

Índice

Dados da Empresa

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

DFs Individuais

Balanço Patrimonial Ativo	2
Balanço Patrimonial Passivo	3
Demonstração do Resultado	5
Demonstração do Resultado Abrangente	7
Demonstração do Fluxo de Caixa (Método Indireto)	8

Demonstração das Mutações do Patrimônio Líquido

DMPL - 01/01/2025 à 30/09/2025	10
DMPL - 01/01/2024 à 30/09/2024	11
Demonstração de Valor Adicionado	12
Comentário do Desempenho	13
Notas Explicativas	32
Comentário Sobre o Comportamento das Projeções Empresariais	114

Pareceres e Declarações

Relatório da Revisão Especial - Sem Ressalva	116
Declaração dos Diretores sobre as Demonstrações Financeiras	117
Declaração dos Diretores sobre o Relatório do Auditor Independente	118

Dados da Empresa / Composição do Capital

Número de Ações (Unidades)	Trimestre Atual 30/09/2025
Do Capital Integralizado	
Ordinárias	53.402.024
Preferenciais	32.899.995
Total	86.302.019
Em Tesouraria	
Ordinárias	0
Preferenciais	0
Total	0

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

Código da Conta	Descrição da Conta	Trimestre Atual 30/09/2025	Exercício Anterior 31/12/2024
1	Ativo Total	15.771.597	14.406.941
1.01	Ativo Circulante	3.302.854	3.081.678
1.01.01	Caixa e Equivalentes de Caixa	107.772	214.124
1.01.01.01	Caixa e Equivalentes de Caixa	107.772	214.124
1.01.02	Aplicações Financeiras	520	475
1.01.02.01	Aplicações Financeiras Avaliadas a Valor Justo através do Resultado	520	475
1.01.02.01.03	Títulos e valores mobiliários	520	475
1.01.03	Contas a Receber	1.929.260	2.003.626
1.01.03.01	Clientes	1.929.260	2.003.626
1.01.03.01.01	Consumidores e outras contas a receber	2.862.647	2.894.994
1.01.03.01.02	Perda esperada com créditos de liquidação duvidosa	-933.387	-891.368
1.01.06	Tributos a Recuperar	494.857	408.329
1.01.06.01	Tributos Correntes a Recuperar	494.857	408.329
1.01.06.01.01	Impostos de renda e contribuição social compensáveis	343.275	156.818
1.01.06.01.02	Outros tributos compensáveis	151.582	251.511
1.01.08	Outros Ativos Circulantes	770.445	455.124
1.01.08.03	Outros	770.445	455.124
1.01.08.03.01	Serviço em Curso	67.761	61.549
1.01.08.03.03	Outros créditos	157.545	62.419
1.01.08.03.04	Subvenção CDE - desconto tarifário	540.523	245.151
1.01.08.03.06	Instrumentos financeiros derivativos - swap	4.616	86.005
1.02	Ativo Não Circulante	12.468.743	11.325.263
1.02.01	Ativo Realizável a Longo Prazo	10.286.301	9.050.967
1.02.01.04	Contas a Receber	55.807	45.102
1.02.01.04.01	Consumidores e outras contas a receber	55.807	45.102
1.02.01.10	Outros Ativos Não Circulantes	10.230.494	9.005.865
1.02.01.10.03	Depósitos vinculados a litígios	61.109	59.806
1.02.01.10.04	Cauções e depósitos	24.024	21.813
1.02.01.10.05	Benefício fiscal	6.643	9.130
1.02.01.10.06	Ativo indenizável (concessão)	8.384.949	7.228.279
1.02.01.10.08	Outros tributos compensáveis	122.328	108.870
1.02.01.10.09	Instrumentos financeiros derivativos - swap	49.890	63.578
1.02.01.10.11	Ativos contratuais	1.581.551	1.514.389
1.02.03	Imobilizado	278.693	179.864
1.02.03.01	Imobilizado em Operação	198.009	105.164
1.02.03.01.01	Imobilizado em Operação	56.062	32.411
1.02.03.01.02	Ativo de direito de uso	141.947	72.753
1.02.03.03	Imobilizado em Andamento	80.684	74.700
1.02.04	Intangível	1.903.749	2.094.432
1.02.04.01	Intangíveis	1.903.749	2.094.432
1.02.04.01.01	Contrato de Concessão	1.619.481	1.789.877
1.02.04.01.02	Software	284.262	304.456
1.02.04.01.03	Ativos contratuais	6	99

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

Código da Conta	Descrição da Conta	Trimestre Atual 30/09/2025	Exercício Anterior 31/12/2024
2	Passivo Total	15.771.597	14.406.941
2.01	Passivo Circulante	6.188.496	5.673.718
2.01.01	Obrigações Sociais e Trabalhistas	64.283	65.667
2.01.01.02	Obrigações Trabalhistas	64.283	65.667
2.01.01.02.01	Salários, provisões e encargos sociais	64.283	65.667
2.01.02	Fornecedores	1.561.395	1.267.060
2.01.02.01	Fornecedores Nacionais	1.561.395	1.267.060
2.01.02.01.01	Fornecedores nacionais	1.305.729	1.149.926
2.01.02.01.02	Fornecedores Estrangeiros	0	27.864
2.01.02.01.03	Partes relacionadas	255.666	89.270
2.01.03	Obrigações Fiscais	206.473	179.246
2.01.03.01	Obrigações Fiscais Federais	43.668	38.075
2.01.03.01.02	Obrigações Fiscais Federais	43.668	38.075
2.01.03.02	Obrigações Fiscais Estaduais	155.131	134.533
2.01.03.02.01	Obrigações Fiscais Estaduais	155.131	134.533
2.01.03.03	Obrigações Fiscais Municipais	7.674	6.638
2.01.03.03.01	Obrigações Fiscais Municipais	7.674	6.638
2.01.04	Empréstimos e Financiamentos	2.400.855	2.822.213
2.01.04.01	Empréstimos e Financiamentos	1.360.135	2.570.938
2.01.04.01.01	Em Moeda Nacional	989.538	2.069.319
2.01.04.01.02	Em Moeda Estrangeira	370.597	501.619
2.01.04.02	Debêntures	1.040.720	251.275
2.01.04.02.01	Debêntures	1.040.720	251.275
2.01.05	Outras Obrigações	1.955.490	1.339.532
2.01.05.02	Outros	1.955.490	1.339.532
2.01.05.02.04	Pis/Cofins a serem restituídos a consumidores	212.645	245.326
2.01.05.02.06	Dividendos a pagar	178.123	178.123
2.01.05.02.07	Consumidores - desconto CDE	304.688	0
2.01.05.02.08	Instrumentos financeiros derivativos - swap	36.796	10.409
2.01.05.02.10	Outras obrigações	287.002	302.383
2.01.05.02.11	Encargos setoriais	102.148	45.461
2.01.05.02.12	Obrigações por arrendamentos	42.741	17.995
2.01.05.02.13	Passivo financeiro setorial	469.171	202.641
2.01.05.02.14	Geração distribuída	168.972	109.749
2.01.05.02.15	Obrigações de compartilhamento de infraestrutura	153.204	227.445
2.02	Passivo Não Circulante	4.371.107	3.593.601
2.02.01	Empréstimos e Financiamentos	3.412.430	2.625.279
2.02.01.01	Empréstimos e Financiamentos	1.758.942	1.042.901
2.02.01.01.01	Em Moeda Nacional	1.758.942	769.621
2.02.01.01.02	Em Moeda Estrangeira	0	273.280
2.02.01.02	Debêntures	1.653.488	1.582.378
2.02.01.02.01	Debêntures	1.653.488	1.582.378
2.02.02	Outras Obrigações	364.672	594.377
2.02.02.02	Outros	364.672	594.377
2.02.02.02.04	Outras obrigações fiscais	317	1.324

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

Código da Conta	Descrição da Conta	Trimestre Atual 30/09/2025	Exercício Anterior 31/12/2024
2.02.02.02.05	Benefícios pós-emprego	132.670	109.767
2.02.02.02.06	Encargos setoriais	77.989	86.196
2.02.02.02.07	Passivos financeiros setoriais	44.049	220.404
2.02.02.02.08	Outras obrigações	474	262
2.02.02.02.10	PIS/COFINS a serem restituídos a consumidores	0	117.494
2.02.02.02.11	Obrigações por arrendamentos	109.173	58.930
2.02.03	Tributos Diferidos	214.812	83.708
2.02.03.01	Imposto de Renda e Contribuição Social Diferidos	214.812	83.708
2.02.03.01.01	Imposto de Renda e contribuição Social Diferidos	214.812	83.708
2.02.04	Provisões	379.193	290.237
2.02.04.01	Provisões Fiscais Previdenciárias Trabalhistas e Cíveis	379.193	289.121
2.02.04.01.02	Provisões Previdenciárias e Trabalhistas	58.392	55.699
2.02.04.01.04	Provisões Cíveis	284.069	197.536
2.02.04.01.05	Provisões Regulatórias	36.688	35.872
2.02.04.01.06	Provisões regulatórias	44	14
2.02.04.02	Outras Provisões	0	1.116
2.02.04.02.01	Provisões para Garantias	0	1.116
2.03	Patrimônio Líquido	5.211.994	5.139.622
2.03.01	Capital Social Realizado	2.133.480	1.388.347
2.03.01.01	Capital Social Realizado	2.133.480	1.388.347
2.03.02	Reservas de Capital	358.671	939.251
2.03.02.02	Reserva Especial de Ágio na Incorporação	221.188	221.188
2.03.02.06	Adiantamento para Futuro Aumento de Capital	0	580.580
2.03.02.07	Remuneração de bens e direitos constituídos com capital	31.160	31.160
2.03.02.08	Incentivo fiscal - Adene	106.323	106.323
2.03.04	Reservas de Lucros	2.648.248	2.812.801
2.03.04.01	Reserva Legal	57.833	57.833
2.03.04.07	Reserva de Incentivos Fiscais	1.095.347	1.095.347
2.03.04.10	Reserva de reforço de capital de giro	1.495.068	1.659.621
2.03.05	Lucros/Prejuízos Acumulados	91.870	0
2.03.08	Outros Resultados Abrangentes	-20.275	-777
2.03.08.01	Outros Resultados Abrangentes	-20.275	-777

DFs Individuais / Demonstração do Resultado

(Reais Mil)

Código da Conta	Descrição da Conta	Trimestre Atual 01/07/2025 à 30/09/2025	Acumulado do Atual Exercício 01/01/2025 à 30/09/2025	Igual Trimestre do Exercício Anterior 01/07/2024 à 30/09/2024	Acumulado do Exercício Anterior 01/01/2024 à 30/09/2024
3.01	Receita de Venda de Bens e/ou Serviços	2.350.053	6.557.998	2.354.176	6.150.377
3.02	Custo dos Bens e/ou Serviços Vendidos	-2.005.434	-5.415.735	-1.975.920	-4.925.084
3.03	Resultado Bruto	344.619	1.142.263	378.256	1.225.293
3.04	Despesas/Receitas Operacionais	-70.237	-240.618	-101.585	-275.391
3.04.02	Despesas Gerais e Administrativas	-58.540	-183.747	-48.077	-151.288
3.04.03	Perdas pela Não Recuperabilidade de Ativos	-40.774	-121.064	-60.418	-171.405
3.04.04	Outras Receitas Operacionais	29.077	64.193	6.910	47.302
3.05	Resultado Antes do Resultado Financeiro e dos Tributos	274.382	901.645	276.671	949.902
3.06	Resultado Financeiro	-304.723	-753.615	-163.271	-557.963
3.06.01	Receitas Financeiras	24.175	199.260	18.222	156.004
3.06.01.01	Receitas Financeiras	22.942	202.679	18.358	156.509
3.06.01.02	Variações cambiais	1.233	-3.419	-136	-505
3.06.02	Despesas Financeiras	-328.898	-952.875	-181.493	-713.967
3.07	Resultado Antes dos Tributos sobre o Lucro	-30.341	148.030	113.400	391.939
3.08	Imposto de Renda e Contribuição Social sobre o Lucro	4.735	-56.160	-45.243	-129.361
3.08.01	Corrente	87.477	87.477	-44.293	-83.366
3.08.02	Diferido	-82.742	-143.637	-950	-45.995
3.09	Resultado Líquido das Operações Continuadas	-25.606	91.870	68.157	262.578
3.11	Lucro/Prejuízo do Período	-25.606	91.870	68.157	262.578
3.99	Lucro por Ação - (Reais / Ação)				
3.99.01	Lucro Básico por Ação				
3.99.01.01	ON	-1,4246	0,7753	0,5405	2,0823
3.99.01.02	PNA	1,4833	1,4833	0,3177	1,224
3.99.01.03	PNB	2,4721	2,4721	0,0172	0,0664
3.99.02	Lucro Diluído por Ação				
3.99.02.01	ON	-1,4246	0,7753	0,5405	2,0823
3.99.02.02	PNA	1,4833	1,4833	0,3177	1,224

DFs Individuais / Demonstração do Resultado

(Reais Mil)

