O saldo em 31 de dezembro de 2025 é de R\$ 549.354 (R\$ 524.325 em 31 de dezembro de 2024).

c) Reserva de retenção de lucros

Possui como finalidade de assegurar a manutenção e o desenvolvimento para as atividades principais que compõem o objeto social da Companhia, em montante não superior a 50% do lucro líquido anual distribuível até o limite máximo do capital social ou proposta de orçamento de capital da Companhia. O saldo em 31 de dezembro de 2025 e 2024 é de R\$ 174.675.

Dividendos e juros sobre capital próprio

Os valores deliberados aos acionistas, por natureza de remuneração, estão apresentados como segue:

Deliberação	Natureza de remuneração	Valor deliberado	Valor por ação		
			ON	PNA	PNB
2025					
RCA de 27 de março de 2025	Juros sobre capital próprio	17.027	0,0995894	0,1095483	0,1095483
RCA de 14 de abril de 2025	Dividendos	109.279	0,6537200	-	-
RCA de 27 de junho de 2025	Juros sobre capital próprio	18.686	0,1117820	-	-
RCA de 29 de setembro de 2025	Juros sobre capital próprio	24.125	0,1443187	-	-
RCA de 24 de outubro de 2025	Dividendos intermediários	397.000	2,3749030	-	-
RCA de 19 de dezembro de 2025	Juros sobre capital próprio	18.396	0,1100471	-	-
		584.513			
2024					
RCA de 20 de março de 2024	Juros sobre capital próprio	14.831	0,0862735	0,094900837	0,094900837
AGOE de 11 de abril de 2024	Dividendos	163.187	0,9492773	1,044204987	1,044204987
RCA de 20 de junho de 2024	Juros sobre capital próprio	15.047	0,0875300	0,0962830	0,096282981
RCA de 22 de julho de 2024	Dividendos intermediários	226.000	1,3146658	1,4461324	1,446132364
RCA de 25 de setembro de 2024	Juros sobre capital próprio	13.666	0,0794966	0,0874462	0,087446216
RCA de 21 de outubro de 2024	Dividendos intermediários	81.000	0,4737618	0,5211379	0,52113793
RCA de 18 de dezembro de 2024	Juros sobre capital próprio	15.026	0,0878857	0,0966743	0,096674303
		528.757			

A remuneração a pagar aos acionistas está apresentada como segue:

	2025	2024
Saldos iniciais	18.432	24.624
Dividendos e juros sobre o capital próprio:		
Declarados no exercício	475.234	528.756
Declarados de exercícios anteriores	109.279	-
Imposto de Renda Retido na Fonte – IRRF	(11.735)	(8.785)
Pagos no exercício	(570.018)	(526.163)
Prescrito	(4.868)	-
Saldos finais	16.324	18.432

20. RECEITA OPERACIONAL BRUTA

A receita é reconhecida na extensão em que for provável que benefícios econômicos serão gerados para a Companhia, podendo ser confiavelmente mensurados. A receita é mensurada pelo valor justo da contraprestação recebida ou a receber.

A receita operacional é composta pela receita de fornecimento de energia elétrica (faturada ou não faturada) e outras receitas relacionadas a outros serviços prestados pela Companhia.

O faturamento, e respectivo reconhecimento da receita, dos serviços de distribuição de energia elétrica é efetuado de acordo com o calendário de leitura estabelecido pela Companhia. A receita não faturada corresponde à energia elétrica entregue e não faturada ao consumidor, e é calculada em base estimada, até a data do balanço.

Os registros das operações de compra e venda de energia na CCEE estão reconhecidos pelo regime de competência de acordo com informações divulgadas por aquela entidade ou por estimativa da Administração.

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS REGULATÓRIAS
Exercícios findos em 31 de dezembro de 2025 e 2024
(Valores expressos em milhares de reais)



Segue a composição da receita bruta por natureza:

Receita Bruta	Ref.	N° Consumidores (***)		MWh (***)		R\$ Mil	
		2025	2024	2025	2024	2025	2024
Fornecimento – Faturado		1.611.667	1.606.130	4.022.560	4.279.646	3.677.454	3.637.380
Residencial		1.427.051	1.414.509	2.384.640	2.474.381	2.097.886	2.083.029
Industrial		1.452	1.641	578.624	121.300	154.235	145.148
Comercial		109.072	113.703	82.375	686.813	667.281	689.127
Rural		44.690	47.238	359.943	383.417	235.913	237.697
Poder público		11.339	11.453	301.796	306.512	305.269	287.309
Iluminação pública		15.239	14.849	203.149	195.241	118.165	103.421
Serviço público		2.824	2.737	112.033	111.982	98.705	91.649
Suprimento Faturado	(a)					106.602	143.544
Uso da Rede Elétrica de Distribuição Faturado	(b)					2.376.201	2.339.571
Consumidores Cativos (*)						2.032.197	2.008.049
Consumidores Livres						344.004	331.522
(-) Transferências (*)						(1.983.520)	(1.986.067)
(-) Trsf TUSD consumidores cativos						(1.983.520)	(1.986.067)
Fornecimento/Suprimento/Rede Elétrica - Não faturado						59.994	15.164
Constituição e Amortiz. - CVA Ativa e Passiva	(c)					178.815	78.956
Constituição e Amortiz. - Demais Ativos e Passivos Regulatórios	(c)					(22.052)	(53.902)
Serviços Cobráveis						2.348	1.960
Subvenções vinculadas ao serviço concedido (**)						635.747	417.517
Total		1.611.667	1.606.130	4.022.560	4.279.646	5.031.589	4.594.123

(*) Receitas referentes a disponibilidade da infraestrutura da rede elétrica, calculadas com base na TUSD por classe de consumo, reajustadas a partir de 22 de abril de 2025, conforme Resolução Homologatória ANEEL nº 3.442/2025; e

(**) A Lei nº 12.783/2013 determinou que os recursos relacionados à subvenção baixa renda bem como outros descontos tarifários passassem a ser subsidiados integralmente por recursos oriundos da CDE, sendo: (i) R\$ 245.076 (R\$ 186.421 em 31 de dezembro de 2024) referente à subvenção baixa renda; (ii) R\$ 330.695 (R\$ 198.785 em 31 de dezembro de 2024) referente à subvenção CDE; (iii) R\$ 56.734 (R\$ 12.926 em 31 de dezembro de 2024) referente à subvenção CCRBT; e (iv) R\$ 3.242 (R\$ 19.385 em 31 de dezembro de 2024) referente à subvenção modicidade Eletrobras; e

(***) Informações não auditadas.

a) Suprimento faturado

Receita proveniente do suprimento de energia elétrica faturado, em função da comercialização de energia elétrica efetuada no âmbito da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE.

b) Uso da rede elétrica de distribuição faturado

A receita com Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição – TUSD refere-se basicamente à cobrança de tarifa pelo uso da rede de distribuição para consumidores livres e cativos.

c) Ativos e passivos financeiros setoriais líquidos

	2025	2024
CVA ativa e passiva	178.815	78.956
Energia (1)	151.128	103.516
Encargo de Serviço do Sistema – ESS (2)	(35.025)	28.931
Conta de Desenvolvimento Energético – CDE (3)	40.362	(15.240)
Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão - TUST (4)	20.783	(38.863)
PROINFA	1.567	612
Demais ativos e passivos regulatórios	(22.052)	(53.902)
Neutralidade da Parcela A (5)	6.205	2.429
Sobrecontratação de Energia (6)	(122.585)	(132.405)
Risco hidrológico	5.931	(1.568)
Ultrapassagem de Demanda/ Excedente Reativo	(24.855)	(23.714)
Passivo Conta Covid	-	378
Créditos PIS/COFINS sobre ICMS (7)	85.878	112.874
Crédito consumidor reversão para modicidade	392	351
Modicidade Eletrobrás (8)	3.293	25.316
Bandeira escassez hídrica (9)	-	(46.116)
Arrecadação de encargos CDE	360	(3.838)
Neutralidade PIS/COFINS (10)	(5.799)	-
MMGD s/ Perdas Não Técnicas (11)	(3.480)	3.480
RTE Covid	-	15.588
Financeiro CDE GD (12)	25.469	-
Outros	7.139	(6.677)
Total	156.763	25.054

- (1) CVA ativa, decorrente da constituição das diferenças a maior entre os custos de energia incorridos em relação à cobertura tarifária ANEEL, com destaque para o aumento das despesas dos contratos regulados de compra de energia por disponibilidade, resultando em um aumento da CVA a receber neste período, e referente a amortização dos saldos reconhecidos pela ANEEL nos processos tarifários em 2024 e 2025;
- (2) CVA passiva, decorrente da constituição das diferenças a menor entre os custos incorridos em relação à cobertura tarifária ANEEL, e referente a amortização dos saldos reconhecidos pela ANEEL nos processos tarifários em 2024 e 2025;
- (3) CVA ativa, em função dos valores de quotas mensais das Contas de Desenvolvimento Energético – CDE, relativas às competências de janeiro a dezembro de 2025, a serem recolhidas pelas concessionárias de distribuição, resultando em um efeito de recebimento na tarifa;
- (4) CVA ativa, decorrente da constituição das diferenças a maior entre os custos incorridos em relação à cobertura tarifária ANEEL, em função da REH nº 3.482/2025, com vigência a partir de 1º de julho de 2025 até 30 de junho de 2026, que estabeleceu o reajuste das tarifas de uso do sistema de transmissão, e referente a amortização dos saldos reconhecidos pela ANEEL nos processos tarifários da Companhia em 2024 e 2025;
- (5) CVA ativa referente ao Componente Financeiro previsto no submódulo 4.4 do PRORET, calculado conforme mercado faturado e os valores contemplados no reajuste tarifário de 2025;
- (6) A Companhia apurou o ajuste financeiro de sobrecontratação, sendo reconhecido o valor a maior entre os períodos, decorrente da constituição destinada a anular os efeitos sobre o resultado obtido com a compra e venda do excedente de energia no mercado de curto prazo e da amortização dos saldos homologados entre os processos tarifários;
- (7) Reconhecimento da antecipação da reversão dos valores oriundos de créditos decorrentes da exclusão do ICMS da base de cálculo PIS/COFINS, como componente financeiro negativo extraordinário, a ser compensado com base no recolhimento dos tributos pelo montante total habilitado pela Receita Federal do Brasil - RFB. A ANEEL reconheceu, no reajuste tarifário de 2025 R\$ (101.596) à título de antecipação de Crédito PIS/COFINS sobre ICMS, sendo constituído pela concessionária até dezembro de 2025, o valor ativo de R\$ 85.878 em contrapartida da redução da receita;
- (8) Referente ao aporte à CDE realizado pela Eletrobras com repasse às distribuidoras e destinado a modicidade tarifária, conforme a Lei nº 14.182/2021 e os Despachos ANEEL nº 1.239/2024 e nº 1.536/2025, e a amortização dos saldos reconhecidos pela ANEEL nos processos tarifários de 2024 e 2025, sendo contabilizado pela Companhia o ativo de R\$ 3.293 em 31 de dezembro de 2025;
- (9) Foi reconhecido no processo de Revisão Tarifária 2023, componente financeiro positivo, correspondente à reversão dos custos relacionados à Bandeira Escassez Hídrica, considerados no reajuste anterior para fins de modicidade tarifária e mitigação das tarifas. Esse componente foi liquidado em abril de 2024;
- (10) Constituição de um passivo financeiro decorrente da neutralidade do valor de PIS/COFINS homologado no último processo tarifário com referência ao mercado faturado;
- (11) Constituição de componente financeiro referente aos efeitos de Micro e Minigeração Distribuída sobre Perdas Não Técnicas, definidos na Consulta Pública nº 9 de 2024; e
- (12) Constituição ativa, referente ao Financeiro CDE GD estabelecido conforme REH nº 3.484/2025.