Código da Conta	Descrição da Conta	Trimestre Atual 01/07/2025 à 30/09/2025	Acumulado do Atual Exercício 01/01/2025 à 30/09/2025	Igual Trimestre do Exercício Anterior 01/07/2024 à 30/09/2024	Acumulado do Exercício Anterior 01/01/2024 à 30/09/2024
3.99.02.03	PNB	2,4721	2,4721	0,0172	0,0664

DFs Individuais / Demonstração do Resultado Abrangente

(Reais Mil)

Código da Conta	Descrição da Conta	Trimestre Atual 01/07/2025 à 30/09/2025	Acumulado do Atual Exercício 01/01/2025 à 30/09/2025	Igual Trimestre do Exercício Anterior 01/07/2024 à 30/09/2024	Acumulado do Exercício Anterior 01/01/2024 à 30/09/2024
4.01	Lucro Líquido do Período	-25.606	91.870	68.157	262.578
4.02	Outros Resultados Abrangentes	0	-3.590	-1.159	9.599
4.02.01	Ganho atuarial em obrigações com benefícios pós-emprego	0	-18.668	0	5.828
4.02.02	Tributos diferidos sobre ganho atuarial em obrigações com benefícios pós-emprego	0	6.347	0	-1.982
4.02.03	Ganho (perda) em instrumentos financeiros derivativos	0	1.177	-1.756	8.716
4.02.04	Tributos diferidos sobre ganho (perda) em instrumentos financeiros derivativos	0	-400	597	-2.963
4.02.05	Valor justo – Cessão de Recebíveis de Subvenção – CDE	0	12.052	0	0
4.02.06	Tributos diferidos sobre valor justo – Cessão de Recebíveis de Subvenção – CDE	0	-4.098	0	0
4.03	Resultado Abrangente do Período	-25.606	88.280	66.998	272.177

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

Código da Conta	Descrição da Conta	Acumulado do Atual	Acumulado do Exercício
		01/01/2025 à 30/09/2025	Anterior 01/01/2024 à 30/09/2024
6.01	Caixa Líquido Atividades Operacionais	1.053.452	1.083.715
6.01.01	Caixa Gerado nas Operações	1.346.705	1.323.915
6.01.01.01	Lucro líquido do período	91.870	262.578
6.01.01.02	Atualização monetária de processos judiciais	83.102	24.925
6.01.01.03	Perda esperada com créditos de liquidação duvidosa	29.956	96.785
6.01.01.04	Depreciação e amortização	571.036	472.308
6.01.01.05	Juros e variações monetárias	461.019	548.406
6.01.01.06	Valor residual de intangível e imobilizado	732	3.445
6.01.01.07	Tributos e contribuições social diferidos	143.637	48.715
6.01.01.08	Provisão para processos judiciais e outros	51.806	58.545
6.01.01.10	Obrigações com benefício pós-emprego	10.590	8.764
6.01.01.11	Perda de recebíveis de clientes	91.108	74.620
6.01.01.13	Receita do ativo indenizável	-269.181	-208.404
6.01.01.14	Instrumento financeiro derivativo - hedge/swap - marcação a mercado	-6.665	43.850
6.01.01.16	Ativos e passivos financeiros setoriais	-57.566	-4.250
6.01.01.17	Instrumento financeiro derivativo - hedge/swap - juros e variação cambial	50.801	-129.578
6.01.01.18	Marcação a mercado da dívida	8.484	-53.174
6.01.01.19	Juros sobre obrigações de arrendamento	16.820	5.800
6.01.01.20	Juros sobre operações com instrumento derivativo	69.156	70.580
6.01.02	Variações nos Ativos e Passivos	43.621	135.408
6.01.02.01	Contas a receber de clientes e outros recebíveis	-69.466	-133.917
6.01.02.03	Subvenção CDE - Desconto tarifário	-295.372	-105.222
6.01.02.04	Imposto de renda e contribuição sociais compensáveis	-186.457	8.631
6.01.02.05	Outros tributos compensáveis	86.471	223.567
6.01.02.06	Consumidores - desconto CDE	292.636	0
6.01.02.07	Serviços em Curso	-6.212	6.437
6.01.02.08	Depósitos vinculados	-1.303	-6.282
6.01.02.09	Outros Ativos	-78.986	36.410
6.01.02.10	Fornecedores	294.335	-157.834
6.01.02.11	Salários, provisões e encargos sociais	-1.384	17.747
6.01.02.12	Imposto de renda e contribuição social a pagar	19.589	-60.452
6.01.02.13	Outras obrigações fiscais	26.220	-4.777
6.01.02.14	Ativos financeiros setoriais	57.566	33.234
6.01.02.15	Obrigações com benefício pós-emprego	-6.355	-5.670
6.01.02.16	Encargos Setoriais	48.480	19.757
6.01.02.17	Provisão para processos judiciais e outros	-45.952	-58.409
6.01.02.18	Outros passivos	-30.189	216.690
6.01.02.19	Passivos financeiros setoriais	90.175	182.456
6.01.02.20	Pis/Cofins a serem restituídos a consumidores	-150.175	-76.958
6.01.03	Outros	-336.874	-375.608
6.01.03.01	Pagamento de imposto de renda e contribuição social	-19.589	60.452
6.01.03.02	Pagamento de juros (encargos de dívidas e debentures), deduzido dos juros capitalizados	-230.159	-362.444

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

(Reais Mil)

Código da Conta	Descrição da Conta	Acumulado do Atual Exercício 01/01/2025 à 30/09/2025	Acumulado do Exercício Anterior 01/01/2024 à 30/09/2024
6.01.03.04	Pagamentos de juros de instrumento derivativo	-70.019	-68.182
6.01.03.05	Pagamentos de juros de arrendamento	-17.107	-5.434
6.02	Caixa Líquido Atividades de Investimento	-1.331.887	-1.067.059
6.02.01	Aplicações no intagível e imobilizado	-1.418.039	-1.059.980
6.02.02	Cauções e depósitos	-2.211	-1.542
6.02.03	Títulos e valores mobiliários	-45	-5.537
6.02.04	Consumidores participação financeira	88.408	0
6.03	Caixa Líquido Atividades de Financiamento	172.083	-54.618
6.03.01	Pagamentos de empréstimos e financiamentos (principal)	-1.892.117	-169.243
6.03.02	Adiantamento para futuro aumento de capital	0	580.580
6.03.03	Pagamento de Debêntures (principal)	-209.514	-1.458.081
6.03.06	Captação de empréstimos e financiamentos	1.220.487	1.025.693
6.03.07	Captação de debêntures	1.000.000	0
6.03.09	Pagamentos de arrendamento financeiro (principal)	79.368	-17.947
6.03.10	Pagamento de obrigações por arrendamento (principal)	-26.141	-15.620
6.05	Aumento (Redução) de Caixa e Equivalentes	-106.352	-37.962
6.05.01	Saldo Inicial de Caixa e Equivalentes	214.124	96.665
6.05.02	Saldo Final de Caixa e Equivalentes	107.772	58.703

DFs Individuais / Demonstração das Mutações do Patrimônio Líquido / DMPL - 01/01/2025 à 30/09/2025

(Reais Mil)

Código da Conta	Descrição da Conta	Capital Social Integralizado	Reservas de Capital, Opções Outorgadas e Ações em Tesouraria	Reservas de Lucro	Lucros ou Prejuízos Acumulados	Outros Resultados Abrangentes	Patrimônio Líquido
5.01	Saldos Iniciais	1.388.347	939.251	2.812.801	0	-777	5.139.622
5.02	Ajustes de Exercícios Anteriores	0	0	0	0	0	0
5.03	Saldos Iniciais Ajustados	1.388.347	939.251	2.812.801	0	-777	5.139.622
5.04	Transações de Capital com os Sócios	745.133	-580.580	-164.553	0	0	0
5.04.01	Aumentos de Capital	745.133	-580.580	-164.553	0	0	0
5.05	Resultado Abrangente Total	0	0	0	91.870	-19.498	72.372
5.05.01	Lucro Líquido do Período	0	0	0	91.870	0	91.870
5.05.02	Outros Resultados Abrangentes	0	0	0	0	-19.498	-19.498
5.05.02.01	Ajustes de Instrumentos Financeiros	0	0	0	0	1.177	1.177
5.05.02.02	Tributos s/ Ajustes Instrumentos Financeiros	0	0	0	0	-400	-400
5.05.02.06	Ganho (perda) atuarial em benefícios pós-emprego	0	0	0	0	-18.668	-18.668
5.05.02.07	Tributos diferidos s/ benefícios pós-emprego	0	0	0	0	6.347	6.347
5.05.02.08	Valor justo – Cessão de Recebíveis de Subvenção – CDE	0	0	0	0	-12.052	-12.052
5.05.02.09	Tributos diferidos sobre valor justo – Cessão de Recebíveis de Subvenção – CDE	0	0	0	0	4.098	4.098
5.06	Mutações Internas do Patrimônio Líquido	0	0	0	0	0	0
5.07	Saldos Finais	2.133.480	358.671	2.648.248	91.870	-20.275	5.211.994

DFs Individuais / Demonstração das Mutações do Patrimônio Líquido / DMPL - 01/01/2024 à 30/09/2024

(Reais Mil)

Código da Conta	Descrição da Conta	Capital Social Integralizado	Reservas de Capital, Opções Outorgadas e Ações em Tesouraria	Reservas de Lucro	Lucros ou Prejuízos Acumulados	Outros Resultados Abrangentes	Patrimônio Líquido
5.01	Saldos Iniciais	1.282.347	358.671	2.556.409	0	-6.280	4.191.147
5.02	Ajustes de Exercícios Anteriores	0	0	0	0	0	0
5.03	Saldos Iniciais Ajustados	1.282.347	358.671	2.556.409	0	-6.280	4.191.147
5.04	Transações de Capital com os Sócios	106.000	580.580	-106.000	0	0	580.580
5.04.01	Aumentos de Capital	106.000	0	-106.000	0	0	0
5.04.08	Adiantamento para futuro aumento de capital	0	580.580	0	0	0	580.580
5.05	Resultado Abrangente Total	0	0	0	262.578	9.599	272.177
5.05.01	Lucro Líquido do Período	0	0	0	262.578	0	262.578
5.05.02	Outros Resultados Abrangentes	0	0	0	0	9.599	9.599
5.05.02.01	Ajustes de Instrumentos Financeiros	0	0	0	0	8.716	8.716
5.05.02.02	Tributos s/ Ajustes Instrumentos Financeiros	0	0	0	0	-2.963	-2.963
5.05.02.04	Ajustes de Conversão do Período	0	0	0	0	5.828	5.828
5.05.02.05	Tributos s/ Ajustes de Conversão do Período	0	0	0	0	-1.982	-1.982
5.06	Mutações Internas do Patrimônio Líquido	0	0	0	0	0	0
5.07	Saldos Finais	1.388.347	939.251	2.450.409	262.578	3.319	5.043.904

DFs Individuais / Demonstração de Valor Adicionado

(Reais Mil)

Código da Conta	Descrição da Conta	Acumulado do Atual	Acumulado do Exercício
		01/01/2025 à 30/09/2025	Anterior 01/01/2024 à 30/09/2024
7.01	Receitas	9.292.811	8.625.168
7.01.01	Vendas de Mercadorias, Produtos e Serviços	7.955.025	7.654.886
7.01.02	Outras Receitas	64.193	47.303
7.01.02.02	Outras Receitas	64.193	47.303
7.01.03	Receitas refs. à Construção de Ativos Próprios	1.303.549	1.019.763
7.01.04	Provisão/Reversão de Créds. Liquidação Duvidosa	-29.956	-96.784
7.02	Insumos Adquiridos de Terceiros	-5.001.426	-4.607.486
7.02.02	Materiais, Energia, Servs. de Terceiros e Outros	-4.781.468	-4.415.571
7.02.04	Outros	-219.958	-191.915
7.02.04.02	Outras despesas operacionais	-219.958	-191.915
7.03	Valor Adicionado Bruto	4.291.385	4.017.682
7.04	Retenções	-571.036	-472.308
7.04.01	Depreciação, Amortização e Exaustão	-571.036	-472.308
7.05	Valor Adicionado Líquido Produzido	3.720.349	3.545.374
7.06	Vlr Adicionado Recebido em Transferência	423.344	301.564
7.06.02	Receitas Financeiras	423.344	301.564
7.07	Valor Adicionado Total a Distribuir	4.143.693	3.846.938
7.08	Distribuição do Valor Adicionado	4.143.693	3.846.938
7.08.01	Pessoal	249.795	202.986
7.08.01.01	Remuneração Direta	151.961	127.741
7.08.01.02	Benefícios	52.571	40.597
7.08.01.03	F.G.T.S.	9.634	7.794
7.08.01.04	Outros	35.629	26.854
7.08.01.04.01	Outros Encargos Sociais	11.037	9.202
7.08.01.04.02	Previdência Complementar	6.646	6.386
7.08.01.04.03	Participação nos Resultados	17.946	11.266
7.08.02	Impostos, Taxas e Contribuições	2.640.258	2.532.631
7.08.02.01	Federais	1.340.928	1.266.888
7.08.02.02	Estaduais	1.293.715	1.259.357
7.08.02.03	Municipais	5.615	6.386
7.08.03	Remuneração de Capitais de Terceiros	1.161.770	848.743
7.08.03.01	Juros	1.176.959	859.022
7.08.03.02	Aluguéis	-15.189	-10.279
7.08.04	Remuneração de Capitais Próprios	91.870	262.578
7.08.04.03	Lucros Retidos / Prejuízo do Período	91.870	262.578

Divulgação de Resultados

Comentário do Desempenho



Fortaleza, 29 de outubro de 2025 – A Companhia Energética do Ceará (“Enel Distribuição Ceará” ou “Companhia”) anuncia os seus resultados do terceiro trimestre de 2025 (“3T25”) e dos nove meses de 2025 (“9M25”).

1 DESTAQUES

-  Crescimento de 6,5% e 3,4% do EBITDA no trimestre e acumulado do ano vs. o mesmo período em 2024, suportado pela melhora da margem no período;
-  Aumento de 6,6% na Receita Líquida dos nove meses de 2025 vs. o mesmo período do ano anterior;
-  R\$ 1,3 bilhão de investimentos acumulados no ano, 10,7% acima do mesmo período de 2024;
-  DEC atingiu o menor nível desde 2020, com melhora de 19,9% ou redução de 2,1 horas quando comparado ao mesmo período de 2024;
-  + 348 mil podas de árvores realizadas nos nove primeiros meses do ano;
-  Perdas de energia em trajetória de queda, com redução 0,9 p.p nos últimos 12 meses comparado com o mesmo período no ano anterior;
-  Total de colaboradores 12.114, crescimento de 7,6% sobre o mesmo período de 2024. Crescimento de 25,2% dos colaboradores próprios (+ 487 vs. Set/2024), ratificando o compromisso assumido pela empresa de melhoria contínua da qualidade do serviço e resiliência da rede;
-  Em 30 de setembro de 2025, a Companhia protocolizou junto à SUDENE um novo pleito de enquadramento do Projeto de Incentivo Fiscal para o período de 2026 até 2035.

DESTAQUES DO PERÍODO

	3T25	3T24	Var. %	2T25	Var. % (1)	9M25	9M24	Var. % (2)
Receita Bruta (R\$ mil)	3.409.691	3.243.694	5,1%	3.122.794	9,2%	9.258.574	8.674.649	6,7%
Receita Líquida (R\$ mil)	2.350.053	2.354.176	-0,2%	2.270.995	3,5%	6.557.998	6.150.377	6,6%
EBITDA (3) (R\$ mil)	459.985	432.010	6,5%	573.727	-19,8%	1.445.185	1.397.264	3,4%
Margem EBITDA (%)	19,57%	18,35%	1,22 p.p	25,26%	-5,69 p.p	22,04%	22,72%	-0,68 p.p
Margem EBITDA ex-Receita de Construção	24,97%	22,67%	2,30 p.p	31,43%	-6,46 p.p	27,50%	27,23%	0,27 p.p
EBIT (4) (R\$ mil)	274.382	276.671	-0,8%	389.644	-29,6%	901.645	949.902	-5,1%
Margem EBIT (%)	11,68%	11,75%	-0,07 p.p	17,16%	-5,48 p.p	13,75%	15,44%	-1,69 p.p
Lucro Líquido (R\$ mil)	(25.606)	68.157	<-100,0%	83.435	<-100,0%	91.870	262.576	-65,0%
Margem Líquida	-1,09%	2,90%	-3,99 p.p	3,67%	-4,76 p.p	1,40%	4,27%	-2,87 p.p
Margem Líquida ex-Receita de Construção	-1,39%	3,58%	-4,97 p.p	4,57%	-5,96 p.p	1,75%	5,12%	-3,37 p.p
Volume de Energia - Venda e Transporte (GWh)*	3.433	3.387	1,4%	3.435	-0,1%	10.303	10.162	1,4%
CAPEX (R\$ mil)*	516.915	462.920	11,7%	404.383	27,8%	1.296.832	1.171.070	10,7%
DEC (12 meses)*	8,40	10,49	-19,9%	9,20	-8,7%	8,40	10,49	-19,9%
FEC (12 meses)*	4,48	4,10	9,3%	4,59	-2,4%	4,48	4,10	9,3%
Índice de Arrecadação (12 meses)*	98,05%	98,21%	-0,16 p.p	97,46%	0,59 p.p	98,05%	98,21%	-0,16 p.p
Perdas de Energia (12 meses)*	16,84%	17,74%	-0,90 p.p	16,97%	-0,13 p.p	16,84%	17,74%	-0,90 p.p
PMSO (5) / Consumidor*	79,45	75,00	5,9%	72,07	10,2%	231,01	227,24	1,7%

(1) Variação entre 3T25 e 2T25; (2) Variação entre 9M25 e 9M24

(3) EBITDA: EBIT + Depreciação e Amortização, (4) EBIT: resultado do serviço e (5) PMSO: Pessoal, Material, Serviços e Outros

Divulgação de Resultados

Comentário do Desempenho

Área de Concessão

A Companhia é responsável pela distribuição de energia elétrica em todo o Estado do Ceará, em uma área de 149 mil quilômetros quadrados, que compreende um total de 184 municípios. A base comercial da Companhia abrange cerca de 4,4 milhões de consumidores, e envolve uma população de cerca de 8,8 milhões de habitantes*.

DADOS GERAIS**

	3T25	3T24	Var. %
Linhas de Distribuição (Km)	160.442	158.630	1,1%
Linhas de Transmissão (Km)	5.947	5.610	6,0%
Subestações (Unid.)	128	127	0,8%
Volume de Energia 12 meses (GWh)	13.828	13.628	1,5%
Marketshare no Brasil - Nº de Clientes (1)	4,77%	4,78%	-0,01 p.p
Marketshare no Brasil - Volume de Energia (2)	2,46%	2,45%	0,01 p.p

(1) Estimativa do número de consumidores Brasil de acordo com a ABRADEE

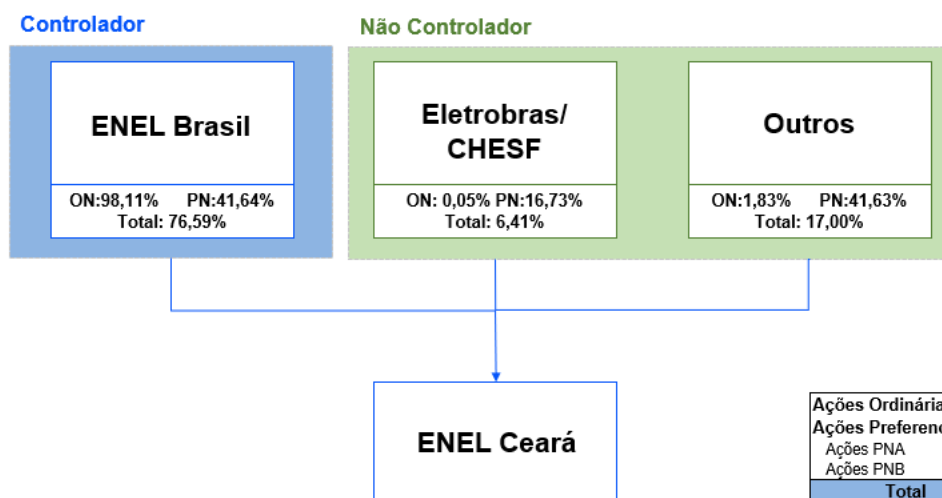
(2) Estimativa do volume de energia Brasil de acordo com a EPE



PERFIL CORPORATIVO

Organograma Societário Simplificado

Posição em 30 de setembro de 2025



	Quantidade
Ações Ordinárias	53.402.024
Ações Preferenciais	32.899.995
Ações PNA	31.210.514
Ações PNB	1.689.481
Total	86.302.019

* Número de Habitantes de acordo com o último censo realizado em 2022 pelo IBGE.

** Dados prévios referente ao 3T25.

Divulgação de Resultados

Trimestres Encerrados em 30/09/2025 e 9M25

Comentário de Desempenho



DESEMPENHO OPERACIONAL

Mercado de Energia

NÚMERO DE CONSUMIDORES (UNIDADES)*

	3T25	3T24	Var. %	2T25	Var. % (1)	9M25	9M24	Var. % (2)
Mercado Cativo	4.376.690	4.304.882	1,7%	4.322.832	1,2%	4.376.690	4.304.882	1,7%
Residencial - Convencional	2.167.933	2.306.968	-6,0%	2.158.651	0,4%	2.167.933	2.306.968	-6,0%
Residencial - Baixa Renda	1.587.482	1.354.722	17,2%	1.538.156	3,2%	1.587.482	1.354.722	17,2%
Industrial	5.343	5.706	-6,4%	5.125	4,3%	5.343	5.706	-6,4%
Comercial	185.556	186.215	-0,4%	183.270	1,2%	185.556	186.215	-0,4%
Rural	375.564	396.934	-5,4%	383.096	-2,0%	375.564	396.934	-5,4%
Setor Público	54.812	54.337	0,9%	54.534	0,5%	54.812	54.337	0,9%
Clientes Livres	2.469	1.321	86,9%	2.187	12,9%	2.469	1.321	86,9%
Residencial	1	-	-	1	-	-	-	-
Industrial	594	354	67,8%	542	9,6%	594	354	67,8%
Comercial	1.632	922	77,0%	1.489	9,6%	1.632	922	77,0%
Rural	56	32	75,0%	57	-1,8%	56	32	75,0%
Setor Público	186	13	>100,0%	98	89,8%	186	13	>100,0%
Subtotal - Consumidores Efetivos Faturados	4.379.159	4.306.203	1,7%	4.325.019	1,3%	4.379.159	4.306.203	1,7%

(1) Variação entre 3T25 e 2T25; (2) Variação entre 9M25 e 9M24

A Companhia encerrou o mês de setembro de 2025 com um aumento de 1,7% em relação à quantidade de consumidores efetivos faturados registrados no mesmo período em 2024.

No mercado cativo, o crescimento é atribuído principalmente à classe residencial Baixa Renda, beneficiada pela MP 1300/2025, que estimulou o crescimento do cadastro de consumidores elegíveis a tal classe. A queda observada nas classes Industrial e Comercial é atribuída principalmente ao efeito da migração de tais clientes para o mercado livre.

Já o mercado livre continuou em trajetória de crescimento com forte alta no período, ou seja, 86,9% acima do total de consumidores livres efetivos faturados em setembro de 2024, reflexo da migração de clientes do mercado cativo e melhora do cenário econômico.

Venda e Transporte de Energia na Área de Concessão

VENDA E TRANSPORTE DE ENERGIA (GWH)*

	3T25	3T24	Var. %	2T25	Var. % (1)	9M25	9M24	Var. % (2)
Mercado Cativo	2.402	2.526	-4,9%	2.452	-2,0%	7.377	7.690	-4,1%
Clientes Livres	1.023	850	20,4%	974	5,0%	2.899	2.442	18,7%
Revenda	4	3	33,3%	4	0%	11	11	0%
Consumo Próprio	5	7	-28,6%	5	0%	16	20	-20,0%
Total - Venda e Transporte de Energia	3.433	3.387	1,4%	3.435	-0,1%	10.303	10.162	1,4%

(1) Variação entre 3T25 e 2T25; (2) Variação entre 9M25 e 9M24

Mercado Cativo

VENDA E TRANSPORTE DE ENERGIA NO MERCADO CATIVO (GWH)*

	3T25	3T24	Var. %	2T25	Var. % (1)	9M25	9M24	Var. % (2)
Residencial - Convencional	842	895	-5,9%	865	-2,7%	2.589	2.740	-5,5%
Residencial - Baixa Renda	598	526	13,7%	614	-2,6%	1.858	1.635	13,6%
Industrial	63	90	-30,0%	60	5,0%	189	272	-30,5%
Comercial	264	326	-19,0%	280	-5,7%	842	1.044	-19,3%
Rural	251	274	-8,4%	223	12,6%	722	785	-8,0%
Setor Público	384	416	-7,7%	410	-6,3%	1.177	1.213	-3,0%
Total - Venda de Energia no Mercado Cativo	2.402	2.526	-4,9%	2.452	-2,0%	7.377	7.690	-4,1%

(1) Variação entre 3T25 e 2T25; (2) Variação entre 9M25 e 9M24

O mercado cativo totalizou 2.402 GWh no 3T25, redução de 4,9% frente ao volume registrado no 3T24, reflexo principalmente da migração de clientes convencionais para Geração Distribuída e migração das classes Industrial e Comercial para o Mercado Livre. Na análise do acumulado do ano, a redução foi de 4,1% em comparação ao 9M24, também justificado pelos efeitos abordados acima.

A classe residencial apresentou direções opostas no trimestre: enquanto a baixa renda registrou crescimento de 13,7% no 3T25 e 13,6% no acumulado do ano, a residencial convencional apresentou queda de 5,9% e 5,5%, respectivamente. Essa variação é explicada principalmente pela MP 1300/2025, que ampliou os critérios

Divulgação de Resultados

Comentário de Desempenho e 9M25



de elegibilidade da Tarifa Social a partir de julho de 2025, promovendo a migração de consumidores para a categoria de baixa renda.