21. COMPRA E VENDA DE ENERGIA ELÉTRICA DE CURTO PRAZO NO ÂMBITO DA CÂMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA - CCEE

Nos exercícios de 2025 e 2024, a Companhia efetuou a comercialização de energia de curto prazo no âmbito da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE, conforme a seguir demonstrado:

	2025		2024	
	MWh (*)	R\$ Mil	MWh (*)	R\$ Mil
Compra	-	(10.037)	-	(26.112)
Compra estimada	-	(1.620)	-	(376)
	-	(11.657)	-	(26.488)

	2025		2024	
	MWh (*)	R\$ Mil	MWh (*)	R\$ Mil
Venda	687.494	93.412	765.182	125.648
Venda estimada	182.988	43.047	166.148	13.190
	870.482	136.459	931.330	138.838

(*) Informações não auditadas

- **Situação normal:** Os montantes de receitas/despesas faturados e/ou pagos pelas Outorgadas que tiveram excedente/falta de energia comercializada no âmbito da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE foram determinados pela CCEE e referendados pela empresa, como ocorreu com as contabilizações de janeiro a outubro de 2025.
- **Situação excepcional:** Os montantes de receitas/despesas faturados e/ou pagos pelas Outorgadas que tiveram excedente/falta de energia comercializada no âmbito da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE são normalmente determinados pela CCEE. Como até a data de encerramento das demonstrações contábeis a CCEE ainda não havia disponibilizado as informações necessárias referentes ao período de 01 de janeiro a 31 de dezembro de 2025, para os meses de novembro e dezembro de 2025 os referidos montantes foram estimados pela Outorgada, com base em seus controles mantidos para essas operações e cuja contabilização ocorreram nos fechamentos de janeiro e fevereiro de 2026.

22. CUSTOS E DESPESAS OPERACIONAIS DO SERVIÇO

a) Custos não gerenciáveis – Parcela A

	MWh(*)		R\$	
	2025	2024	2025	2024
Compra para revenda				
Energia adquirida no ambiente de contratação regulado - ACR (1)	3.605.408	3.874.508	(952.194)	(916.962)
Custos Variáveis do Mercado de Curto Prazo – MCP (2)	-	-	(235.989)	(148.014)
Energia curto prazo - PLD e MRE (3)	-	-	(11.657)	(26.488)
Contratos por cotas de garantia física (4)	789.732	934.124	(154.888)	(163.969)
Energia adquirida contrato bilateral (5)	770.880	772.992	(285.508)	(265.292)
Cotas das Usinas Angra I e Angra II	195.499	197.424	(60.911)	(68.221)
Energia MMGD (6)	198.594	205.298	(17.681)	(55.124)
Outros	94.770	95.337	(50.761)	(41.091)
Subtotal	5.654.883	6.079.683	(1.769.589)	(1.685.161)
Créditos PIS e COFINS	-	-	161.932	156.742
Total	5.654.883	6.079.683	(1.607.657)	(1.528.419)
Encargos de uso dos sistemas de distribuição e transmissão				
Encargos de rede básica			(287.167)	(271.092)
Encargos de conexão			(59.344)	(54.658)
Encargo de serviço do sistema – ESS (7)			(4.599)	(9.118)
Encargo de energia de reserva - EER (8)			(75.314)	(103.249)
Outros encargos			(6.867)	330
Subtotal	-	-	(433.291)	(437.787)
Créditos PIS e COFINS			40.041	34.742
Total	-	-	(393.250)	(403.045)
Total dos custos com energia elétrica	5.654.883	6.079.683	(2.000.907)	(1.931.464)

(*) Informações não auditadas.

PLD - Preço de Liquidação de Diferenças.

MRE - Mecanismo de Realocação de Energia.

- (1) O aumento é decorrente de reajustes das tarifas (R\$/MWh) dos geradores a partir de 22 de abril de 2025;
- (2) A variação é decorrente do aumento do PLD médio do NE de 2025 (176,60 R\$/MWh), comparado com o mesmo período de 2024 (118,33 R\$/MWh), impactando no risco hidrológico e custos com disponibilidade (condomínio virtual);
- (3) Redução decorrente de ajustes financeiros de recontabilizações de anos/meses anteriores;
- (4) A redução é decorrente da descotização da Eletrobras, conforme PRT nº 544/GM/MME, de 30 de agosto de 2021, além disto teve redução no Fator de Cotas de 2025 (REH nº 3.150, de 09 de dezembro de 2022) em relação a 2024;
- (5) Aumento é decorrente do reajuste da tarifa (R\$/MWh) do gerador a partir de 15 de abril de 2025;
- (6) Corresponde ao saldo acumulado de energia injetada e ainda não compensada, pertencente aos clientes possuidores de usinas de geração fotovoltaica;

- (7) Redução do custo com ESS Brasil devido as contabilizações dos meses de março e abril/2025, em que a CCEE apontou a existência de um excedente financeiro no setor elétrico. Esse saldo positivo foi gerado, principalmente, pela diferença do PLD entre os submercados, o que possibilitou o alívio financeiro para os agentes com perfil consumo (distribuidoras). O excedente contribuiu para mitigar exposições financeiras negativas e encargos nos referidos meses. Além disso, permitiu a cobertura integral do alívio retroativo. O valor total do crédito referente a esse alívio foi de aproximadamente R\$ 1.483.466 distribuído proporcionalmente entre os agentes com base no consumo de cada um; e
- (8) Redução no custo de Encargo de Energia de Reserva em função do aumento do PLD em 2025, comparado com 2024.

b) Pessoal e administradores

	2025	2024
Pessoal	(167.002)	(152.534)
Remuneração	(44.446)	(44.299)
Encargos	(36.541)	(35.206)
Previdência privada - Corrente	(5.892)	(5.956)
Programa de demissão voluntária	(9.592)	4.206
Despesas rescisórias	(3.449)	(2.490)
Participação nos Lucros e Resultados - PLR	(24.940)	(28.490)
Outros benefícios - Corrente	(42.422)	(39.893)
Outros	280	(406)
Administradores	(4.133)	(4.528)
Honorários e encargos (Diretoria e Conselho)	(3.770)	(4.185)
Benefícios dos administradores	(363)	(343)
Total	(171.135)	(157.062)

c) Depreciação e amortização

	2025	2024
Quota de depreciação e amortização no exercício	(224.429)	(214.592)
(-) Depreciação e Amortização transferida para ordens em curso	(15.366)	(14.480)
(-) Crédito PIS/COFINS	5.313	4.857
Total	(234.482)	(224.215)

23. RECEITAS E DESPESAS FINANCEIRAS

	2025	2024
Receitas Financeiras		
Renda de aplicações financeiras	46.719	45.553
(-) Tributos sobre receita financeira	(6.287)	(5.432)
Juros e encargos contas a receber de clientes e outros títulos	31.401	29.985
Atualização de depósitos judiciais	1.608	1.633
Atualização do ativo financeiro setorial	29.532	35.620
Benefícios pós-emprego e outros benefícios	525	471
Multa contratual do consumidor	34.727	34.644
Ganhos com variações cambiais e marcação a mercado – Dívida (1)	42.489	1.875
Ganhos com instrumentos financeiros derivativos (1)	36.964	4.671
Ganhos com variações cambiais e monetárias	43.830	25.309
Outras receitas financeiras	614	855
Total	262.122	175.184
Despesas Financeiras		
Encargos sobre instrumentos de dívida (2)	(350.148)	(303.460)
Atualização do passivo financeiro setorial	(48.501)	(44.044)
Atualização de provisões para processos judiciais	(19.013)	(9.246)
IOF	(295)	(131)
Perdas com variações cambiais e marcação a mercado – Dívida (1)	(11.348)	(1.287)
Perdas com instrumentos financeiros derivativos (1)	(43.491)	(3.240)
Perdas com variações cambiais e monetárias	(23.324)	(28.979)
Outras despesas financeiras	(45.403)	(36.973)
Total	(541.523)	(427.360)
Resultado financeiro líquido	(279.401)	(252.176)

- (1) Redução cambial em comparação aos doze meses do ano passado, período que houve aumento cambial, gerando receita nas variações cambiais dos empréstimos e financiamentos e, conseqüentemente despesa nos derivativos; e
- (2) Inclui os encargos incorridos sobre as operações de empréstimos, financiamentos e debêntures e foi impactada pelo aumento do volume da dívida.

24. TRANSAÇÕES COM PARTES RELACIONADAS

As partes relacionadas da Companhia são acionistas e suas empresas ligadas e o pessoal-chave da Administração da Companhia.

As principais transações comerciais com partes relacionadas reconhecidas como contas a receber e/ou contas a pagar e respectivas receitas e/ou custos/despesas estão relacionadas aos: (i) contratos de compra e venda de energia elétrica; (ii) contratos de uso do sistema de distribuição de energia ou no sistema de transmissão; (iii) prestação de serviços de operação e manutenção; e (iv) contratos de serviços administrativos.

As transações com os fundos de pensão responsáveis pela gestão dos benefícios de curto e longo prazo concedidos aos empregados da Companhia estão classificadas como “Acionistas e outros” nesta nota explicativa.

As informações sobre transações com partes relacionadas e os efeitos nas demonstrações contábeis regulatórias são apresentados abaixo:

24.1. Saldos em aberto com partes relacionadas

	2025			
	Subsidiárias da Neoenergia	Controladora	Acionistas e outros	Total
Ativo				
Contas a receber e outros	215	-	1	216
Outros ativos (c)	467	12.117	-	12.584
	682	12.117	1	12.800
Passivo				
Fornecedores (a)	2.723	-	9.352	12.075
Dividendos e juros sobre capital próprio a pagar (d)	-	15.636	688	16.324
Outros passivos	(50)	29	-	(21)
	2.673	15.665	10.040	28.378

	2024			
	Subsidiárias da Neoenergia	Controladora	Acionistas e outros	Total
Ativo				
Contas a receber e outros	389	-	1	390
Outros ativos (c)	487	14.069	-	14.556
	876	14.069	1	14.946
Passivo				
Fornecedores (a)	2.841	-	9.223	12.064
Dividendos e juros sobre capital próprio a pagar (d)	-	12.760	5.672	18.432
Outros passivos	(256)	55	-	(201)
	2.585	12.815	14.895	30.295

24.2. Transações com partes relacionadas

				2025
	Subsidiárias da Neoenergia	Controladora	Acionistas e outros	Total
Resultado do exercício				
Receita operacional líquida (a)	7.847	-	16	7.863
Custos dos serviços (a)	(21.328)	-	(75.651)	(96.979)
Despesas gerais e administrativas (b)/(e)	480	(392)	-	88
Resultado financeiro líquido (c)	-	(31.033)	(5.778)	(36.811)
	(13.001)	(31.425)	(81.413)	(125.839)

				2024
	Subsidiárias da Neoenergia	Controladora	Acionistas e outros	Total
Resultado do exercício				
Receita operacional líquida (a)	7.597	-	12	7.609
Custos dos serviços (a)	(22.394)	-	(72.305)	(94.699)
Despesas gerais e administrativas (b)/(e)	(1)	(477)	(6.459)	(6.937)
Resultado financeiro líquido (c)	-	(28.397)	-	(28.397)
	(14.798)	(28.874)	(78.752)	(122.424)

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS REGULATÓRIAS
Exercícios findos em 31 de dezembro de 2025 e 2024
(Valores expressos em milhares de reais)



24.3. Principais transações com partes relacionadas

As principais transações com partes relacionadas nos itens 24.1 e 24.2 referem-se a:

Subsidiárias da Neoenergia

Item	Empresa relacionada	Tipo de transação	Índice de correção / remuneração contratual	Prazo	Vencimento	2025		2024	
						Ativo / (Passivo)	Resultado do exercício	Ativo / (Passivo)	Resultado do exercício
a	Arizona 1	Contrato de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado - CCEAR	IPCA	Até o fim da concessão da distribuidora	2027	-	1.411	-	1.330
a	Enerbrasil	Contrato de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado - CCEAR	IPCA	25 anos	2027	-	4.504	-	4.270
a	Mel 2	Contrato de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado - CCEAR	IPCA	Até o fim da concessão da distribuidora	Até o fim da concessão da distribuidora	-	1.008	-	1.030
a	Céu Azul	Contrato de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado - CCEAR	IPCA	35 anos	2053	-	(2.050)	(511)	(3.959)
a	Energética Águas da Pedra S.A	Contrato de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado - CCEAR	IPCA	29 anos	2040	(1.313)	(10.266)	(1.271)	(9.812)
b	Neoenergia Brasília	Compartilhamento de Pessoal	N/A	5 anos	2030	-	525	40	381
b	Neoenergia Coelba	Compartilhamento de Pessoal	N/A	5 anos	2030	-	932	172	748
b	Neoenergia Elektro	Compartilhamento de Pessoal	N/A	5 anos	2030	-	(1.261)	(103)	(1.196)