Cientes Livres

VENDA E TRANSPORTE DE ENERGIA PARA OS CLIENTES LIVRES (GWH)*

	3T25	3T24	Var. %	2T25	Var. % (1)	9M25	9M24	Var. % (2)
Residencial	0,1	-	-	0	-	0,1	-	-
Industrial	574	532	7,9%	550	4,4%	1.626	1.520	7,0%
Comercial	357	280	27,5%	349	2,3%	1.032	811	27,3%
Rural	16	9	77,8%	16	-	47	25	88,0%
Setor Público	77	30	>100,0%	59	30,5%	193	87	>100,0%
Total - Transporte de Energia para os Clientes Livres*	1.023	850	20,4%	974	5,0%	2.899	2.442	18,7%

(1) Variação entre 3T25 e 2T25; (2) Variação entre 9M25 e 9M24

O mercado livre apresentou crescimento expressivo no consumo de energia, com altas de 20,4% no 3T25 e 18,7% no acumulado do ano, impulsionado principalmente pelo aumento do número de clientes em todas as classes. O avanço foi reforçado pelo crescimento econômico do varejo, que elevou o consumo do segmento comercial, e pelo maior consumo industrial em setores como bebidas, borracha/plástico e alimentos.

Compra de Energia¹

COMPRA DE ENERGIA (GWH)*

	3T25	3T24	Var. %	2T25	Var. % (1)	9M25	9M24	Var. % (2)
Angra 1 e 2	104	105	-1,0%	103	1,0%	309	312	-1,0%
PROINFA	61	60	1,7%	55	10,9%	164	171	-4,1%
Leilões e Quotas	3.178	3.374	-5,8%	3.047	4,3%	9.266	8.165	13,5%
Total - Compra de Energia s/ CCEE	3.451	4.047	-14,7%	3.312	4,2%	10.063	10.133	-0,7%
Liquidação na CCEE	(274)	(779)	-64,8%	(38)	>100,0%	(421)	(142)	>100,0%
Total - Compra de Energia	3.178	3.268	-2,8%	3.274	-2,9%	9.642	9.991	-3,5%

(1) Variação entre 3T25 e 2T25; (2) Variação entre 9M25 e 9M24

Balanco de Energia²

BALANÇO DE ENERGIA*

	3T25	3T24	Var. %	2T25	Var. % (1)	9M25	9M24	Var. % (2)
Energia requerida (GWh)	4.670	4.470	4,5%	4.646	0,5%	13.782	13.239	4,1%
Energia distribuída (GWh)	3.898	3.708	5,1%	3.848	1,3%	11.552	10.931	5,7%
Mercado Cativo	2.871	2.854	0,6%	2.870	0,0%	8.642	8.478	1,9%
Mercado Livre	1.026	854	20,1%	977	5,0%	2.910	2.453	18,6%
Perdas na Distribuição - Sistema Coelce (GWh)	772	761	1,4%	798	-3,3%	2.230	2.308	-3,4%
Perdas na Distribuição - Sistema Coelce (%)	16,53%	17,03%	-0,50 p.p	17,18%	-0,65 p.p	16,18%	17,43%	-1,25 p.p

(1) Variação entre 3T25 e 2T25; (2) Variação entre 9M25 e 9M24

¹ Dados prévios referente ao 3T25

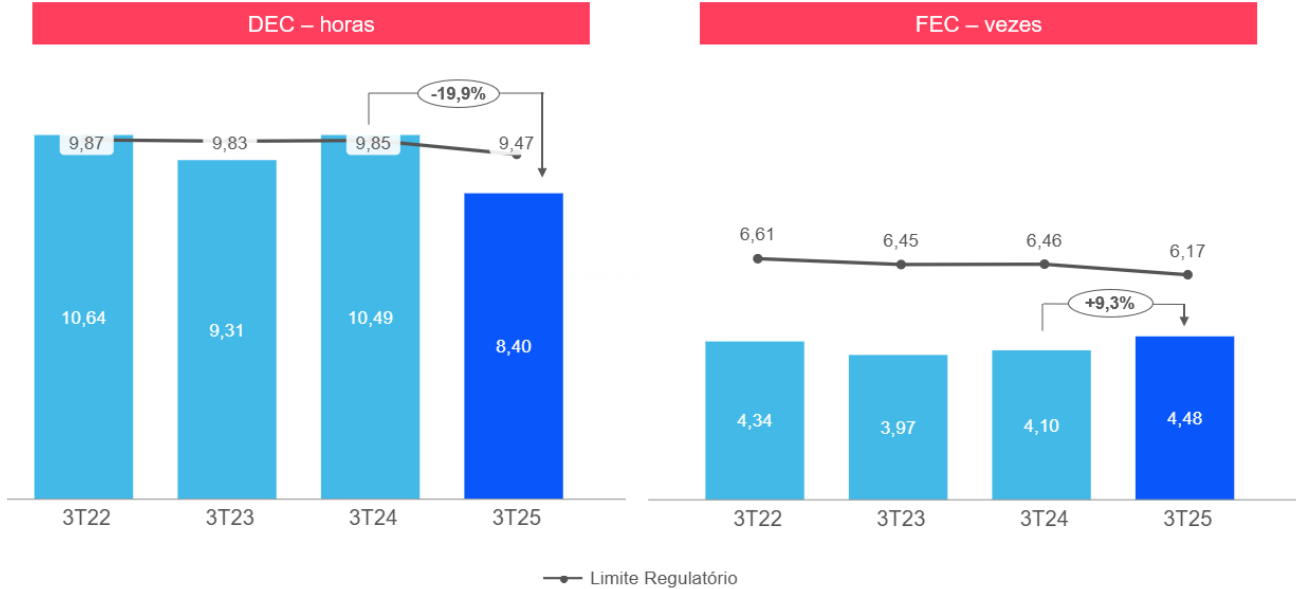
Divulgação de Resultados

Comentário do Desempenho



Indicadores Operacionais

Qualidade do Fornecimento²



Os indicadores DEC (Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora) e FEC (Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora) medem a qualidade do fornecimento de energia do sistema de distribuição da Companhia.

No 3T25, considerando os últimos 12 meses, o DEC apresentou uma redução de 19,9% em relação ao mesmo período do ano anterior, ficando abaixo do limite regulatório que é de 9,47 para o ano de 2025. Destaca-se ainda que o DEC, vêm em uma trajetória consistente de melhoria, atingindo em setembro de 2025, o menor nível desde 2020.

A melhoria observada, reflete, principalmente, as iniciativas da Companhia voltadas para melhoria da qualidade dos serviços, que englobam:

- Digitalização da rede, com aumento dos equipamentos tele controlados;
- Substituição de cabos de Média e Alta Tensão;
- Plano de melhoria do TMA (Tempo Médio de Atendimento);
- Projeto de primarização (*insourcing*) das equipes de emergência, poda e manutenção;
- Execução dos serviços preventivos de poda (previsão de 40% maior que 2024) e manutenções preventivas (30% maior que 2024);

Já o FEC ficou em 4,48x no 3T25 representando uma alta de 9,3% quando comparado com o mesmo período no ano anterior, impactado por eventos na rede de Alta Tensão, especificamente uma ocorrência de abaloamento em uma linha de transmissão que atende a área de concessão da Companhia. Porém, destaca-se que o indicador permaneceu bem abaixo do limite regulatório de 6,17x.

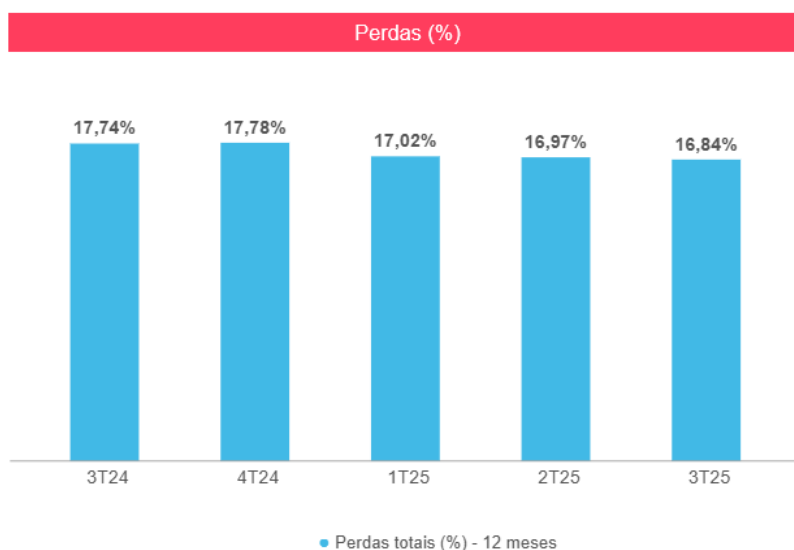
² Dados prévios referente ao 3T25

Divulgação de Resultados

Comentário de Desempenho



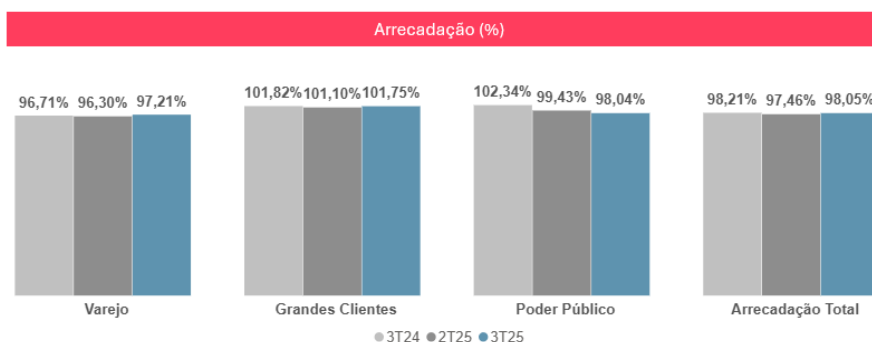
Disciplina de Mercado – Perdas ^{(3) (4)}



As perdas de energia TAM – Taxa Anual Móvel (acumulada em 12 meses) mantiveram a trajetória de redução observada ao longo de 2025, alcançando 16,84% no 3T25, o que representa uma redução de 0,90 p.p. em relação às perdas registradas em 3T24, de 17,74%.

O plano de combate às perdas de energia da Enel mantém suas ações nos pilares de prevenção e recuperação da receita. Dentre as principais ações promovidas, incluindo os esforços com a população de baixa renda, destacam-se: (i) Inspeções de fraude: tem por objetivo identificar instalações com erros de medição, seja por defeitos nos equipamentos ou por ações de terceiros forjando a medição. (ii) Programa de recuperação de instalações cortadas/autoreligadas ou sem contrato ativo (operações do ciclo comercial): tem por objetivo recuperar as instalações de clientes cortados por inadimplência ou contrato inativo e que, ao não efetuarem a quitação dos débitos pendentes ou sem contrato, passam a consumir energia de forma irregular. (III) Regularização de ligações informais (clandestinas): Tem por objetivo transformar consumidores clandestinos em clientes regulares. Com essas ações de recuperação de energia obteve-se um incremento no mercado faturado de 71 GWh de energia no 3T25.

Arrecadação³



O índice de arrecadação da companhia atingiu 98,05% no 3T25 contra 98,21% no mesmo período do ano anterior, permanecendo praticamente estável. Analisando os resultados por classe, observa-se variação relevante no setor público, com redução de 4,3 p.p versus o mesmo período do ano anterior, devido a alteração no perfil de pagamento deste segmento.

Por outro lado, o segmento de Varejo, apresenta uma melhora de 0,5 p.p. versus o mesmo período do ano anterior relacionado a melhora da performance das ações de cobrança.

Destaca-se que a Companhia mantém constantemente a realização de ações para reduzir os níveis de inadimplência, tais como:

Divulgação de Resultados

Comentário do Desempenho 3T25 e 9M25



- Realização de 777 mil suspensões de fornecimento por meio de estratégia de concentração e comportamento de pagamento;
- Negativações de 7,9 milhões de faturas;
- 60 milhões de interação por meio de robôs, contato humano e whatsapp através das assessorias de cobrança;
- Ações sistemáticas para os Grandes Clientes e negociações com Poder Público;
- Negociações para 239 mil consumidores;

Além disso, a Enel Ceará disponibiliza aos seus clientes diversas opções para quitação e negociação de débitos, tais como por cartão de débito/crédito, pix e boleto, financiamento com a própria distribuidora, levando em consideração o perfil de cada cliente.

³ Dados prévios referente ao 3T25

⁴ O cálculo de perdas reflete as perdas regulatórias calculadas pela Aneel. Os dados utilizados para o cálculo são extraídos diretamente do relatório SAMP (Sistema de Acompanhamento de Informações de Mercado para Regulação Econômica /SIASE (Sistema de Inteligência Analítica do Setor Elétrico) e estão passíveis de ajustes posteriores por parte da Aneel através de Ofícios e/ou PRORET 10.2.

DESEMPENHO ECONÔMICO - FINANCEIRO

Receita Operacional Líquida

RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA (R\$ MIL)

	3T25	3T24	Var. %	2T25	Var. % (1)	9M25	9M24	Var. % (2)
Fornecimento de Energia Elétrica	1.947.293	2.061.542	-5,5%	2.003.418	-2,8%	5.843.157	6.247.870	-6,5%
(-) DIC/FIC/DMIC/DICRI sobre TUSD Consumidores cativos e livres	(8.173)	(8.706)	-6,1%	(2.664)	>100,0%	(23.656)	(45.993)	-48,6%
Subvenção baixa renda	194.247	121.367	60,0%	136.143	42,7%	472.152	376.219	25,5%
Subvenção de recursos da CDE	105.993	83.193	27,4%	123.807	-14,4%	349.307	243.692	43,3%
Fornecimento de Energia Elétrica - Mercado Cativo	2.239.360	2.257.396	-0,8%	2.260.704	-0,9%	6.640.960	6.821.787	-2,7%
Ativos e passivos financeiros setoriais	325.941	236.767	37,7%	96.093	>100,0%	302.613	3.401	>100,0%
Receita de uso da rede elétrica - consumidores livres - revenda	186.700	149.342	25,0%	178.580	4,5%	536.461	439.912	21,9%
Receita de construção	507.552	448.162	13,3%	445.443	13,9%	1.303.549	1.019.763	27,8%
Marcação a mercado de ativo indenizável	51.494	45.773	12,5%	72.036	-28,5%	269.181	208.404	29,2%
Outras receitas	98.644	106.254	-7,2%	69.938	41,0%	205.811	181.381	13,5%
Total - Receita Operacional Bruta	3.409.691	3.243.694	5,1%	3.122.794	9,2%	9.258.574	8.674.649	6,7%
ICMS	(434.188)	(412.082)	5,4%	(422.471)	2,8%	(1.293.715)	(1.259.357)	2,7%
COFINS - corrente	(184.945)	(178.036)	3,9%	(168.973)	9,5%	(494.560)	(478.399)	3,4%
PIS - corrente	(40.153)	(38.653)	3,9%	(36.685)	9,5%	(107.372)	(103.863)	3,4%
ISS	(1.370)	(1.494)	-8,3%	(1.341)	2,2%	(4.084)	(4.921)	-17,0%
Total - Tributos	(660.656)	(630.265)	4,8%	(629.470)	5,0%	(1.899.731)	(1.846.540)	2,9%
Eficiência energética, P&D, FNDCT e EPE	(17.580)	(18.296)	-3,9%	(17.137)	2,6%	(48.978)	(48.682)	0,6%
Conta de Desenvolvimento Energético - CDE	(218.933)	(183.783)	19,1%	(146.479)	49,5%	(520.309)	(567.259)	-8,3%
Encargos do consumidor - CCRBT	(159.519)	(54.525)	>100,0%	(55.762)	>100,0%	(222.995)	(53.843)	>100,0%
Taxa de Fiscalização dos Serviços de Energia Elétrica - TFSEE	(2.950)	(2.649)	11,4%	(2.951)	-0,0%	(8.563)	(7.948)	7,7%
Total - Encargos Setoriais	(398.982)	(259.253)	53,9%	(222.329)	79,5%	(800.845)	(677.732)	18,2%
Total - Deduções da Receita	(1.059.638)	(889.518)	19,1%	(851.799)	24,4%	(2.700.576)	(2.524.272)	7,0%
Total - Receita Operacional Líquida	2.350.053	2.354.176	-0,2%	2.270.995	3,5%	6.557.998	6.150.377	6,6%
Total - Receita Operacional Líquida desc. Receita de Construção	1.842.501	1.906.014	-3,3%	1.825.552	0,9%	5.254.449	5.130.614	2,4%

(1) Variação entre 3T25 e 2T25; (2) Variação entre 9M25 e 9M24

A receita operacional líquida da Enel Distribuição Ceará permaneceu praticamente estável no 3T25 em relação ao mesmo trimestre no ano passado. Excluindo o efeito da receita de construção, a receita operacional líquida da Companhia, no 3T25, atingiu o montante de R\$ 1,8 bilhão, o que representa uma redução de R\$ 63,5 milhões em relação ao 3T24, cujo montante foi de R\$ 1,9 bilhão. A redução da receita operacional líquida é resultado dos seguintes efeitos:

- Aumento nas deduções da receita no 3T25, na ordem de 19,1% ou R\$ 170,1 milhões versus o 3T24, sendo o principal efeito relacionado ao aumento de 105,0 milhões na rubrica referente a Encargos do consumidor - CCRBT em função da vigência das bandeiras vermelha patamar 1 (julho) e 2 (agosto e setembro) no 3T25 versus a vigência das bandeiras verde (julho), amarela (agosto) e vermelha (setembro) no 3T24;
- Redução de R\$ 114,2 milhões no fornecimento de energia elétrica no mercado cativo explicado pelo efeito da migração de classes para o mercado livre;

Tais efeitos foram compensados parcialmente pelo:

- Aumento de R\$ 89,2 milhões na rubrica de ativos e passivos financeiros setoriais relacionado principalmente ao aumento do custo de energia no período, reflexo da deterioração das condições hidrológicas no período;

Divulgação de Resultados

Comentário do Desempenho



- Aumento de R\$ 72,9 milhões na rubrica de subvenções baixa renda relacionado ao aumento de consumidores cadastrados em tal segmento, em particular a partir de julho com os efeitos da MP 1300/2025;
- Aumento de R\$ 37,4 milhões na receita de uso da rede elétrica (consumidores livres-revenda), explicado pelo aumento de clientes e do consumo nesta classe;
- Aumento de R\$ 22,8 milhões na subvenção de recursos da CDE, em decorrência do incremento das cotas homologadas na última revisão tarifária.

No acumulado dos nove meses do ano, a receita operacional líquida da Enel Distribuição Ceará apresentou um aumento de 6,6% em relação ao 9M24. Excluindo o efeito da receita de construção, a receita operacional líquida da Companhia, no 9M25, atingiu o montante de R\$ 5,3 bilhões, aumento de R\$ 123,8 milhões em relação ao 9M24, cujo montante foi de R\$ 5,1 bilhões. O aumento da receita operacional líquida é resultado dos seguintes efeitos:

- Aumento de R\$ 299,2 milhões na rubrica de ativo e passivo financeiro setorial relacionado principalmente ao aumento do custo de energia no período, reflexo da deterioração das condições hidrológicas no período;
- Aumento de R\$ 105,6 milhões na subvenção de recursos da CDE, em decorrência do incremento das cotas homologadas na última revisão tarifária;
- Aumento de R\$ 96,5 milhões na receita de uso da rede elétrica (consumidores livres-revenda), explicado pelo aumento de clientes e do consumo nesta classe;
- Aumento de R\$ 95,9 milhões na rubrica de subvenções baixa renda relacionado ao aumento de consumidores cadastrados em tal segmento, em particular a partir de julho com os efeitos da MP 1300/2025;
- Aumento na rubrica de marcação a mercado de ativo indenizável no total de R\$ 60,8 milhões em função da maior inflação registrada no período;

Compensado parcialmente pela:

- Redução de R\$ 404,7 milhões na rubrica de Fornecimento de Energia Elétrica – Mercado Cativo em comparação ao 9M24, explicado pelo efeito da migração de classes para o mercado livre, além da menor tarifa em vigor durante o 9M25 versus 9M24 (tarifa média de -2,34% no 9M25 vs. -0,85% no 9M24);
- Aumento nas deduções da receita no 9M25, na ordem de 7,0% ou R\$ 176,3 milhões versus o 9M24, sendo o principal efeito relacionado ao aumento de 169,2 milhões na rubrica referente a Encargos do consumidor - CCRBT em função da vigência das bandeiras vermelha patamar 1 e 2 entre Junho e Setembro de 2025 versus a predominância da bandeira verde na maior parte dos meses ao longo do 9M24.

Custos e Despesas Operacionais

CUSTOS DO SERVIÇO E DESPESAS OPERACIONAIS (R\$ MIL)

	3T25	3T24	Var. %	2T25	Var. % (1)	9M25	9M24	Var. % (2)
Custos e despesas não gerenciáveis								
Energia elétrica comprada para revenda	(899.905)	(930.418)	-3,3%	(789.420)	14,0%	(2.313.405)	(2.127.488)	8,7%
Encargos do uso do sistema de transmissão	(162.925)	(229.589)	-29,0%	(168.125)	-3,1%	(547.603)	(673.516)	-18,7%
Total - Não gerenciáveis	(1.062.830)	(1.160.007)	-8,4%	(957.545)	11,0%	(2.861.008)	(2.801.005)	2,1%
Custos e despesas gerenciáveis								
Pessoal	(60.187)	(55.648)	8,2%	(57.657)	4,4%	(184.451)	(135.537)	36,1%
Material e Serviços de Terceiros	(203.529)	(182.326)	11,6%	(190.569)	6,8%	(591.741)	(563.594)	5,0%
Depreciação e Amortização (D&A)	(185.603)	(155.339)	19,5%	(184.083)	0,8%	(543.540)	(447.362)	21,5%
Prov. para Créditos de Liquidação Duvidosa	(6.067)	(31.398)	-80,7%	(8.429)	-28,0%	(29.956)	(96.785)	-69,0%
Custo de Construção	(507.552)	(448.162)	13,3%	(445.443)	13,9%	(1.303.549)	(1.019.763)	27,8%
Provisão para riscos fiscais, cíveis e trabalhistas	(15.726)	(12.035)	30,7%	(15.247)	3,1%	(47.776)	(58.545)	-18,4%
Perda de recebíveis de clientes	(34.707)	(29.020)	19,6%	(21.253)	63,3%	(91.108)	(74.620)	22,1%
Receita de multas por impuntualidade de clientes	28.217	8.970	>100,0%	17.406	62,1%	63.372	46.207	37,1%
Outras Receitas/Despesas Operacionais	(27.687)	(12.540)	>100,0%	(18.531)	49,4%	(66.596)	(49.472)	34,6%
Total - Gerenciáveis	(1.012.841)	(917.498)	10,4%	(923.806)	9,6%	(2.795.346)	(2.399.471)	16,5%
Total - Gerenciáveis desc. custo de construção e D&A (Opex)	(319.686)	(313.997)	1,8%	(294.280)	8,6%	(948.256)	(932.346)	1,7%
Total - Custos do Serviço e Despesa Operacional	(2.075.671)	(2.077.505)	-0,1%	(1.881.351)	10,3%	(5.656.354)	(5.200.474)	8,8%

(1) Variação entre 3T25 e 2T25; (2) Variação entre 9M25 e 9M24

Os custos e despesas operacionais no 3T25 mantiveram-se estáveis em relação ao 3T24. Excluindo-se o efeito do custo de construção, os custos e despesas operacionais da Companhia no trimestre alcançaram o montante de R\$ 1,6 bilhão, representando uma redução de 3,8% ou R\$ 61,2 milhões em relação ao valor registrado no mesmo período no ano anterior (R\$ 1,6 bilhão).

Os Custos e Despesas Não Gerenciáveis, registraram redução de 8,4% ou R\$ 97,2 milhões durante os períodos analisados, com uma redução na ordem 29,0% nos custos relacionados aos encargos do uso do

Divulgação de Resultados

Comentário do Desempenho



sistema de transmissão devido ao menor acionamento de usinas fora da ordem de mérito e menores pagamentos de encargos no 3T25 versus 3T24.

Os Custos e Despesas Gerenciáveis no 3T25, excluindo o efeito de custo de construção, apresentaram aumento de R\$ 35,9 milhões, sendo a maior variação na rubrica de depreciação e amortização (aumento de R\$ 30,3 milhões) relacionado ao incremento na base de ativos da Companhia, além do efeito relacionado à proximidade do final da concessão, quando os montantes amortizados tendem a aumentar. Desconsiderando também tal efeito, os custos gerenciáveis no período teriam registrado um aumento de 1,8% ou R\$ 5,7 milhões.

Além do efeito mencionado acima, os custos e despesas gerenciáveis no trimestre também foram impactados pelas seguintes variações:

- Aumento de R\$ 21,2 milhões na rubrica de Material e Serviços de Terceiros explicado pelo reajuste no preço dos contratos com as empresas parceiras;
- Aumento de R\$ 15,1 milhões na rubrica de outras receitas/despesas operacionais;
- Aumento de R\$ 4,5 milhões na rubrica de despesa de pessoal em função do projeto *insourcing* que visa o aumento da contratação de colaboradores próprios;

Tais efeitos foram parcialmente compensados pelo:

- Redução de R\$ 19,6 milhões nas linhas de Prov. para Créditos de Liquidação Duvidosa e Perdas de recebíveis, explicada pela efetividade nas ações de cobrança com o Varejo, que compensou o maior volume de *write-off* de cobranças relacionadas ao período da pandemia, que ultrapassaram o período de cinco anos;
- Aumento de R\$ 19,2 milhões na rubrica de Receita de multas por impontualidade de clientes relacionado a maior arrecadação de contas em atraso;

Os custos e despesas operacionais no 9M25 em relação ao 9M24 apresentaram uma alta de 8,8% ou R\$ 455,9 milhões. Excluindo-se o efeito do custo de construção, os custos e despesas operacionais da Companhia no trimestre alcançaram o montante de R\$ 4,4 bilhões, representando um aumento de 4,1% ou R\$ 172,1 milhões em relação ao valor registrado no mesmo período no ano anterior (R\$ 4,2 bilhões).