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS REGULATÓRIAS
Exercícios findos em 31 de dezembro de 2025 e 2024
(Valores expressos em milhares de reais)



Controladora

Item	Empresa relacionada	Tipo de transação	Índice de correção / remuneração contratual	Prazo	Vencimento	2025		2024	
						Ativo / (Passivo)	Resultado do exercício	Ativo / (Passivo)	Resultado do exercício
c	Neoenergia	Contrato de FEE por Aval	N/A	1 ano	2025	12.117	(31.033)	14.069	(28.397)
d	Neoenergia	Pagamento de dividendos e JCP	N/A	Indeterminado	Indeterminado	(15.636)	-	(12.772)	-

Acionistas e outros

Item	Empresa relacionada	Tipo de transação	Índice de correção / remuneração contratual	Prazo	Vencimento	2025		2024	
						Ativo / (Passivo)	Resultado do exercício	Ativo / (Passivo)	Resultado do exercício
a	Norte Energia	Contrato de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado - CCEAR	IPCA	29 anos	2044	(8.476)	(67.857)	(8.429)	(65.084)
a	Narandiba	Contrato de Uso do Sistema de Transmissão - CUST	IGPM	Até o fim da concessão da distribuidora	Até o fim da concessão da distribuidora	-	(5.606)	(200)	(5.211)
d	Minoritários	Pagamento de dividendos e JCP	N/A	N/A	Indeterminado	(717)	-	(5.676)	-
e	Néos	Previdência privada	N/A	N/A	Indeterminado	-	(5.778)	-	(6.459)

24.4. Remuneração da administração (Pessoal-chave)

A remuneração da Administração reconhecida no resultado do exercício pelo regime de competência é como segue:

	2025	2024
Salários e benefícios recorrentes	2.347	2.385
Outros benefícios de curto prazo	748	1.145
Benefícios de longo prazo	1.038	998
Total	4.133	4.528

Os honorários e benefícios dos diretores executivos são pagos e reconhecidos pelo acionista controlador Neoenergia S.A.

25. GESTÃO DE RISCOS FINANCEIROS E OPERACIONAIS

As Diretrizes e Limites de Gestão de Riscos, aprovadas pelo Conselho de Administração em abril de 2025, compostas pelas Diretrizes de Gestão dos Riscos Corporativos e pelas Diretrizes de Gestão dos Riscos de Distribuição de Energia Elétrica, que estabelecem os princípios básicos e o marco geral de atuação para o controle e gerenciamento dos riscos aos quais está exposto à Neoenergia e que devem ser aplicados de acordo com o disposto no Propósito e Valores da Companhia.

O processo de gestão de riscos adota como fonte as principais boas práticas de mercado e diretrizes do COSO ERM e ISO 31000, assim como as premissas regulatórias e de órgãos que abrangem o setor de energia elétrica, em consonância com as regulamentações emitidas pela ANEEL.

A estrutura organizacional de controle de gerenciamento de riscos de mercado da Companhia é composta pelo Conselho de Administração, Diretoria Executiva Colegiada, Diretoria Financeira, Auditoria Interna e Gestão de Risco, Comitê de Auditoria, além das estruturas de Governança e de Controles Internos. Este sistema de gerenciamento de riscos está aderente ao modelo do autal acionista controlador e sua política global de riscos.

25.1. Gestão de riscos financeiros e mercado

As Diretrizes e Limites de Riscos Financeiros se aplicam a todos os negócios que integram a Neoenergia, dentro dos limites previstos aplicáveis às atividades que geram exposição a riscos financeiros, devendo ser reproduzida por suas controladas, observando seus respectivos estatutos sociais e a legislação aplicável. Estão incluídas diretrizes e limites específicos para gerenciamento de risco cambial e de *commodities*, risco de taxas de juros e índices de preços, risco de liquidez e risco de solvência, assim como a utilização de instrumentos derivativos para fins de proteção, cuja utilização para fins especulativos é expressamente proibida.

A aprovação de operações envolvendo derivativos é realizada por alçada competente conforme Política de Limites e Alçadas da Neoenergia e de suas controladas.

As principais diretrizes em relação a estratégias de *hedge*, são:

- Todo instrumento de dívida denominado ou indexado à moeda estrangeira deverá ter sua exposição cambial protegida (convertida para Reais) por meio de operações de *hedge*;
- O risco de câmbio e de *commodities* deverá ser controlado e mitigado para todos os projetos de investimento, independentemente do valor;
- Instrumentos não-dívida com desembolsos sujeitos a exposição cambial deverão ser avaliados e, se considerado necessário, deverão ser realizadas operações de *hedge* para mitigar o risco cambial;
- Avaliar o risco das dívidas em moeda local e, se considerado necessário, contratar operações de *hedge* para mitigar o risco de taxa de juros, de acordo com o perfil desejado das dívidas pré-fixadas e flutuantes e considerando tanto a indexação natural a índices de preços nas receitas e custos quanto à composição de índices de juros que remuneram carteira de aplicações; e

A contratação de derivativos é dedicada única e exclusivamente para fins de *hedge*, assim como não é permitida a contratação de derivativos 'exóticos' ou 'alavancados'.

A estratégia da Companhia foi desenvolvida através da visão integrada dos riscos aos quais está exposta, considerando não apenas o risco de mercado, gerado pelas possíveis mudanças nos preços e cotações das variáveis ativas e passivas nas quais mantém posições, e o risco de liquidez, mas também o risco de crédito, proveniente de obrigações assumidas por terceiros para com a Companhia, entre outros.

Riscos	Origem da exposição	Gestão
Risco de taxa de câmbio	Empréstimos e financiamentos e outros instrumentos financeiros que não são denominados em BRL.	Operações de <i>swap</i> e a termo.
Risco de taxa de juros (incluindo índices inflacionários)	Passivos atuariais, empréstimos e financiamentos indexados a diferentes taxas de juros incluindo, mas não se limitando, a SOFR e CDI.	Operações de <i>swap</i> , gestão de limite de exposição de ativos e passivos por componente de taxa de juros e índices inflacionários.
Risco de preços de produtos e insumos	Volatilidade dos preços de <i>commodities</i> metálicas e energia elétrica, e outros produtos.	Contratos de longo prazo com fixação de preços aderentes as projeções internas; ou operações a termo.
Risco de crédito	Recebíveis, transações com derivativos, garantias, adiantamentos a fornecedores e investimentos financeiros.	Diversificação da carteira e políticas para monitoramento de indicadores de solvência e liquidez das contrapartes.
Risco de liquidez	Obrigações contratuais ou assumidas.	Disponibilidade de linhas de crédito rotativo.
Risco de solvência	Passivos financeiros, obrigações contratuais ou assumidas.	Monitoramento dos <i>covenants</i> financeiros e da situação econômico-financeira da Companhia.

A Administração entende que está adequada e alinhada às melhores práticas de mercado quanto a estrutura operacional e de controles internos da Companhia para garantir o cumprimento das Diretrizes de Riscos Financeiros e de Crédito.

Risco de taxa de câmbio

A Companhia, visando assegurar que oscilações nas taxas de câmbio não afetem seu resultado e fluxo de caixa, possuía em 31 de dezembro de 2025, operações de *hedge* cambial, para a totalidade de suas dívidas em moeda estrangeira e para seus principais desembolsos e investimentos previstos em moeda estrangeira. As estratégias de *hedge* cambial estão descritas na nota 26.5.

Risco de taxas de juros e índices de preços

Este risco é oriundo da possibilidade de perdas financeiras causadas pela exposição à variação de taxas de juros e/ou índices de preço, tanto no mercado brasileiro quanto no mercado externo (ex: CDI, TJLP, TLP, SOFR, IPCA e IGP-M, dentre outros). O resultado desta exposição influencia o montante de encargos financeiros da dívida, rendimentos das aplicações financeiras e as receitas tarifárias das concessões que impactam o resultado e o fluxo de caixa das operações. Por consequência, a Companhia busca manter o equilíbrio entre os ativos e passivos indexados a índices de preços de alta correlação, buscando mitigar eventuais riscos decorrentes da inflação.

A Companhia monitora continuamente as taxas de mercado com o objetivo de avaliar a eventual necessidade de contratação de proteção contra o risco de volatilidade dessas taxas. As estratégias de *hedge* de taxas de juros são descritas na nota 26.5.

Risco de preço de *commodities*

Este risco é oriundo da possibilidade de perdas financeiras causadas por elevação dos preços das *commodities*, que são utilizadas pela Companhia em suas atividades operacionais.

Commodities metálicas: variações nos preços de *commodities* metálicas podem impactar a rentabilidade dos projetos de investimentos, resultante no aumento de preço nos contratos dos fornecedores, implicando em maior necessidade de caixa para honrar os compromissos assumidos pela Companhia.

Commodities energéticas – Energia elétrica: os preços das *commodities* energéticas são influenciados por fatores específicos dos negócios de geração de energia elétrica como demanda e oferta, hidrologia, gás, recursos eólicos e solares, além da entrada ou atraso de novos projetos na matriz energética. As variações nos preços de *commodities* energéticas podem causar perda potencial de margem e/ou valor. A gestão do risco de preço de energia é realizada na análise da sobrecontratação de energia das distribuidoras, na cobertura de lastro da energia comercializada e na venda da energia ao cliente final.

Risco de liquidez

O risco de liquidez é associado à possibilidade, da Companhia não honrar com seus compromissos nos respectivos vencimentos. A gestão financeira adotada pela Companhia busca constantemente a mitigação do risco de liquidez, tendo como principais pontos o alongamento de prazos dos empréstimos e financiamentos, não concentração de vencimentos, e diversificação de instrumentos financeiros. O permanente monitoramento do fluxo de caixa permite a identificação de eventuais necessidades de captação de recursos com a antecedência necessária para a estruturação e escolha das melhores fontes.

A Companhia gerencia o risco de liquidez alocando o excedente de caixa em aplicações financeiras de liquidez diária e mantendo adequadas reservas de recursos e linhas de crédito aprovadas com algumas das principais instituições financeiras do país (nota 12), além da capacidade de geração de caixa da empresa para honrar com os compromissos assumidos.

Em 31 de dezembro 2025, a Companhia mantém recursos aplicados em caixa e equivalentes de caixa e títulos de valores mobiliários, em montante adequado a cobertura dos seus ciclos operacionais e financeiros. Os fluxos das obrigações da Companhia, por faixa de vencimento, estão sendo apresentados em suas respectivas notas explicativas. Em destaque para as informações de empréstimos e financiamentos e respectivos instrumentos derivativos (nota 12).

Risco de solvência

O risco de solvência está vinculado à possibilidade de deterioração da situação econômico-financeira que resulte na piora da qualidade de crédito ou na quebra de *covenants* financeiros que possam gerar o vencimento antecipado das dívidas, gerando impacto na classificação de crédito (*rating*), no custo da dívida e na liquidez.

25.2. Gestão de risco de crédito

O risco de crédito refere-se à possibilidade, da Companhia incorrer em perdas financeiras ou econômicas devido ao não cumprimento de obrigações financeiras ou contratuais de terceiros, como inadimplência ou 'não performance' de contrapartes.

Risco de crédito de contrapartes comerciais

O risco da Companhia incorrer em perdas resultantes do não recebimento de valores faturados de suas contrapartes. Para reduzir este risco e auxiliar no gerenciamento do risco de inadimplência, a Companhia monitora o volume das contas a receber de clientes, solicita garantias e realiza ações de cobrança em conformidade com a regulamentação do setor elétrico, quando aplicável. Além disso, para as contrapartes de comercialização de energia, são adotados critérios específicos quanto à avaliação da sua capacidade de crédito e aprovação de limites.

Risco de crédito de instituições financeiras

Para as operações envolvendo caixa e equivalentes de caixa, títulos e valores mobiliários e derivativos, a Companhia segue as disposições da sua Diretriz de Risco de Crédito que tem como objetivo a mitigação do risco através da diversificação junto às instituições financeiras que possuam boa qualidade de crédito (*rating*). É realizado o acompanhamento da exposição com cada contraparte, sua qualidade de crédito e seus *ratings* de longo prazo publicados pelas agências de *rating*. O quadro a seguir apresenta os *ratings* de longo prazo em escala nacional publicados pelas agências Moody's, S&P ou Fitch para as principais instituições financeiras com as quais a Companhia mantém operações em aberto em 31 de dezembro de 2025.

<i>Ratings de longo prazo em escala nacional</i>	<i>Moody's</i>	<i>S&P</i>	<i>Fitch</i>
Banco do Brasil	AAA	-	AAA
Banco do Nordeste	AA	AAA	AAA
Banco Pine	A	A+	-
Bank of America	-	-	AAA
BNDES	AAA	AAA	AAA
BNP Paribas	-	-	AAA
Bradesco	AAA	AAA	AAA
Caixa Econômica Federal	AAA	AAA	AAA
Citibank	-	-	AAA
Goldman Sachs	-	-	AAA
HSBC	-	AAA	-
Itaú	AAA	-	AAA
JP Morgan	-	AAA	-
Mitsubishi UFJ (I)	A	A	A
Morgan Stanley	-	AAA	-
Safra	AAA	-	-
Santander	AAA	AAA	-
Scotiabank	AAA	-	-
Sumitomo Mitsui	-	AAA	AAA
Votorantim	AA+	-	AAA

(I) Mitsubishi Bank - MUFG possui *rating* somente em escala global.

25.3. Risco regulatório

Ambiente regulatório

A Companhia está sujeita a aplicação de penalidades regulatórias caso ocorra descumprimento das obrigações inseridas nas cláusulas do contrato de concessão e nas resoluções emitidas pela Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL. Os procedimentos, parâmetros e critérios para a imposição de penalidades aos agentes do setor de energia elétrica e as diretrizes gerais da fiscalização da Agência, estão previstos na Resolução Normativa nº 846/2019, podendo a multa atingir até 2% da receita operacional líquida da Companhia, a depender da infração cometida.

Equilíbrio econômico-financeiro das concessões

Conforme definido na Lei nº 8.987/1995, o equilíbrio da concessão ocorre quando atendidas as condições previstas no contrato de concessão. No contrato foram estabelecidos os mecanismos de alteração das tarifas, que são o reajuste tarifário anual, a revisão tarifária periódica e a revisão tarifária extraordinária.

Para preservar o equilíbrio econômico-financeiro do contrato de concessão, a ANEEL calcula e autoriza a aplicação de novas tarifas, resultantes de revisão ou de reajuste, nas condições do respectivo contrato.

Nos processos tarifários, são apurados pela ANEEL os valores das CVA's (Conta de compensação de variação de valores de itens da Parcela A) que cobrem a parte econômica das diferenças de preços da Parcela A (energia, transporte e encargos setoriais), frente a cobertura tarifária estabelecida pela ANEEL no processo tarifário anterior. Havendo possibilidade de desequilíbrio, está previsto também no contrato de concessão o direito à uma RTE (Revisão Tarifária Extraordinária). Porém, o reconhecimento de algum desequilíbrio e a realização da RTE depende do atendimento a uma série de requisitos previstos no PRORET (Procedimentos de Regulação Tarifária).

O serviço de distribuição é regulado pelo modelo de *Price Cap* (caracterizado pela regulação por incentivo) baseado em regras econômicas (custos operacionais eficientes, remuneração adequada, entre outras) definidas na revisão tarifária e atualizadas nos reajustes tarifários cuja finalidade é reproduzir no desempenho das empresas reguladas os resultados que seriam obtidos em mercados competitivos, destacando a eficiência na prestação e na gestão do serviço. Dessa forma, tais riscos relacionados à eficiência na prestação e na gestão do serviço são assumidos pelas distribuidoras. Adicionalmente, as variações de mercado também são riscos das distribuidoras.

A ANEEL, no exercício de suas funções, possui poder discricionário na definição e aferição dos parâmetros que são utilizados para a definição das tarifas, tais como: níveis regulatórios dos custos operacionais, taxa de remuneração do capital (WACC), Fator X, Base de Remuneração, Índice de Perdas, Indicadores de Qualidade e Eficiência do fornecimento, dentre outros. Esses parâmetros podem ter suas metodologias revistas ou serem definidos em patamares desfavoráveis para a Companhia, afetando negativamente as receitas originalmente previstas.

Indicadores de sustentabilidade econômica e financeira

A Companhia deve preservar, seja por previsão específica em seu Contrato de Concessão ou pelas disposições gerais do Anexo VIII da Resolução Normativa nº 948/2021, esta última com vigência desde 2022, as condições de Sustentabilidade Econômica e Financeira na eficiência da gestão de seus custos, endividamento, investimentos, além da responsabilidade no pagamento de tributos e na distribuição de proventos.

Tal condição é mensurada anualmente pela ANEEL por meio de indicadores baseados na Dívida Líquida regulatória, no EBITDA ajustado por parâmetros regulatórios, na quota de reintegração regulatória e no nível da taxa de juros SELIC. O descumprimento desses indicadores pode levar à regime de restrições na celebração de negócios entre partes relacionadas, limitação do pagamento de dividendos e de juros sobre o capital próprio, necessidade de aporte de capital pelos sócios controladores e, em casos de reincidência ou descumprimento de metas específicas, abertura do processo administrativo punitivo voltado à aplicação da caducidade da concessão.

Os indicadores de sustentabilidade são apurados a partir dos dados econômico-financeiros referenciados da Contabilidade Regulatória, disponíveis para avaliação. Até o momento, a Companhia vem cumprindo todos os indicadores relevantes.

Indicadores de continuidade do fornecimento

A ANEEL acompanha a eficiência com relação à continuidade do fornecimento das concessionárias de serviço público de distribuição de energia elétrica, sendo mensurado mediante a apuração, a cada ano civil, dos indicadores de continuidade coletivos DEC - Duração Equivalente de Interrupção de Origem Interna por Unidade Consumidora e FEC - Frequência Equivalente de Interrupção de Origem Interna por Unidade Consumidora. Ocorrendo descumprimento dos limites regulatórios, o regulador pode tornar obrigatória a apresentação de um plano de resultados, em caso de descumprimento do indicador no primeiro ano, limitar o pagamento de dividendos e de juros sobre o capital próprio, em caso de descumprimento por dois anos consecutivos ou por três anos dentro dos últimos cinco anos de apuração. Em caso de reincidência, o regulador também pode abrir processo administrativo punitivo voltado à aplicação da penalidade de declaração de caducidade da concessão.

Em 31 de dezembro de 2025 e 2024, os resultados apurados em indicadores de Duração Equivalente por Cliente (DEC) e Frequência Equivalente por cliente (FEC) estão abaixo dos limites regulatórios, sendo assim a Companhia vem cumprindo os indicadores.

25.4. Seguros

A Companhia mantém coberturas de seguros, compatíveis com os riscos das atividades desenvolvidas, para salvaguardar os ativos e negócios de eventuais sinistros. A especificação por modalidade de risco e data de vigência dos principais seguros contratados pela Companhia estão demonstradas a seguir:

Riscos	Data da vigência	Importância segurada
Terrorismo	01/06/2025 a 01/06/2026	R\$ 478.085
Responsabilidade Civil Ambiental	31/05/2025 a 31/05/2026	R\$ 36.000
Responsabilidade Civil Geral - Operações	08/10/2025 a 31/05/2027	R\$ 4.000
Veículos - Executivo	31/05/2024 a 31/05/2026	100% FIPE
Risco Operacional - Subestações e Usinas	31/05/2025 a 31/05/2026	R\$ 478.085
Veículos - Operacional	31/05/2024 a 31/05/2026	R\$ 1.000
Transporte	08/10/2024 a 08/10/2026	R\$ 2.000
D&O	23/08/2025 a 23/08/2026	R\$ 150.000
Cibersegurança	31/05/2025 a 31/05/2026	R\$ 32.132

26. CLASSIFICAÇÃO E ESTIMATIVA DE VALOR JUSTO DOS INSTRUMENTOS FINANCEIROS

26.1. Classificação e mensuração dos instrumentos financeiros

A Companhia classifica os instrumentos financeiros de acordo com o seu modelo de negócio e finalidade para qual foram adquiridos. Os instrumentos financeiros estão classificados e mensurados como segue:

	2025			2024		
	CA	VJORA	VJR	CA	VJORA	VJR
Ativos financeiros						
Caixa e equivalentes de caixa	39.076	-	640.541	122.783	-	224.096
Investimentos temporários	-	-	3.269	-	-	6.383
Consumidores, concessionárias e permissionárias	839.434	-	-	777.356	-	-
Instrumentos financeiros derivativos	-	4	-	-	399	-
Ativos financeiro setoriais	325.125	-	-	213.331	-	-
Outros ativos	19.266	-	-	16.469	-	-
Total	1.222.901	4	643.810	1.129.939	399	230.479
Passivos financeiros						
Fornecedores	381.680	-	-	342.785	-	-
Empréstimos, financiamentos e debêntures	3.274.570	-	367.362	2.903.476	-	-
Passivo financeiro setorial	428.972	-	-	347.643	-	-
Instrumentos financeiros derivativos	-	54	7.727	-	-	-
Passivo de arrendamento	12.884	-	-	14.009	-	-
Outros passivos	57.058	-	-	47.904	-	1.955
Total	4.155.164	54	375.089	3.655.817	-	1.955

CA – Custo Amortizado

VJORA – Valor Justo por meio dos Outros Resultados Abrangentes

VJR – Valor Justo por meio do Resultado

26.2. Estimativa de valor justo

Para mensuração e determinação do valor justo, a Companhia utiliza vários métodos incluindo abordagens de mercado, de resultado ou de custo, de forma a estimar o valor que os participantes do mercado utilizariam para precificar o ativo ou passivo. Os ativos e passivos financeiros registrados a valor justo são classificados e divulgados de acordo com os níveis a seguir:

Nível 1 – Preços cotados (não ajustados) em mercados ativos, líquidos e visíveis para ativos e passivos idênticos que estão acessíveis na data de mensuração;

Nível 2 – Preços cotados (podendo ser ajustados ou não) para ativos ou passivos similares em mercados ativos; e

Nível 3 – Ativos e passivos cujos preços não existem ou que esses preços ou técnicas de avaliação são amparados por um mercado pequeno ou inexistente, não observável ou ilíquido.

A análise do impacto caso os resultados reais sejam diferentes da estimativa da Administração está apresentada na nota 26.6 (análise de sensibilidade).

26.3. Instrumentos financeiros reconhecidos pelo valor justo (VJR ou VJORA)

O nível de mensuração dos ativos e passivos financeiros reconhecidos pelo valor justo está demonstrado como segue:

	2025	2024
	Nível 2	Nível 2
Ativos financeiros		
Caixa e equivalentes de caixa	640.541	224.096
Títulos e valores mobiliários	3.269	6.383
Instrumentos financeiros derivativos	4	399
	643.814	230.878
Passivos financeiros		
Empréstimos e financiamentos	367.362	-
Instrumentos financeiros derivativos	7.781	-
Outros passivos	-	1.955
	375.143	1.955

Não houve transferência de instrumentos financeiros entre os níveis de mensuração de valor justo.

26.4. Instrumentos financeiros reconhecidos pelo custo amortizado (CA)

Os instrumentos financeiros mensurados ao custo amortizado que em virtude do ciclo de longo prazo para realização, podem possuir o valor justo diferente do saldo contábil. Abaixo demonstramos o valor justo dos ativos e passivos financeiros reconhecidos ao custo amortizado.