No acumulado do ano, os Custos e Despesas Não Gerenciáveis totalizaram R\$ 2,9 bilhões, resultado 2,1% ou R\$ 60,0 milhões superior em relação ao mesmo período em 2025 em razão do aumento de R\$ 185,9 milhões na rubrica relacionada a compra de energia elétrica para revenda em razão do aumento no custo de energia no 9M25 versus 9M24, compensada parcialmente por uma redução de R\$ 125,9 milhões nos custos relacionados aos encargos do uso do sistema de transmissão.

Os Custos e Despesas Gerenciáveis no 9M25, excluindo o efeito de custo de construção, apresentaram aumento de R\$ 112,1 milhões, sendo a maior variação na rubrica de depreciação e amortização (aumento de R\$ 96,2 milhões) relacionado ao incremento na base de ativos da Companhia, além do efeito relacionado à proximidade do final da concessão, quando os montantes amortizados tendem a aumentar. Desconsiderando também tal efeito, os custos gerenciáveis no período teriam registrado um aumento de 1,7% ou R\$ 15,9 milhões.

Além do efeito mencionado acima, os custos e despesas gerenciáveis nos nove meses também foram impactados pelas seguintes variações:

- Aumento de R\$ 48,9 milhões na rubrica de despesa de pessoal em função do projeto *insourcing* que visa o aumento da contratação de colaboradores próprios, além do pagamento do bônus anual;
- Aumento de R\$ 28,1 milhões na linha de Materiais e Serviços de Terceiros explicado pelo aumento no número de podas (348 mil podas realizadas até setembro de 2025), ações de manutenção corretiva, além do reajuste no preço dos contratos com as empresas parceiras;
- Aumento de R\$ 17,1 milhões na rubrica de outras receitas/despesas operacionais.

Tais efeitos foram parcialmente compensados pela:

- Redução de R\$ 50,3 milhões nas rubricas de Provisão para Créditos de Liquidação Duvidosa e Perda de recebíveis explicada pela efetividade nas ações de cobrança com o Poder Público (B2G) e Varejo, que compensou o maior volume de *write-off* de cobranças relacionadas ao período da pandemia, que ultrapassaram o período de cinco anos;

Divulgação de Resultados

Comentário de Desempenho



- Aumento de R\$ 17,2 milhões na rubrica de Receita de multas por impontualidade de clientes relacionado a maior arrecadação de contas em atraso;

EBITDA



O EBITDA da Enel Ceará no 3T25 atingiu o montante de R\$ 460,0 milhões, o que representa um aumento de R\$ 28,0 milhões em relação ao 3T24, devido a: (i) melhora da margem, atribuído principalmente ao aumento da ativo financeiro, subvenções de recursos baixa renda e CDE e o aumento da TUSD para o mercado livre compensado parcialmente pelo aumento dos custos operacionais (opex), relacionadas em grande parte ao aumento na rubrica de Material e Serviços de Terceiros, outras despesas/receitas operacionais e Pessoal.

No acumulado do ano, a Companhia atingiu o montante de R\$ 1,4 bilhões, o que representa um aumento de R\$ 47,9 milhões em relação ao mesmo período em 2024. O aumento do EBITDA é explicado principalmente pelos mesmos efeitos observados no trimestre.

Resultado Financeiro

RESULTADO FINANCEIRO (R\$ MIL)

	3T25	3T24	Var. %	2T25	Var. % (1)	9M25	9M24	Var. % (2)
Receitas Financeiras								
Renda de aplicação financeira	5.383	6.697	-19,6%	10.477	-48,6%	19.927	14.002	42,3%
Juros e atualização monetária sobre impontualidade de clientes	14.539	14.231	2,2%	14.436	0,7%	42.668	43.564	-2,1%
Variação monetária de ativos e passivos setoriais	3.249	2.785	16,7%	43.482	-92,5%	61.678	41.388	49,0%
Instrumento financeiro derivativo - hedge/swap	(16.450)	(1.636)	>100,0%	(17.791)	-7,5%	18.483	2.559	>100,0%
Dívida - Marcação a mercado	12.164	(4.144)	<-100,0%	(2.050)	<-100,0%	13.248	53.174	-75,1%
Outras receitas financeiras	5.457	1.812	>100,0%	338	>100,0%	55.325	7.489	>100,0%
(-) Crédito de PIS/COFINS sobre receita financeira	(1.400)	(1.387)	0,9%	(3.315)	-57,8%	(8.650)	(5.667)	52,6%
Total - Receitas Financeiras	22.942	18.358	25,0%	45.577	-49,7%	202.678	156.509	29,5%
Despesas financeiras								
Variações monetárias debêntures	(2.581)	(3.345)	-22,8%	(7.730)	-66,6%	(31.141)	(41.732)	-25,4%
Encargos de dívida, debentures e custos de transação	(190.711)	(127.691)	49,4%	(162.167)	17,6%	(488.266)	(407.809)	19,7%
Marcação a mercado de Dívida	18.153	-	-	6.682	>100,0%	(21.733)	-	-
Encargos fundo de pensão	(3.308)	(2.615)	26,5%	(3.303)	0,2%	(9.919)	(7.844)	26,5%
Variação monetária de ativos e passivos setoriais	(32.283)	(9.729)	>100,0%	(67.955)	-52,5%	(119.244)	(45.638)	>100,0%
Atualização de provisão para riscos tributários, cíveis e trabalhistas	(50.263)	(3.612)	>100,0%	(18.006)	>100,0%	(83.102)	(24.925)	>100,0%
Instrumento financeiro derivativo - hedge/swap	(40.548)	(11.559)	>100,0%	(12.427)	>100,0%	(80.974)	(96.225)	-15,8%
Atualizações de impostos, P&D/PEE	(2.819)	5.933	<-100,0%	(3.228)	-12,7%	(11.500)	(89)	>100,0%
Outras despesas financeiras	(24.538)	(28.875)	-15,0%	(37.294)	-34,2%	(106.996)	(89.705)	19,3%
Total - Despesas Financeiras	(328.898)	(181.493)	81,2%	(305.428)	7,7%	(952.875)	(713.968)	33,5%
Variações Cambiais	1.233	(136)	<-100,0%	(3.228)	<-100,0%	(3.419)	(505)	>100,0%
Variações cambiais - Empréstimos	10.762	14.136	-23,9%	5.885	82,9%	50.793	(108.838)	<-100,0%
Variações cambiais - Instrumentos Financeiros de Hedge	(10.762)	(14.136)	-23,9%	(5.892)	82,7%	(50.801)	108.815	<-100,0%
Outras Variações Cambiais	1.233	(136)	<-100,0%	(3.221)	<-100,0%	(3.411)	(482)	>100,0%
Total - Receitas e Despesas Financeiras	(304.723)	(163.271)	86,6%	(263.079)	15,8%	(753.616)	(557.964)	35,1%

(1) Variação entre 3T25 e 2T25; (2) Variação entre 9M25 e 9M24

O Resultado Financeiro Líquido da Companhia encerrou o 3T25 com uma despesa líquida de R\$ 304,7 milhões, representando um aumento de R\$ 141,5 milhões em relação ao mesmo trimestre do ano anterior. Essa variação é explicada, principalmente, pelo:

Divulgação de Resultados

Comentário do Desempenho



- Aumento líquido de despesa no montante de R\$ 71,6 milhões nas rubricas de dívida (Dívida Marcação a mercado, Instrumento financeiro derivativo – hedge/swap, encargos de dívidas, debentures e custo de transação, variações monetárias debentures, variações cambiais – empréstimos e instrumentos financeiros de hedge) devido ao aumento do CDI no 3T25 comparado ao 3T24 (3,66% 3T25 vs. 2,62% 3T24) em conjunto com um aumento no volume de dívida contratada entre os períodos analisados;
- Aumento de R\$ 46,7 milhões na rubrica de atualização de provisão para riscos tributários, cíveis e trabalhistas relacionado aos processos cíveis;
- Aumento líquido de despesa no valor de R\$ 22,1 milhões nas rubricas de variação monetária de ativos e passivos financeiros setoriais.

No acumulado do ano, o resultado financeiro apresentou uma despesa líquida de R\$ 753,6 milhões, montante R\$ 195,7 milhões superior ao valor registrado no 9M24. Esta variação é em decorrência, principalmente, de:

- Aumento líquido de despesa no montante de R\$ 100,3 milhões nas rubricas de dívida (Dívida Marcação a mercado, Instrumento financeiro derivativo – hedge/swap, encargos de dívidas, debentures e custo de transação, variações monetárias debentures, variações cambiais – empréstimos e instrumentos financeiros de hedge) devido ao aumento do CDI (10,36% 9M25 vs. 7,99% 9M24) em conjunto com um aumento no volume de dívida contratada entre os períodos analisados;
- Aumento de R\$ 58,2 milhões na rubrica de atualização de provisão para riscos tributários, cíveis e trabalhistas relacionado ao aumento de processos cíveis no período;
- Aumento líquido de despesa no valor de R\$ 53,3 milhões nas rubricas de variação monetária de ativos financeiros setoriais.

Estes efeitos foram parcialmente compensados pelo:

- Aumento na rubrica de outras receitas financeiras no valor de R\$ 47,8 milhões em função, principalmente, do aumento na atualização de créditos tributários.

Resultado Líquido



O resultado líquido da Enel Ceará registrou prejuízo líquido de R\$ 25,6 milhões no 3T25, representando uma piora de R\$ 93,8 milhões em relação ao 3T24, explicado em grande parte pelo aumento da despesa financeira conforme explicado anteriormente, compensado parcialmente pelo aumento do EBITDA no período.

Nos nove meses de 2025, a Enel Ceará registrou lucro líquido de R\$ 91,9 milhões, representando uma redução de R\$ 170,7 milhões em relação ao 9M24, também explicado principalmente pelo aumento da despesa financeira.

Divulgação de Resultados
Trimestres Encerrados em 30/09/2025 e 9M25
Comentário de Desempenho



Endividamento

INDICADORES DE ENDIVIDAMENTO

	3T25	3T24	Var. %	2T25	Var. % (1)	9M25	9M24	Var. % (2)
Dívida bruta (R\$ mil)	5.795.575	5.331.940	8,7%	5.526.987	4,9%	5.795.575	5.331.940	8,7%
Dívida com Terceiros	3.326.018	3.310.238	0,5%	3.150.110	5,6%	3.326.018	3.310.238	0,5%
Dívida Intercompany	2.469.557	2.021.702	22,2%	2.376.877	3,9%	2.469.557	2.021.702	22,2%
(-) Caixa, Equivalentes e Aplicações Financ. (R\$ mil)	108.292	162.165	-33,2%	185.044	-41,5%	108.292	162.165	-33,2%
Dívida líquida (R\$ mil)	5.687.283	5.169.775	10,0%	5.341.943	6,5%	5.687.283	5.169.775	10,0%
Dívida Bruta / EBITDA (3)*	2,76	2,56	7,9%	2,65	4,4%	2,76	2,56	7,9%
Dívida Líquida / EBITDA (3)*	2,71	2,48	9,2%	2,56	6,0%	2,71	2,48	9,2%
Dívida bruta / (Dívida bruta + PL)	0,53	0,51	2,5%	0,51	2,6%	0,53	0,51	2,5%
Dívida líquida / (Dívida líquida + PL)	0,52	0,51	3,1%	0,50	3,4%	0,52	0,51	3,1%

(1) Variação entre 3T25 e 2T25; (2) Variação entre 9M25 e 9M24
(3) EBITDA: EBIT + Depreciações e Amortizações + Provisão para crédito de liquidação duvidosa + Provisão para riscos tributários, cíveis e trabalhistas + Provisão para redução ao valor recuperável (acumulado nos últimos 12 meses)

A dívida bruta da Companhia encerrou 3T25 em R\$ 5.796 milhões, um aumento de R\$ 464 milhões em relação ao mesmo período do ano anterior. A variação da dívida bruta deve-se, basicamente, às novas captações de dívidas para refinanciamento, investimentos e capital de giro no montante de R\$ 2.805 milhões, em conjunto com apropriação de juros e correção monetária no montante de R\$ 739 milhões, parcialmente compensados por amortizações e pagamento de encargos ocorridos entre os períodos comparados, que alcançaram respectivamente R\$ 2.690 milhões e R\$ 380 milhões. Adicionalmente, a Companhia reconheceu no período ajuste positivo relacionado aos SWAPs de dívidas vigentes no valor de R\$ 10 milhões.

A Companhia encerrou 3T25 com o custo médio da dívida de 15,13% a.a.