	2025		2024	
	Saldo contábil	Estimativa de valor justo - Nível 2	Saldo contábil	Estimativa de valor justo - Nível 2
Empréstimos e financiamentos	3.274.570	3.250.095	2.903.476	2.855.172

Devido ao ciclo de curto prazo, pressupõe-se que o valor justo dos saldos de caixa e equivalentes de caixa, títulos e valores mobiliários, contas a receber de clientes, contas a pagar a fornecedores e ativos e passivos financeiros setoriais se aproximam de seu valor contábil.

26.5. Informações complementares sobre os instrumentos derivativos

A Companhia possui instrumentos financeiros derivativos com objetivo de proteção econômica e financeira contra o risco de alteração nas taxas de câmbio e de juros. Os principais instrumentos utilizados são *swaps* e *Non-Deliverable Forwards* (NDF).

Todas as operações de derivativos dos programas de *hedge* da Companhia estão detalhadas em quadros a seguir, que incluem informações sobre tipo de instrumento, valor de referência, vencimento e valor justo incluindo risco de crédito.

Com o objetivo de avaliar a relação econômica entre o item protegido e o instrumento de *hedge*, a Companhia adota metodologia de teste de efetividade prospectivo através dos termos críticos do objeto e dos derivativos contratados, com o intuito de concluir se há a expectativa de que mudanças nos fluxos de caixa do item objeto de *hedge* e do instrumento de *hedge* possam ser compensados mutuamente.

A Companhia possui instrumentos financeiros derivativos com objetivo de proteção econômica e financeira contra o risco de alteração nas taxas de câmbio e de juros. Os principais instrumentos utilizados são *swaps* e *Non-Deliverable Forwards* (NDF).

Todas as operações de derivativos dos programas de *hedge* da Companhia estão detalhadas nos quadros a seguir, que incluem informações sobre tipo de instrumento, valor de referência, vencimento e valor justo incluindo risco de crédito.

Com o objetivo de avaliar a relação econômica entre o item protegido e o instrumento de *hedge*, a Companhia adota metodologia de teste de efetividade prospectivo através dos termos críticos do objeto e dos derivativos contratados, com o intuito de concluir se há a expectativa de que mudanças nos fluxos de caixa do item objeto de *hedge* e do instrumento de *hedge* possam ser compensados mutuamente.

Programa de *hedge* para desembolsos em Dólar

Com o objetivo de reduzir a volatilidade do fluxo de caixa, a Companhia pode contratar operações via NDF e opções para mitigar a exposição cambial originada por desembolsos denominados ou indexados ao Dólar.

O programa é designado para contabilidade de *hedge* e classificado como *hedge* de fluxo de caixa, portanto mensurado ao valor justo por meio de outros resultados abrangentes.

Programa de *hedge* para desembolsos em Euro

Com o objetivo de reduzir a volatilidade do fluxo de caixa, a Companhia pode contratar operações via NDF para mitigar a exposição cambial originada por desembolsos denominados ou indexados ao Euro.

O programa é designado para contabilidade de *hedge* e classificado como *hedge* de fluxo de caixa, portanto mensurado ao valor justo por meio de outros resultados abrangentes.

Programa de *hedge* para empréstimos e financiamentos em Reais

Com o objetivo de reduzir a volatilidade do fluxo de caixa oriunda da variação das taxas pré-fixadas frente a curva de juros, a Companhia pode contratar operações via *swaps* para mitigar a exposição.

O programa abaixo é designado para contabilidade de *hedge* e mensurados ao valor justo por meio do resultado:

Swap R\$ pré vs R\$ pós	Valor de referência		Vencimento (Ano)	Valor justo	
	2025	2024		2025	2024
Ativo	R\$ 403.873	-	2032	373.732	-
Passivo	R\$ 404.430	-		(380.459)	-
Líquido				(7.727)	-

26.6 Análise de sensibilidade

A análise de sensibilidade estima o valor potencial dos instrumentos financeiros derivativos e respectivas exposições objetos de proteção, em cenários hipotéticos de *stress* dos principais fatores de risco de mercado ao qual estão expostos, mantendo-se todas as demais variáveis constantes. A estimativa do valor potencial em risco considera o horizonte projetado para os próximos 61 dias úteis (ou 90 dias corridos) a partir 31 de dezembro de 2025.

- **Cenário Provável:** Foram projetados os fluxos de caixa futuros na data de análise, considerando os saldos e eventuais encargos e juros, estimados com base nas taxas de câmbio e/ou taxas de juros vigentes no mercado em 31 de dezembro de 2025.

- **Cenário II:** Estimativa do valor justo considerando uma deterioração de 15% nas variáveis de risco associadas em relação ao cenário provável.

- **Cenário III:** Estimativa do valor justo considerando uma deterioração de 30% nas variáveis de risco associadas em relação ao cenário provável.

Para os desembolsos em moeda estrangeira em contratos não dívida são adotadas as estratégias de proteção a seguir, sendo apresentados na tabela os impactos relativos aos cenários reproduzidos para a variação cambial sobre o derivativo e correspondente impacto em cada cenário para o item protegido.

Desta forma, observamos o efeito de eliminação e/ou redução da exposição cambial líquida através da estratégia de *hedge*:

Operação	Moeda	Risco	Cotação	Exposição (Saldo/ Nocional)	Impacto Cenário (II)	Impacto Cenário (III)
Item protegido: parte de desembolsos em USD NDF	Dólar (US\$)	Alta do Dólar	5.5024	(789)	108	217
				789	(108)	(217)
Exposição Líquida				-	-	-
Item protegido: parte de desembolsos em EUR NDF	Euro (€)	Alta do Euro	6,4692	(596)	88	175
				596	(88)	(175)
Exposição Líquida				-	-	-

A tabela abaixo demonstra a perda (ganho) devido a variação das taxas de juros que poderá ser reconhecida no resultado da Companhia no exercício seguinte, caso ocorra um dos cenários apresentados abaixo:

Operação	Indexador	Risco	Taxa no exercício	Exposição (Saldo/ Nocial)	Cenário Provável	Impacto Cenário (II)	Impacto Cenário (III)
ATIVOS FINANCEIROS							
Aplicações financeiras em CDI	CDI	Queda do CDI	14,90%	666.404	23.519	(3.376)	(6.803)
PASSIVOS FINANCEIROS							
Empréstimos, Financiamentos e Debêntures							
Dívidas em CDI	CDI	Alta do CDI	14,90%	(1.294.163)	(209.735)	(31.460)	(62.920)
Swaps Dólar x CDI (Ponta Passiva)	CDI	Alta do CDI	14,90%	(380.459)	(50.896)	(7.634)	(15.269)
Dívida em IPCA	IPCA	Alta do IPCA	4,46%	(1.999.858)	(193.035)	(12.103)	(24.206)

27. COMPROMISSOS

Os compromissos relacionados a contratos de longo prazo são como segue:

	Compra de Energia (I)	Construção de Infraestrutura
2027	1.467.651	567.992
2028	1.477.402	515.337
2029	1.428.886	594.911
2030	1.539.725	620.975
2031	1.636.167	637.001
Entre 2032 e 2036	9.767.384	3.629.023

(I) Os valores relativos aos contratos de compra de energia, cuja vigência varia de 1 a 30 anos, representam o volume total contratado e foram homologados pela ANEEL, que atendem os compromissos impostos pela legislação.

28. RECONCILIAÇÃO DAS TAXAS EFETIVAS E NOMINAIS DA PROVISÃO PARA O IMPOSTO DE RENDA E CONTRIBUIÇÃO SOCIAL

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

	2025	2024
Lucro antes do imposto de renda e contribuição social	517.633	442.662
Imposto de renda e contribuição social calculados (25% e 9%)	(175.995)	(150.505)
Efeitos fiscais sobre:		
Contribuições e doações	(59)	(216)
Multas Indedutíveis	(52)	(32)
Depreciação veículos executivos	(66)	(46)
Brindes	(13)	(5)
P&D	-	1.346
Juros sobre o capital próprio	26.600	19.914
Incentivos fiscais	93.348	87.052
Atualização SELIC indêbitos tributários (1)	73.824	-
Outros	(2.290)	4.150
Imposto de renda e contribuição social no resultado	15.297	(38.342)
Alíquota efetiva	-3%	9%

(1) A Companhia havia concluído pelo não reconhecimento de créditos fiscais de IRPJ e CSLL referentes à atualização monetária de indêbitos tributários relativos à exclusão do ICMS da base de cálculo do PIS e da COFINS. Porém, no ano-calendário de 2025, a Administração reavaliou entendimento em função de mudança na interpretação de fatos e circunstâncias jurídico-tributárias, resultando no reconhecimento de créditos tributários de IRPJ e CSLL.

29. REAJUSTE TARIFÁRIO

29.1. Reajuste Tarifário Anual – IRT 2025

A diretoria da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) homologou em 15 de abril de 2025, o Reajuste Tarifário Anual da Companhia Energética do Rio Grande do Norte – NEOENERGIA COSERN, com vigência a partir de 22 de abril de 2025, conforme a Resolução Homologatória ANEEL nº 3.442/2025. O reajuste tarifário da Companhia trouxe um efeito médio para os consumidores de -0,32%, sendo que para os consumidores da alta tensão, o reajuste vai ficar em -0,30%, enquanto para os da baixa tensão, ficará em -0,33%.

29.2. Composição da Base de Remuneração Regulatória

Para a avaliação dos ativos das concessionárias vinculados à concessão do serviço público de distribuição de energia elétrica, visando à definição da base de remuneração na RTP vigente, devem ser observadas as seguintes diretrizes:

- (a) A base de remuneração aprovada na revisão tarifária anterior deve ser “blindada”. Como Base Blindada entende-se os valores aprovados por laudo de avaliação na última revisão tarifária, associados aos ativos existentes, em operação, excetuando-se as movimentações ocorridas (baixas, depreciação) e as respectivas atualizações, além dos valores para as contas de Almoxarifado de Operações;

- (b) As inclusões entre as datas-bases da revisão tarifária anterior e atual, desde que ainda em operação, compõem a Base Incremental e são avaliadas no processo de revisão tarifária do CRTTP vigente;
- (c) Os valores finais da avaliação são obtidos somando-se os valores atualizados da base de remuneração blindada (item a) com os valores das inclusões ocorridas entre as datas-bases da revisão tarifária anterior e atual – base incremental (item b);
- (d) Considera-se como data-base do laudo de avaliação o último dia do sexto mês anterior ao mês da revisão tarifária da RTP vigente; e
- (e) A base de remuneração deverá ser atualizada pela variação do IPCA, entre a data-base do laudo de avaliação e a data da revisão tarifária.

Os ativos vinculados à concessão do serviço público de distribuição de energia elétrica somente são elegíveis a compor a Base de Remuneração Regulatória – BRR quando efetivamente utilizados no serviço público de distribuição de energia elétrica. São desconsiderados da base de remuneração aqueles ativos que compõem a Base de Anuidade Regulatória – BAR.

A tabela a seguir resume o cálculo da Base de Remuneração Regulatória, bem como o resultado do cálculo da remuneração do capital e da quota de reintegração:

Descrição	Valores
(1) Ativo Imobilizado em Serviço (Valor Novo de Reposição)	5.878.332
(2) Índice de Aproveitamento Integral	33.127
(3) Obrigações Especiais Bruta	776.312
(4) Bens Totalmente Depreciados	473.849
(5) Base de Remuneração Bruta = (1)-(2)-(3)-(4)	4.595.044
(6) Depreciação Acumulada	2.139.375
(7) AIS Líquido (Valor de Mercado em Uso)	3.738.957
(8) Índice de Aproveitamento Depreciado	24.103
(9) Valor da Base de Remuneração (VBR) = (1)-(6)-(8)	3.714.854
(10) Almoarifado em Operação	7.380
(11) Ativo Diferido	-
(12) Obrigações Especiais Líquida	346.413
(13) Terrenos e Servidões	72.199
(14) Base de Remuneração Líquida Total = (1)-(6)-(8)+(10)-(12)+(13)	3.448.020
(15) Base de Remuneração Ativos Concessionária	3.448.020
(16) WACC	11,25%
(17) Remuneração Ativos Concessionária	387.913
(18) Base Obrigações Especiais	776.312
(19) Taxa de Remuneração das Obrigações Especiais	1,63%
(20) Remuneração de Obrigações Especiais	12.683
(21) Remuneração do Capital = (17)+(20)	400.596
(22) Taxa de Depreciação	3,96%
(23) Quota de Reintegração Regulatória = (5) * (22)	181.964

29.3. Custo Anual das Instalações Móveis e Imóveis – CAIMI

O Custo Anual das Instalações Móveis e Imóveis, também denominado Anuidades, refere-se aos investimentos de curto período de recuperação, tais como os realizados em hardware, software, veículos, e em toda a infraestrutura de edifícios de uso administrativo.

Os ativos que compõem a Base de Anuidade Regulatória (BAR) não são considerados no Ativo Imobilizado em Serviço (AIS) que comporá a base de remuneração. Esses ativos são determinados como uma relação do AIS.

A tabela a seguir resume os valores relativos ao CAIMI:

Descrição	Valores
(1) Base de Anuidade Regulatória (BAR)	402.723
(2) Base de Anuidade - Infraestrutura de imóveis e móveis administrativos (BARA)	181.225
(3) Base de Anuidade - Veículos (BARV)	48.327
(4) Base de Anuidade - Sistemas de Informática (BARI)	173.171
(5) Anuidade - Infraestrutura de imóveis e móveis administrativos (CAL)	19.488
(6) Anuidade - Veículos (CAV)	9.622
(7) Anuidade - Sistemas de Informática (CAI)	42.415
(8) CAIMI = (5)+(6)+(7)	71.525

Pág 10 da Nota Técnica no 68/2023-SGT/ANEEL, de 12/03/2023

29.4. Resumo da Reajuste Tarifário

Aplicando-se as metodologias definidas no Módulo 3 do PRORET, que trata do reajuste tarifário das concessionárias de distribuição de energia elétrica, o processo tarifário da Outorgada é sintetizado na tabela a seguir, onde são apresentados todos os itens da receita requerida da concessionária, as outras receitas, os componentes financeiros e a receita verificada. A tabela apresenta também o quanto cada item de receita contribui para o reposicionamento tarifário apresentado.

Descrição	Receita Último IRT (R\$)	Receita Verificada (R\$)	Reajuste (R\$)	Var Projetado (%)	Impacto no Reajuste Tarifário (%)	Part. Receita (%)
1. PARCELA A (1.1 + 1.2 + 1.3)	2.167.885	2.147.891	2.227.488	3,71%	2,36%	62,93%
1.1. Encargos Setoriais	430.060	437.050	523.165	19,70%	2,55%	14,78%
TFSEE	4.606	4.763	5.017	5,33%	0,01%	0,14%
CDE	250.319	255.093	319.490	25,24%	1,91%	9,03%
PROINFA	55.463	56.197	71.658	27,51%	0,46%	2,02%
P&D (Eficiência Energética)	32.089	32.884	31.627	-3,82%	-0,04%	0,89%
NOS	133	130	141	8,46%	0,00%	0,00%
ESS	87.450	87.983	95.232	8,24%	0,21%	2,69%
1.2. Transmissão	325.795	335.173	286.614	-14,49%	-1,44%	8,10%
Rede Básica	197.557	204.180	167.521	-17,95%	-1,09%	4,73%
Rede Básica Fronteira	68.144	70.899	62.381	-12,01%	-0,25%	1,76%
Conexão	55.926	55.926	52.556	-6,03%	-0,10%	1,48%
Outros	4.168	4.168	4.156	-0,29%	0,00%	0,12%
1.3. Compra de Energia	1.412.030	1.375.668	1.417.709	3,06%	1,24%	40,05%
CCEAR Existente	1.166	1.136	-	-100,00%	0,00%	0,00%
CCCEAR Nova	860.163	972.734	862.524	-11,33%	-3,26%	24,37%
Contratos Bilaterais	215.804	210.246	237.675	13,05%	0,81%	6,71%
Itaipu/Outros	334.897	191.552	317.510	65,76%	3,73%	8,97%
2. PARCELA B (2.1 + 2.2 + 2.3 + 2.4 + 2.5)	1.182.701	1.230.427	1.312.059	6,63%	2,42%	37,07%
2.1. Custos Operacionais + Anuidades	594.066	618.039	659.042			
2.2. Remuneração	397.067	413.090	440.496			
2.3. Depreciação	180.361	187.639	200.088			
2.4. Receitas Irrecuperáveis	20.516	21.344	22.760			
2.5. Outras Receitas	(9.309)	(9.685)	(10.327)			
3. Reposicionamento Econômico	2,85%		4,81%			
4. Componentes Financeiros	3,83%		-1,70%			
5. Reposicionamento com Financeiros	6,67%		3,11%			
6. Financeiros Retirados do IRT anterior	1,27%		-3,39%			
7. Efeito para Consumidor	7,84%		-0,32%			

30. CONCILIAÇÃO REGULATÓRIA E SOCIETÁRIA

Para fins estatutários, a Companhia seguiu as práticas contábeis adotadas no Brasil e as normas contábeis internacionais (IFRS *Accounting Standards*), emitidas pelo *International Accounting Standards Board* (IASB), para a contabilização e elaboração das Demonstrações Financeiras Societárias, sendo que para fins regulatórios, a Companhia seguiu a regulamentação regulatória, determinada pelo Órgão Regulador e apresentada no Manual de Contabilidade do Setor Elétrico (MCSE), aprovado pela Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL por meio da Resolução Normativa nº 605, de 11 de março de 2014. Dessa forma, uma vez que há diferenças entre as práticas contábeis adotadas no Brasil e as regulatórias, faz-se necessária a apresentação da reconciliação das informações apresentadas seguindo as práticas regulatórias com as informações contábeis apresentadas de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil e as IFRS *Accounting Standards*.

30.1. Conciliação do balanço patrimonial regulatório e societário

	Ref.	2025			2024		
		Regulatório	Ajustes	Societário	Regulatório	Ajustes	Societário
Ativo							
Ativo circulante		2.111.047	(280.180)	1.830.867	1.591.217	(276.051)	1.315.166
Caixa e equivalentes de caixa		679.617	-	679.617	346.879	-	346.879
Consumidores	(a)/(b)	677.735	54.518	732.253	621.296	45.919	667.215
Concessionárias e permissionárias		78.874	-	78.874	59.424	-	59.424
Serviços em curso	(b)	40.357	(13.495)	26.862	80.481	(53.853)	26.628
Tributos sobre o lucro a recuperar	(b)	-	30.789	30.789	-	336	336
Tributos compensáveis	(b)	194.354	(30.789)	163.565	154.886	(336)	154.550
Almoxarifado operacional		11.540	-	11.540	8.856	-	8.856
Investimentos temporários		2.887	-	2.887	5.950	-	5.950
Ativos financeiros setoriais	(c)	238.930	(237.209)	1.721	188.815	(188.815)	-
Despesas pagas antecipadamente		32.297	-	32.297	23.510	-	23.510
Instrumentos financeiros derivativos		2	-	2	392	-	392
Outros ativos circulantes	(a)/(b)	154.454	(83.994)	70.460	100.728	(79.302)	21.426
Ativo não circulante		5.091.585	(16.812)	5.074.773	4.831.915	(168.799)	4.663.116
Consumidores	(a)/(b)	32.894	18.333	51.227	41.983	16.205	58.188
Concessionárias e permissionárias		13.773	-	13.773	13.773	-	13.773
Tributos sobre o lucro a recuperar	(b)	-	4.590	4.590	-	20.468	20.468
Tributos compensáveis	(b)	91.449	(4.590)	86.859	179.977	(20.468)	159.509
Depósitos judiciais e cauções		30.457	-	30.457	26.089	-	26.089
Investimentos temporários		382	-	382	433	-	433
Ativos financeiros setoriais	(c)	86.195	(86.195)	-	24.516	(24.516)	-
Instrumentos financeiros derivativos		2	-	2	7	-	7
Benefício Pós-Emprego		3.558	-	3.558	4.652	-	4.652
Outros ativos não circulantes	(a)/(b)	18.333	(18.333)	-	18.111	(16.205)	1.906
Concessão de serviço - Ativo Financeiro da Concessão	(e)	-	4.129.872	4.129.872	-	3.543.725	3.543.725
Concessão do serviço público (ativo contratual)	(f)	-	355.028	355.028	-	298.715	298.715
Direito de uso	(g)	11.235	217	11.452	12.903	-	12.903
Imobilizado	(e)/(f)/(h)	4.599.870	(4.599.870)	-	4.320.190	(4.320.190)	-
Intangível	(f)	203.437	184.136	387.573	189.281	333.467	522.748
Total do ativo		7.202.632	(296.992)	6.905.640	6.423.132	(444.850)	5.978.282

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS REGULATÓRIAS
Exercícios findos em 31 de dezembro de 2025 e 2024
(Valores expressos em milhares de reais)

	Ref.	2025			2024		
		Regulatório	Ajustes	Societário	Regulatório	Ajustes	Societário
Passivo							
Passivo circulante		1.582.224	(250.704)	1.331.520	1.136.215	(242.668)	893.547
Fornecedores		347.519	-	347.519	312.888	-	312.888
Empréstimos, financiamentos e debêntures		427.527	-	427.527	81.756	-	81.756
Passivo de arrendamento		3.489	-	3.489	3.374	-	3.374
Obrigações sociais e trabalhistas		54.739	-	54.739	50.246	-	50.246
Tributos sobre o lucro a recolher	(b)	-	11.439	11.439	-	2.332	2.332
Tributos	(b)	110.614	(11.439)	99.175	90.830	(2.332)	88.498
Provisão para litígios		8.940	-	8.940	11.590	-	11.590
Dividendos declarados e juros sobre capital próprio		16.324	-	16.324	18.432	-	18.432
Encargos setoriais	(b)	45.591	(13.495)	32.096	74.930	(53.853)	21.077
Passivos financeiros setoriais	(c)	237.209	(237.209)	-	214.494	(188.815)	25.679
Instrumentos financeiros derivativos		611	-	611	-	-	-
Ressarcimento à consumidores - Tributos federais		108.748	-	108.748	108.748	-	108.748
Outros passivos circulantes		220.913	-	220.913	168.927	-	168.927
Passivo não circulante		4.211.983	(300.504)	3.911.479	3.829.530	(305.945)	3.523.585
Fornecedores		34.161	-	34.161	29.897	-	29.897
Empréstimos, financiamentos e debêntures		3.214.405	-	3.214.405	2.821.720	-	2.821.720
Passivo de arrendamento	(g)	9.395	2.115	11.510	10.635	1.883	12.518
Tributos sobre o lucro a recolher	(b)	-	2.017	2.017	-	916	916
Tributos	(b)	2.587	(2.017)	570	1.485	(916)	569
Provisão para litígios		147.972	-	147.972	127.698	-	127.698
Encargos setoriais		6.978	-	6.978	7.265	-	7.265
Tributos diferidos	(d)	215.897	122.430	338.327	227.413	43.766	271.179
Passivos financeiros setoriais	(c)	191.763	(86.195)	105.568	133.149	(24.517)	108.632
Instrumentos financeiros derivativos		7.170	-	7.170	-	-	-
Ressarcimento à consumidores - Tributos federais		30.343	-	30.343	120.962	-	120.962
Outros passivos não circulantes		12.458	-	12.458	22.229	-	22.229
Obrigações vinculadas à concessão do Serviço Público de Energia Elétrica	(b)/(f)	338.854	(338.854)	-	327.077	(327.077)	-
Patrimônio líquido		1.408.425	254.216	1.662.641	1.457.387	103.763	1.561.150
Capital social		542.339	-	542.339	542.339	-	542.339
Reservas de capital		172.091	-	172.091	172.091	-	172.091
Outros resultados abrangentes	(d)/(h)	570.993	(563.033)	7.960	612.179	(601.973)	10.206
Reservas de lucros		757.131	-	757.131	727.235	-	727.235
Prejuízos Acumulados	(i)	(817.249)	817.249	-	(705.736)	705.736	-
Proposta para distribuição de dividendos adicionais		183.120	-	183.120	109.279	-	109.279
Total do passivo e do patrimônio líquido		7.202.632	(296.992)	6.905.640	6.423.132	(444.850)	5.978.282