Colchão de Liquidez

Para se precaver de qualquer necessidade emergencial de caixa, a Companhia mantém limites abertos de conta garantida para utilização em operações de curto prazo, cujo montante em 30 de setembro de 2025 é de R\$ 100 milhões. Adicionalmente, a Companhia tem acesso direto a linha de crédito compartilhada, contratada pela Enel Brasil com banco de primeira linha, no valor máximo de R\$ 400 milhões para a distribuidora. A Companhia possui ainda autorização da Aneel para a realização de mútuo com partes relacionadas, no valor de até R\$ 4.500.000, conforme Despachos de Nº 1.951/24 e Nº 1.517/25.

Do total de dívida no passivo circulante, parte significativa refere-se a créditos com a controladora Enel Brasil, no montante de R\$ 792 milhões, que possuem exigibilidade flexível e com vencimentos podendo ser renegociados caso seja necessário, de acordo com as anuências da Aneel.

A Companhia conta também com o apoio financeiro da Holding do grupo (Enel Spa) que, por meio da Enel Finance International (EFI), disponibiliza recursos para financiar investimentos e capital de giro, de acordo com as anuências da Aneel.

Classificação de Riscos (Rating)

Em 22 de agosto de 2025, a agência classificadora de risco de crédito corporativo Fitch Ratings reafirmou o rating de crédito corporativo da Companhia de longo prazo na Escala Nacional Brasil em 'AAA (bra)', com perspectiva estável.

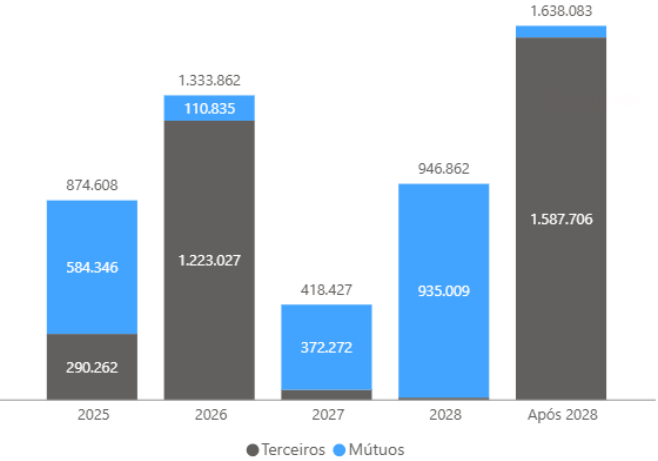


Divulgação de Resultados

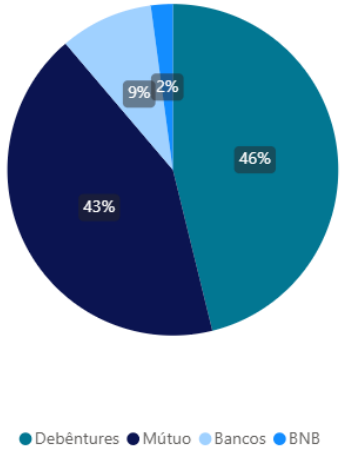
Comentário do Desempenho



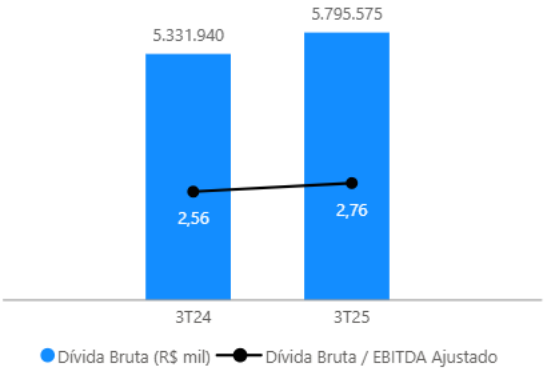
Curva de Amortização de saldo de dívida com SWAP (R\$ Mil)
Posição Final em Set/25



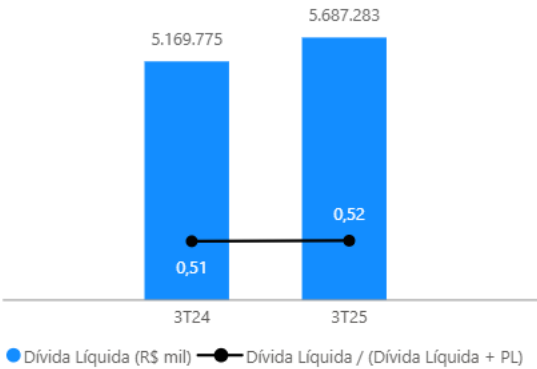
Abertura da Dívida Bruta - Credor
Posição Final em Set/25



Dívida Bruta (R\$ Mil) e Dívida Bruta / EBITDA (Veze)
Evolução 3T24 – 3T25



Dívida Líquida (R\$ Mil) e Alavancagem (Veze)
Evolução 3T24 – 3T25



Divulgação de Resultados
Trimestres Encerrados em 30/09/2025 e 9M25
Comentário do Desempenho



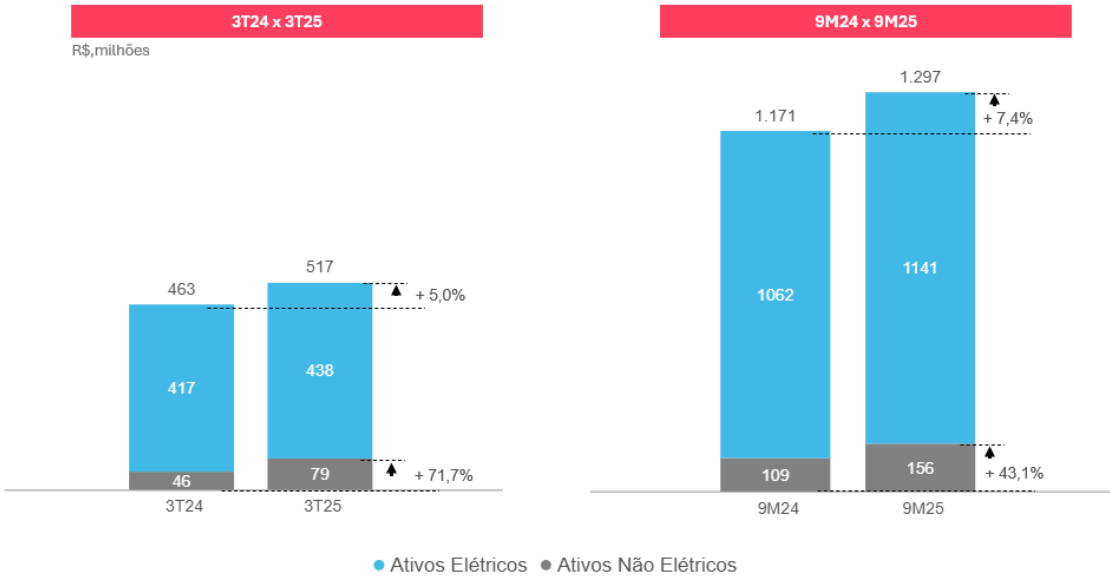
Investimentos³

INVESTIMENTOS (R\$ MIL)*

	3T25	3T24	Var. %	2T25	Var. % (1)	9M25	9M24	Var. % (2)
Manutenção	178.481	148.474	20,2%	144.768	23,3%	440.083	329.694	33,5%
Crescimento	68.994	64.130	7,6%	52.048	32,6%	187.277	143.382	30,6%
Novas Conexões	251.093	247.067	1,6%	202.813	23,8%	632.534	686.015	-7,8%
Financiado pela Companhia	498.568	459.670	8,5%	399.629	24,8%	1.259.895	1.159.090	8,7%
Financiado pelo Cliente	18.347	3.250	>100,0%	4.754	>100,0%	36.937	11.980	>100,0%
Total	516.915	462.920	11,7%	404.383	27,8%	1.296.832	1.171.070	10,7%

(1) Variação entre 3T25 e 2T25; (2) Variação entre 9M25 e 9M24

Ativos Elétricos e Não Elétricos



Durante o 1T25, o Grupo implementou mudanças relacionadas à mudança de taxonomia de algumas rubricas de investimentos. Desta forma, os números de 2024 foram reclassificados para fins de comparação. Cabe destacar, que o montante total permanece o mesmo alterando apenas os valores entre classes.

A Companhia investiu R\$ 516,9 milhões no 3T25, representando um crescimento de 11,7% em relação ao montante investido no mesmo período do ano passado. Do volume investido no 3T25, este foi alocado, principalmente em atividades de novas conexões, totalizando R\$ 269,4 milhões (R\$ 251,1 milhões de recursos próprios e R\$ 18,3 milhões financiados pelos clientes).

Para manutenção foram investidos R\$ 178,4 milhões, sendo R\$ 87,7 milhões para as atividades relacionadas a manutenção corretiva. Na parte de crescimento foram investidos R\$ 68,9 milhões, com destaque para atividades voltadas para a qualidade (R\$ 18,5 milhões) e ao programa de redução de perdas (R\$ 12,2 milhões).

No acumulado do ano o montante total investido atingiu R\$ 1,3 bilhões, o que representa um aumento de 10,7% ou R\$ 125,8 milhões frente o mesmo período de 2024.

Aspectos Ambientais, Sociais e de Governança (ASG) na Enel

A Enel Brasil se consolida como uma empresa que busca o desenvolvimento sustentável, direcionando suas ações e investimentos sociais de acordo com fundamentos e valores como **confiança, inovação, proatividade, flexibilidade e respeito**.

³ Dados prévios referente ao 3T25

Divulgação de Resultados

Comentário do Desempenho



Os pilares ESG (*Environment, Social and Governance*) fazem parte da nossa estratégia de sustentabilidade, assim como a Agenda 2030 da ONU, ambos direcionadores cruciais no setor elétrico. Além disso, consideramos em nossa estratégia os grandes desafios da atualidade, como a transição energética acessível e justa, baseada nas fontes renováveis de geração. Dessa maneira buscamos contribuir para o alcance dos 17 Objetivos de Desenvolvimento Sustentável das Nações Unidas. Desse total, quatro orientam a nossa criação de valor: Energia Limpa e Acessível (ODS 7), Indústria, Inovação e Infraestrutura (ODS 9), Cidades e Comunidades Sustentáveis (ODS 11), Combate às Mudanças Climáticas (ODS 13).

A nossa estratégia de sustentabilidade considera os resultados de escutas de diversas partes interessadas, além dos direcionares de negócio. A partir disso, os objetivos são desdobrados em metas e iniciativas de curto, médio e longo prazo, que farão parte do Plano de Sustentabilidade, revisto anualmente e reportado periodicamente ao Conselho de Administração, de forma a garantir a transparência e o monitoramento da nossa jornada rumo ao progresso sustentável.

O atual Plano de Sustentabilidade da Enel, abrange o ciclo 2025-2027 e estabelece objetivos ASG específicos em 5 grandes temas: Ambição Zero Emissões, Grupos de Interesse, Natureza, Direitos Humanos e Aceleradores de Crescimento.

Especificamente para as metas ambientais, destacam-se o programa de verificações ambientais em contratadas – *Assessment Ambiental*, que atesta o cumprimento legal e ambiental das empresas parceiras a ENEL e o programa *ECoS- Extra-checking* on site que verifica a performance ambiental dos processos ENEL. Importante destacar que estes programas compõem do Sistema de Gestão ambiental certificado, ISO 14001.

Com o objetivo de gerar valor compartilhado para a sociedade e comunidades locais, em especial nas regiões de maior vulnerabilidade social onde a Enel está inserida, a companhia mantém o programa Enel Compartilha, que inclui projetos socioambientais voltados aos temas da eficiência energética, economia circular, educação para o consumo consciente e seguro de energia, cidadania, além de geração de renda e empregabilidade, ambos alinhados aos compromissos de sustentabilidade e à estratégia de negócio do Grupo Enel no Brasil.

Dessa forma, ao final do terceiro trimestre de 2025, a Enel Distribuição Ceará acumulou o investimento de R\$ 17,2 milhões e beneficiou 162.886 pessoas, por meio de 178 iniciativas. Como destaque do período, relacionamos algumas ações realizadas pelo programa social Enel Compartilha:

Inauguração do ponto de eletrônicos do Ecoenel - ODS 07

Em 2025, o programa Ecoenel arrecadou, em 14 municípios, 2.245 toneladas de recicláveis, beneficiando 1.080 clientes com bônus de mais de R\$ 986 mil na conta de energia. Como destaque, em agosto, o programa inaugurou um novo ecoponto, em Fortaleza, voltado para o descarte de resíduos eletrônicos.

Caravanas de Sustentabilidade pelo interior do Ceará – ODS 04 e 07

Em setembro, a Enel realizou um mutirão de serviços operacionais nos municípios de Juazeiro do Norte e Crato. Os municípios também contaram com atividades de Sustentabilidade, como troca de geladeiras, a presença da Nave Educacional e a loja móvel de atendimento. Os projetos também percorreram os municípios de Tejuçuoca, Quixeramobim, Barbalha, Brejo Santo, Aracati e Canindé. Ao todo, as ações beneficiaram 5.987 pessoas, incluindo a troca de 400 geladeiras e 468 lâmpadas por modelos mais eficientes.