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS REGULATÓRIAS
Exercícios findos em 31 de dezembro de 2025 e 2024
(Valores expressos em milhares de reais)

30.2. Conciliação das demonstrações do resultado regulatório e societário

	Ref.	2025			2024		
		Regulatório	Ajustes	Societário	Regulatório	Ajustes	Societário
Receita		5.031.589	769.790	5.801.379	4.594.123	648.496	5.242.619
Fornecimento de energia elétrica	(a)/(b)	3.685.978	(3.236)	3.682.742	3.657.250	(4.152)	3.653.098
(-) Transferências		(1.983.520)	-	(1.983.520)	(1.986.067)	-	(1.986.067)
Energia Elétrica de Curto Prazo		136.459	-	136.459	138.838	-	138.838
Disponibilização do sistema de transmissão e distribuição	(a)/(b)	2.397.814	(6.913)	2.390.901	2.339.571	(10.294)	2.329.277
Ativos e Passivos Financeiros Setoriais		156.763	-	156.763	25.054	-	25.054
Serviços cobráveis	(a)/(b)	2.348	(3.740)	(1.392)	1.960	(537)	1.423
Doações, contribuições e subvenções vinculadas ao serviço concedido		635.747	-	635.747	417.517	-	417.517
Outras receitas vinculadas	(b)/(e)	-	247.008	247.008	-	240.038	240.038
Receita de Construção	(j)	-	536.671	536.671	-	423.441	423.441
						-	
Tributos		(1.216.392)	-	(1.216.392)	(1.088.964)	-	(1.088.964)
ICMS		(812.921)	-	(812.921)	(719.508)	-	(719.508)
PIS		(71.333)	-	(71.333)	(65.326)	-	(65.326)
COFINS		(328.565)	-	(328.565)	(300.889)	-	(300.889)
ISS		(3.573)	-	(3.573)	(3.241)	-	(3.241)
Encargos - Parcela A		(424.427)	-	(424.427)	(310.308)	-	(310.308)
Pesquisa e Desenvolvimento - P&D		(16.954)	-	(16.954)	(15.974)	-	(15.974)
Conta de Desenvolvimento Econômico - CDE		(16.954)	-	(16.954)	(258.815)	-	(258.815)
Programa de Eficiência Energética - PEE		(364.697)	-	(364.697)	(15.974)	-	(15.974)
Taxa de fiscalização		(4.914)	-	(4.914)	(4.606)	-	(4.606)
Outros encargos		(20.908)	-	(20.908)	(14.939)	-	(14.939)
Receita líquida		3.390.770	769.790	4.160.560	3.194.851	648.496	3.843.347
Custos Não Gerenciáveis - Parcela A		(2.000.907)	-	(2.000.907)	(1.931.464)	-	(1.931.464)
Energia elétrica comprada para revenda		(1.607.657)	-	(1.607.657)	(1.528.420)	-	(1.528.420)
Encargo de uso do sistema de transmissão, conexão e distribuição		(393.250)	-	(393.250)	(403.044)	-	(403.044)
Resultado Antes dos Custos Gerenciáveis		1.389.863	769.790	2.159.653	1.263.387	648.496	1.911.883
Custos Gerenciáveis - Parcela B		(592.829)	(506.197)	(1.099.026)	(568.549)	(380.145)	(948.694)
Pessoal e administradores		(171.135)	-	(171.135)	(157.062)	-	(157.062)
Material		(18.668)	-	(18.668)	(18.637)	-	(18.637)
Serviços de terceiros		(155.821)	-	(155.821)	(145.411)	-	(145.411)
Arrendamento e aluguéis	(b)/(g)	(3.364)	3.682	318	(3.492)	3.760	268
Seguros		(1.455)	-	(1.455)	(1.496)	-	(1.496)
Doações, contribuições e subvenções		(697)	-	(697)	(636)	-	(636)
Provisões		(28.062)	-	(28.062)	(24.654)	-	(24.654)
Perdas na alienação de bens e direitos	(h)	(25.765)	10.174	(15.591)	(28.370)	10.501	(17.869)
(-) Recuperação de despesas		15.927	-	15.927	8.246	-	8.246
Tributos		(1.558)	-	(1.558)	(1.132)	-	(1.132)
Depreciação e amortização	(b)/(g)/(k)	(234.482)	40.320	(194.162)	(224.215)	47.281	(176.934)
Gastos diversos da atividade vinculada	(a)/(b)	(39.525)	13.181	(26.344)	(41.596)	14.925	(26.671)
Outras Receitas Operacionais	(b)	76.324	(36.883)	39.441	70.993	(33.171)	37.822
Outras Despesas Operacionais		(4.548)	-	(4.548)	(1.087)	-	(1.087)
Custo de Construção	(j)	-	(536.671)	(536.671)	-	(423.441)	(423.441)
Resultado da Atividade		797.034	263.593	1.060.627	694.838	268.351	963.189
Resultado Financeiro	(b)/(g)/(l)	(279.401)	(34.476)	(313.877)	(252.176)	(34.647)	(286.823)
Despesas financeiras		(541.523)	107.946	(433.577)	(427.360)	69.123	(358.237)
Receitas financeiras		262.122	(187.541)	74.581	175.184	(102.119)	73.065
Outros resultados financeiros, líquidos		-	45.119	45.119	-	(1.651)	(1.651)
Resultado Antes dos Impostos sobre os Lucros		517.633	229.117	746.750	442.662	233.704	676.366
Despesa com impostos sobre os lucros	(d)	15.297	(78.664)	(63.367)	(38.342)	(80.700)	(119.042)
Resultado Líquido do Exercício		532.930	150.453	683.383	404.320	153.004	557.324

30.3. Conciliação do patrimônio líquido societário e regulatório

	Ref.	2025	2024
Patrimônio líquido conforme contabilidade societária		1.662.641	1.561.150
Efeito dos ajustes entre contabilidade societária versus regulatória		(254.216)	(103.763)
Reavaliação regulatória compulsória	(h)	853.080	912.080
Prejuízos Acumulados	(i)	(817.249)	(705.736)
Tributos sobre as diferenças de práticas contábeis	(d)	(290.047)	(310.107)
Patrimônio líquido conforme contabilidade regulatória		1.408.425	1.457.387

30.4. Conciliação do lucro líquido societário e regulatório

	Ref.	2025	2024
Lucro líquido conforme contabilidade societária		683.383	557.324
Efeito dos ajustes entre contabilidade societária versus regulatória		(150.453)	(153.004)
Atualização do ativo financeiro da concessão (ICPC 01/IFRIC 12)	(e)	(175.396)	(172.223)
Perda desativação bem ou direito - reavaliação	(h)	(8.262)	(10.200)
Depreciação/amortização	(k)	(45.890)	(51.330)
IFRS 15/CPC 47	(a)	416	58
IFRS 16/CPC 06 (R2)	(g)	15	(9)
Tributos sobre as diferenças de práticas contábeis	(d)	78.664	80.700
Lucro líquido regulatório		532.930	404.320

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

a) Consumidores

Os ajustes são decorrentes da classificação como contas a receber para fins societários dos valores pendentes de recebimento para participação financeira de consumidores referente a obras vinculadas à concessão e subvenções a receber do poder concedente que de acordo com o MCSE são apresentadas como outros ativos, respectivamente. Além disso, estão apresentados os ajustes do CPC47/IFRS 15 não adotados na contabilidade regulatória.

b) Reclassificações entre ativos, passivos, receitas e despesas

Diferenças de classificação e apresentação de determinados ativos e passivos, despesas e receitas entre as demonstrações contábeis regulatórias e societárias para atendimento ao CPC 26 – Apresentação das Demonstrações Contábeis e ao OCPC 07 - Evidenciação na Divulgação dos Relatórios Contábil-Financeiros de Propósito Geral. Dentre as reclassificações destacam-se a apresentação no societário de: despesas e receitas financeiras setoriais líquidas, reclassificações de saldos de P&D e PEE entre taxas regulamentares e serviços em curso, apresentação de multas por inadimplência como receita financeira na contabilidade regulatória, dentre outras.

c) Ativos e passivos financeiros setoriais

Os ajustes são decorrentes da apresentação dos ativos e passivos setoriais pelo líquido, para fins societários, enquanto, que para fins regulatórios, são apresentados segregados conforme requer o MCSE (nota 3).

d) Tributos diferidos

Os ajustes são decorrentes do registro de tributos e contribuições sociais diferidos sobre as diferenças temporárias entre as contabilizações societárias e regulatórias, cujos efeitos financeiros ocorrerão no momento da realização dos valores que deram origem as bases de cálculos. O IR é calculado à alíquota de 15%, considerando o adicional de 10%, e a CSLL está constituída a alíquota de 9%.

e) Ativos financeiros da concessão

Para fins societários, o valor residual do ativo financeiro é atualizado a valor justo utilizando a Base de Remuneração Regulatória (BRR) estabelecida a cada revisão tarifária. Adicionalmente, as variações anuais dessa atualização a valor justo nos anos em que não há revisão tarifária é capturada através da aplicação ao ativo financeiro da variação do IPCA, mesmo índice utilizado pelo regulador para atualização da BRR nas revisões tarifárias anuais, considerado pela Companhia como a melhor estimativa dessa variação, cuja contrapartida é registrada no resultado do exercício societário e cujo valor total em 31 de dezembro de 2025 foi de R\$ 175.397 (R\$ 172.223 em 31 de dezembro de 2024). No regulatório, é reconhecido no imobilizado e é reavaliado conforme laudo homologado pela ANEEL.

f) Imobilizado / intangível / obrigações vinculadas à concessão

Os ajustes das diferenças identificadas entre o ativo imobilizado societário e regulatório são decorrentes da aplicação da Interpretação Técnica ICPC 01/IFRIC 12 e OCPC 05 – Contratos de Concessão na contabilidade societária. Estas normas orientam os concessionários sobre a forma de contabilização de concessões de serviços públicos a entidades privadas e define os princípios gerais de reconhecimento e mensuração das obrigações e direitos relacionados aos contratos de concessão de serviços. A partir da adoção desse procedimento o ativo imobilizado, intangível e obrigações especiais foram bifurcados em ativo intangível e financeiro para o societário.

g) Direito de uso / passivo de arrendamento

Os ajustes são decorrentes do reconhecimento de ativo direito de uso e passivo de arrendamento na contabilidade societária, em aderência às disposições contidas no CPC 06 (R2)/IFRS 16, através da substituição da despesa linear de arrendamento operacional pelo custo de depreciação de ativos e pela despesa de juros sobre as obrigações de arrendamento às taxas efetivas de captação.

h) Reavaliação compulsória

O ativo imobilizado está registrado com base na reavaliação regulatória compulsória, conforme definido nos artigos 3º e 6º da Resolução Normativa ANEEL nº 396, de 23 de fevereiro de 2010, com vigência para o exercício de 2011, apurada pelo Valor Novo de Reposição (VNR) na data base abril de 2023, em contrapartida à rubrica de reserva de avaliação patrimonial. As aquisições posteriores a data base da reavaliação, estão registradas ao custo de aquisição, formação ou construção, deduzido da depreciação acumulada, calculada pelo método linear, conforme Resolução Normativa ANEEL nº 367/2009, e, quando aplicável, pelas perdas de redução ao valor de recuperação. Incluem ainda quaisquer outros custos para colocar o ativo no local e em condição necessária para que estes estejam em condição de operar da forma pretendida pela Administração, os custos de desmontagem e de restauração do local onde estes ativos estão localizados e custos de empréstimos sobre ativos qualificáveis. A realização da reserva de reavaliação compulsória se dá pela depreciação e/ou venda/baixa dos bens reavaliados.

i) Prejuízos acumulados

Efeito das diferenças acumuladas entre os resultados societários e regulatórios e as destinações de lucro na contabilidade societária para constituição de reservas, aumento de capital, distribuição de dividendos ou juros sobre capital próprio.

j) Receita e custo de construção

Os ajustes são decorrentes de receitas e custos relativos a serviços de construção ou melhoria da infraestrutura utilizada na prestação dos serviços de distribuição de energia elétrica. A margem de construção adotada é estabelecida como sendo igual a zero, considerando que: (i) a atividade fim da Companhia é a distribuição de energia elétrica; (ii) toda receita de construção está relacionada com a construção de infraestrutura para o alcance da sua atividade fim, ou seja, a distribuição de energia elétrica; e (iii) a Companhia terceiriza a construção da infraestrutura com partes não relacionadas. Mensalmente, para fins societários, a totalidade das adições efetuadas ao ativo contratual é transferida para o resultado, como custo de construção, após dedução dos recursos provenientes do ingresso de obrigações especiais.

k) Depreciação e amortização

A depreciação é calculada pelo método linear, tomando-se por base os saldos contábeis registrados nas respectivas Unidades de Cadastro – UC, conforme determina Resolução ANEEL n° 674/2015. As taxas anuais estão determinadas na tabela anexa às Resoluções ANEEL n° 674 de 11 agosto de 2015.

Os ajustes são decorrentes das formas de reconhecimento nos saldos societários pela aplicação do ICPC 01 como Direito de Uso da Concessão/Ativo Financeiro e regulatório pela Resolução Normativa ANEEL n° 396, como Ativo Imobilizado, Intangível e Obrigações Especiais Vinculadas à Concessão.

l) Agrupamento entre receitas e despesas financeiras líquidas

Para fins societários, a variação cambial, marcação a mercado e instrumentos derivativos são apresentados pelo líquido em outros resultados financeiros. No regulatório, a apresentação é segregada entre receitas e despesas financeiras, conforme MCSE.

31. EVENTOS SUBSEQUENTES

Aprovação da distribuição de juros sobre capital próprio

O Conselho de Administração aprovou, em 5 de março de 2026, a título de remuneração antecipada do exercício de 2026 a remuneração aos acionistas, o montante de R\$ 21.464 na forma de juros sobre capital próprio, a serem pagos até 31 de dezembro de 2026.

Captação da dívida

Em 23 de março de 2026 captou o montante de R\$ 500.000, via mercado de capitais, através da sua 14ª emissão de debêntures em duas séries. As séries possuem vencimento em 5 e 7 anos.

Renovação da concessão

Em 4 de abril de 2026, o Ministério de Estado de Minas e Energia publicou o despacho deferindo os requerimentos de prorrogação das concessões de distribuição e convocação para assinatura do aditivo de contrato.

RELATÓRIO DO AUDITOR INDEPENDENTE SOBRE AS DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS REGULATÓRIAS

Aos Acionistas e Administradores da
Companhia Energética do Rio Grande do Norte - COSERN
Natal - RN

Opinião

Examinamos as demonstrações contábeis regulatórias da Companhia Energética do Rio Grande do Norte - COSERN ("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 nessa data, bem como as correspondentes notas explicativas, incluindo as políticas contábeis materiais. As demonstrações contábeis regulatórias foram elaboradas pela Administração da Companhia com base no 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.

Em nossa opinião, as demonstrações contábeis regulatórias acima referidas apresentam adequadamente, em todos os aspectos relevantes, a posição patrimonial e financeira da Companhia Energética do Rio Grande do Norte - COSERN 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 disposições para elaboração de demonstrações contábeis regulatórias contidas no MCSE, aprovado pela ANEEL por meio da Resolução Normativa nº 933, de 18 de maio de 2021.

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 do auditor 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 - CFC, aplicáveis a auditorias de demonstrações contábeis 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 contábil de elaboração das demonstrações contábeis regulatórias

Sem modificar nossa opinião, chamamos a atenção para a nota explicativa nº 2 às demonstrações contábeis regulatórias, que descreve a base de elaboração dessas demonstrações contábeis regulatórias, as quais foram elaboradas para auxiliar a Companhia a cumprir os requisitos da ANEEL. Consequentemente, as demonstrações contábeis regulatórias podem não ser adequadas para outros fins.

A Deloitte refere-se a uma ou mais empresas da Deloitte Touche Tohmatsu Limited ("DTTL"), sua rede global de firmas-membro e suas entidades relacionadas (coletivamente, a "organização Deloitte"). A DTTL (também chamada de "Deloitte Global") e cada uma de suas firmas-membro e entidades relacionadas são legalmente separadas e independentes, que não podem se obrigar ou se vincular mutuamente em relação a terceiros. A DTTL, cada firma-membro da DTTL e cada entidade relacionada são responsáveis apenas por seus próprios atos e omissões, e não entre si. A DTTL não fornece serviços para clientes. Por favor, consulte www.deloitte.com/about para saber mais.

A Deloitte oferece serviços profissionais de ponta para quase 90% das empresas listadas na Fortune Global 500® e milhares de outras organizações. Nossas pessoas entregam resultados mensuráveis e duradouros que ajudam a reforçar a confiança pública nos mercados de capitais e permitir que os clientes se transformem e prosperem. Com seus 180 anos de história, a Deloitte está hoje em mais de 150 países e territórios. Saiba como os cerca de 470 mil profissionais da Deloitte em todo o mundo geram um impacto que importa em www.deloitte.com.

Outros assuntos

Demonstrações financeiras societárias

A Companhia preparou um conjunto de demonstrações financeiras societárias para o exercício findo em 31 de dezembro de 2025, de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil e com as normas contábeis internacionais (IFRS Accounting Standards), emitidas pelo International Accounting Standards Board (IASB), sobre o qual emitimos relatório de auditoria independente separado, sem modificação, com data de 11 de fevereiro de 2026.

Outras informações que acompanham as demonstrações contábeis regulatórias e o relatório do auditor

A Administração da Companhia é responsável por essas outras informações que compreendem o Relatório da Administração Regulatório.

Nossa opinião sobre as demonstrações contábeis regulatórias não abrange o Relatório da Administração Regulatório, e não expressamos qualquer forma de conclusão de auditoria sobre esse relatório.

Em conexão com a auditoria das demonstrações contábeis regulatórias, nossa responsabilidade é a de ler o Relatório da Administração Regulatório e, ao fazê-lo, considerar se esse relatório está, de forma relevante, inconsistente com as demonstrações contábeis regulatórias ou com nosso conhecimento obtido na auditoria ou, de outra forma, aparenta estar distorcido de forma relevante. Se, com base no trabalho realizado, concluirmos que há distorção relevante no Relatório da Administração Regulatório, somos requeridos a comunicar esse fato. Não temos nada a relatar a esse respeito.

Responsabilidades da Administração pelas demonstrações contábeis regulatórias

A Administração é responsável pela elaboração e adequada apresentação das demonstrações contábeis regulatórias de acordo com o MCSE, aprovado pela ANEEL por meio da Resolução Normativa nº 933, de 18 de maio de 2021, e pelos controles internos que ela determinou como necessários para permitir a elaboração de 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 e divulgando, quando aplicável, os assuntos relacionados com a sua continuidade operacional e o uso dessa base contábil na elaboração das demonstrações contábeis regulatórias, 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.

Responsabilidades do auditor 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 detecta 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 de uma 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.
- Concluímos 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 a atenção em nosso relatório de auditoria para as respectivas divulgações nas demonstrações contábeis regulatórias 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 regulatórias representam as correspondentes transações e os eventos de maneira compatível com o objetivo de apresentação adequada.

Comunicamo-nos com a Administração a respeito, entre outros aspectos, do alcance e da época dos trabalhos de auditoria planejados e das constatações significativas de auditoria, inclusive as deficiências significativas nos controles internos que eventualmente tenham sido identificadas durante nossos trabalhos.

Rio de Janeiro, 7 de abril de 2026

DELOITTE TOUCHE TOHMATSU
DELOITTE TOUCHE TOHMATSU
Auditores Independentes Ltda.
CRC nº 2 SP 011609/O-8 "F" RJ



Jônatas José Medeiros de Barcelos
Contador
CRC nº 1 RJ 093376/O-3

TERMO DE RESPONSABILIDADE

Pelo presente Termo de Responsabilidade, declaramos sob as penas previstas em Lei, a veracidade das informações apresentadas à Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL, expressando o compromisso de observância e cumprimento das normas, procedimentos e exigências estabelecidos pela legislação do setor elétrico, bem como da ciência das penalidades às quais ficaremos sujeitos. Estamos cientes de que a falsidade das informações, bem como o descumprimento do compromisso ora assumido, além de obrigar a devolução de importâncias recebidas indevidamente, quando for o caso, sujeita a Outorgada às penalidades de multa do Grupo V, inciso XVII, da Resolução Normativa nº 846, de 11 de junho de 2019, bem como os signatários, às previstas nos artigos 171 e 299, ambos do Código Penal.

Natal, 07 de abril de 2026.

Fabiana Carvalho Lopes
Presidente
CPF: 276.904.698-50

Renato de Almeida Rocha
Diretor Financeiro e de Relações com Investidores
CPF: 088.419.287-35

Carla Suely Pedreira do Nascimento Reis
Contadora
CRC: BA-017210/O-1
CPF: 614.811.305-87

RESOLUÇÃO NORMATIVA Nº 846, DE 11 DE JUNHO DE 2019

Art. 13º - Constitui infração do Grupo IV:

....

XVII - fornecer documentos ou informações falsas à ANEEL;

CÓDIGO PENAL

Art. 171 – Obter, para si ou para outrem, vantagem ilícita, em prejuízo alheio, induzindo ou mantendo alguém em erro, mediante artifício, ardil ou qualquer outro meio fraudulento.

Art. 299 – Omitir, em documento público ou particular, declaração que dele devia constar, ou nele inserir ou fazer inserir declaração falsa ou diversa da que devia ser escrita, com o fim de prejudicar direito, criar obrigação ou alterar a verdade sobre o fato juridicamente relevante.

PROTOCOLO DE ASSINATURA(S)

O documento acima foi proposto para assinatura digital na plataforma Portal de Assinaturas NEOENERGIA. Para verificar as assinaturas clique no link: <https://neoenergia.portaldeassinaturas.com.br/VerificadorAssinaturas/VerificadorAE0D-024C-C722-143E> ou vá até o site <https://neoenergia.portaldeassinaturas.com.br/VerificadorAssinaturas/Verificador> e utilize o código abaixo para verificar se este documento é válido.

Código para verificação: AE0D-024C-C722-143E



Hash do Documento

9096CB2B597D2B937D56002A294382A562515E6C8DC40EDAEB6716C0674042C1

O(s) nome(s) indicado(s) para assinatura, bem como seu(s) status em 07/04/2026 é(são) :

- Fabiana Carvalho Lopes (Signatário - COSE - COMPANHIA ENERGETICA DO RIO GRANDE DO NORTE) - 276.904.698-50 em 07/04/2026 20:18 UTC-03:00
Tipo: Certificado Digital

Evidências

Geolocation: Location not shared by user.

IP: 172.16.4.4

AC: AC Certisign RFB G5

- Renato De Almeida Rocha (Signatário - COSE - COMPANHIA ENERGETICA DO RIO GRANDE DO NORTE) - 088.419.287-35 em 07/04/2026 14:43 UTC-03:00
Tipo: Certificado Digital

Evidências

Geolocation: Location not shared by user.

IP: 172.16.4.14

AC: AC Certisign RFB G5

- Carla Suely Pedreira Do Nascimento Reis (Signatário - COSE - COMPANHIA ENERGETICA DO RIO GRANDE DO NORTE) - 614.811.305-87 em 07/04/2026 14:06 UTC-03:00
Tipo: Certificado Digital

Evidências

Geolocation: Location not shared by user.

IP: 172.16.4.4

AC: AC SERASA RFB v5