Energia que Conecta - Doação de notebooks – ODS 04

Em setembro, a Enel Distribuição Ceará, em parceria com o IAPS (Instituto de Assistência e Proteção Social), realizou a entrega de 91 notebooks recondicionados para 11 instituições sociais de diferentes regiões do estado. A iniciativa promove a inclusão digital, a capacitação comunitária e o empreendedorismo, beneficiando associações comunitárias. Além de levar oportunidades, a ação reforça o compromisso da Enel com a economia circular e o reaproveitamento de equipamentos.

Incubadora de Negócios - Edição Caucaia – ODS 08

A quarta edição da Incubadora de Negócios Enel foi realizada no município de Caucaia, beneficiando mulheres assistidas pelo Centro de Formação Profissional Yolanda e Edson Queiroz. A Incubadora, em parceria com o Sebrae, tem o objetivo de contribuir com a geração de renda e incentivar o empreendedorismo feminino por meio de capacitações e consultorias, além de um aporte de capital semente para os três melhores modelos de negócio.

Divulgação de Resultados**Comentário do Desempenho****Enel Compartilha Liderança em Rede - Abertura Frente Baturité – ODS 17**

O projeto Enel Compartilha Liderança em Rede busca estabelecer uma relação de maior proximidade entre a Enel e as comunidades da área de concessão da empresa. O projeto conta com 12 frentes comportando cerca de 42 municípios e mais de 300 líderes comunitários ativos. Como destaque, no terceiro semestre do ano foi realizado o Fórum de Abertura da Frente Baturité, que acrescentará sete municípios e 19 novos líderes à rede de lideranças comunitárias.

Olimpíada Nacional de Eficiência Energética – ODS 7

A Olimpíada Nacional de Eficiência Energética (ONEE), promovida pela ANEEL e coordenada pela ABRADÉE, busca conscientizar estudantes e educadores sobre o uso eficiente da energia. Para incentivar a participação em sua área de concessão, a Enel Ceará realizou 12 Blitz de Eficiência Energética em escolas públicas e privadas. O período de inscrições, encerrado em 5 de outubro, registrou a participação de 32.524 alunos e 1.115 educadores de 663 escolas, em 163 municípios no Ceará, o melhor resultado entre todas as empresas do país. A próxima fase ocorrerá em formato *online*, com desafios e premiações que incluem medalhas, *notebooks*, viagem à Brasília e vales-presente.

Indicadores ASG - Enel Ceará**Indicadores**

	3T25	3T24
Colaboradores próprios (unit)	2.421	1.934
Colaboradores terceirizados (unit)	9.693	9.326
% de mulheres na Empresa	13,6%	15,4%
% de mulheres em cargos de liderança (1)	19,1%	21,3%
Taxa de Rotatividade (2)	10,3%	8,1%
Número de membros no conselho (unit)	8	9
Número de membros independentes no conselho (unit)	2	2
% de mulheres no conselho	12,5%	22,2%
Beneficiados pelos projetos sociais (3)	162.886	163.548
Resíduos perigosos enviados para recuperação	99%	99%
Resíduos não perigosos enviados para recuperação	95%	84%
Avaliação de fornecedores ambientais (4)	6	5
Realização de ECoS Ambiental (5)	-	1

(1) Líderes: Considera os Heads e Diretores; (2) Considera os desligamentos voluntários e involuntários

(3) O número do 3T24 foi adaptado a fim de refletir uma mudança nos critérios de contabilização de alguns projetos realizada no final de 2024; (4) Meta 2025: 8; (5) Meta 2025: 1

ASPECTOS REGULATÓRIOS**Reajuste Tarifário Anual 2025**

A Agência Nacional de Energia Elétrica ("ANEEL"), em reunião pública da sua Diretoria, que ocorreu em 15 de abril, deliberou sobre o reajuste tarifário anual de 2025 a ser aplicado a partir de 22 de abril de 2025, Resolução Homologatória nº 3.445/2025.

Em abril de 2025, a ANEEL aprovou o Reajuste Tarifário Anual da Companhia com um índice de reajuste de +0,06% composto por (i) reajuste econômico de +3,84%, sendo +1,31% de Parcela A, +2,53% de Parcela B e (ii) componente financeiro de -3,78%. Considerando a retirada do componente financeiro do último processo tarifário de -2,16%, o efeito médio a ser percebido pelos consumidores é de -2,10%.

O índice é composto pelos seguintes itens:

Divulgação de Resultados

Comentário do Desempenho

Reajuste Tarifário	
Encargos Setoriais	0,99%
Energia Comprada	1,33%
Encargos de Transmissão	-1,01%
Parcela A	1,31%
Parcela B	2,53%
Reajuste Econômico	3,84%
CVA Total	-2,61%
Outros Itens Financeiros da Parcela A	-1,16%
Reajuste Financeiro	-3,78%
Índice de reajuste Total	0,06%
Componentes Financeiros do Processo Anterior	-2,16%
Efeito Para o Consumidor	-2,10%

Parcela A

Para o próximo ano regulatório, a Parcela A foi reajustada em +2,2%, representando +1,31% no reajuste econômico com os seguintes componentes:

- Encargos Setoriais: R\$ 1.228 milhões. Um acréscimo de +6,5%, representando +0,99% no reajuste econômico;
- Energia Comprada: R\$ 2.911 milhões. Um acréscimo de +3,6%, contemplando o custo de compra de energia que representa +1,33% no reajuste econômico decorrente principalmente dos contratos de leilão de energia nova; e
- Encargos de Transmissão: R\$ 520 milhões. Os custos de transmissão tiveram redução de -12,8%, correspondendo a um efeito de -1,01% no reajuste econômico.

Parcela B

Para o próximo ano regulatório, a Parcela B foi reajustada em +6,4%, representando uma participação de +2,53% no reajuste econômico, resultado da combinação dos seguintes componentes:

- IGP-M de +8,58% no período de 12 meses findos em março de 2025; e
- Fator X de +2,157%, composto por:
 - Componente X-Pd (ganhos de produtividade da atividade de distribuição) de +0,739%, para aplicação nos reajustes tarifários deste ciclo da Enel CE;
 - Componente X-Q (qualidade do serviço) de -0,021%; e
 - Componente X-T (trajetória de custos operacionais) de +1,439%.

Componentes Financeiros

Os componentes financeiros aplicados a este reajuste tarifário totalizam um montante negativo de R\$ 298 milhões, dentre os quais destacam-se: R\$ 125 milhões negativos, referente aos itens de Compensação de Variação de Valores de Itens da Parcela A ("CVA"), CVA da quitação da COVID de R\$ 81 milhões negativo, quitação da Escassez Hídrica de R\$ 74 milhões negativos, crédito de PIS/COFINS negativo de R\$ 392 milhões

Divulgação de Resultados
Comentário do Desempenho



e reversão de risco hidrológico negativo de R\$ 175 milhões; sendo estes valores parcialmente compensados pela previsão do risco hidrológico positivo em R\$ 173 milhões e diferimento tarifário de R\$ 533 milhões positivo.

O reajuste tarifário médio de -2,10% a ser percebido pelos consumidores apresenta variações para diversos níveis de tensão, conforme detalhado a seguir:

Níveis de Tensão	Efeito Médio
Alta Tensão	-2,84%
Baixa Tensão	-1,89%
Efeito Médio	-2,10%

Bandeira Tarifária

A partir janeiro de 2015, as contas de energia incorporaram os efeitos do Sistema de Bandeiras Tarifárias. O sistema possui três bandeiras: verde, amarela e vermelha, que indicam se a energia custará mais ou menos, em função das condições de geração de eletricidade. As bandeiras tarifárias tiveram os seguintes acréscimos:

- Bandeira verde: condições favoráveis de geração de energia. A tarifa não sofre nenhum acréscimo;
- Bandeira amarela: condições de geração menos favoráveis. A partir de 01/04/24 - A tarifa sofre acréscimo de R\$ 1,885 para cada 100 quilowatt-hora (kWh) consumidos.
- Bandeira vermelha: condições mais custosas de geração. A partir de 01/04/24 - As tarifas dos dois patamares ficaram assim: R\$ 4,463 (patamar 1) e R\$ 7,877 (patamar 2) para cada 100 quilowatt-hora (kWh) consumidos.

Desde dezembro de 2024 até abril de 2025 as condições hidrológicas brasileiras estavam favoráveis, consequentemente sem necessidade de acionamento das bandeiras tarifárias, estando o patamar em verde. Em maio de 2025 o acionamento da bandeira foi amarela devido a redução das chuvas em razão da transição do período chuvoso para o período seco do ano, tornando as previsões de chuvas e vazões nas regiões dos reservatórios, para os próximos meses, abaixo da média. Já em junho de 2025 o acionamento da bandeira tarifária foi vermelha patamar 1, pois o cenário de afluições estava abaixo da média em todo o Brasil, reduzindo a projeção de geração hidráulica e aumentando a geração térmica.

Este mesmo cenário permaneceu em julho de 2025, o que acarretou na manutenção do acionamento da bandeira tarifária em vermelha patamar 1. Porém em agosto e em setembro de 2025 o cenário de escassez se agravou, sendo necessário o acionamento do patamar 2 da bandeira vermelha.

As bandeiras tarifárias que vigoraram nos anos de 2024 e 2025, reflexo das condições hidrológicas, estão demonstradas a seguir:

2024	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez
Bandeira Tarifária												
PLD gatilho - R\$/MWh	61,07	61,07	61,07	61,07	61,07	61,07	110,77	75,80	254,18	599,72	286,80	61,07

PLD Gatilho: Referência de PLD médio mensal para o partamar da Bandeira Tarifária, definido pela CCEE

Divulgação de Resultados
Trimestres Encerrados em 30/09/2025 e 9M25
Comentário do Desempenho



	2025	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez
Bandeira Tarifária													
PLD gatilho - R\$/MWh		58,60	58,60	264,69	208,03	241,89	310,35	228,45	310,30	315,54			

PLD Gatilho: Referência de PLD médio mensal para o partamar da Bandeira Tarifária, definido pela CCEE

Preço-Teto do Preço de Liquidação das Diferenças (PLD)

Em 17 de dezembro de 2024, o Despacho n.º 3.625 da Aneel definiu os valores limites do PLD de 2025. O PLD máximo foi fixado em R\$ 1.542,23/MWh e o valor mínimo em R\$ 58,60/MWh. Esses limites passaram a vigorar em 1º de janeiro de 2025.

ANEXO 1

DRE (R\$ MIL)

	3T25	3T24	Var. %	9M25	9M24	Var. %
Receita Operacional Bruta	3.409.691	3.243.694	5,1%	9.258.575	8.674.648	6,7%
Fornecimento de Energia - Mercado Cativo	2.239.360	2.257.396	-0,8%	6.640.960	6.821.787	-2,7%
CVA	325.941	236.767	37,7%	302.613	3.401	>100,0%
Receita de uso da rede elétrica - consumidores livres	186.700	149.342	25,0%	536.461	439.912	21,9%
Receita de Construção	507.552	448.162	13,3%	1.303.549	1.019.763	27,8%
Outras Receitas	150.138	152.027	-1,2%	474.992	389.785	21,9%
Deduções da Receita Operacional	(1.059.638)	(889.518)	19,1%	(2.700.576)	(2.524.272)	7,0%
Receita Operacional Líquida	2.350.053	2.354.176	-0,2%	6.557.999	6.150.376	6,6%
Custo do Serviço de Energia Elétrica	(1.062.830)	(1.160.007)	-8,4%	(2.861.008)	(2.801.004)	2,1%
Energia elétrica comprada para revenda e despesas da CCEE	(899.905)	(930.418)	-3,3%	(2.313.405)	(2.127.488)	8,7%
Encargos de conexão e uso da rede	(162.925)	(229.589)	-29,0%	(547.603)	(673.516)	-18,7%
Custo/Despesa Operacional	(1.012.841)	(917.498)	10,4%	(2.795.345)	(2.399.471)	16,5%
Pessoal	(60.187)	(55.648)	8,2%	(184.451)	(135.537)	36,1%
Material e Serviços de terceiros	(203.529)	(182.326)	11,6%	(591.741)	(563.594)	5,0%
Depreciação e amortização	(185.603)	(155.339)	19,5%	(543.540)	(447.362)	21,5%
Provisões	(21.793)	(43.433)	-49,8%	(77.732)	(155.330)	-50,0%
Custo de construção	(507.552)	(448.162)	13,3%	(1.303.549)	(1.019.763)	27,8%
Outros	(6.490)	(20.050)	-67,6%	(27.736)	(28.413)	-2,4%
Outras receitas/despesas operacionais	(27.687)	(12.540)	>100,0%	(66.596)	(49.472)	34,6%
EBITDA	459.985	432.010	6,5%	1.445.186	1.397.262	3,4%
EBIT	274.382	276.671	-0,8%	901.646	949.900	-5,1%
Resultado Financeiro	(304.723)	(163.271)	86,6%	(753.616)	(557.964)	35,1%
Receita Financeira	22.942	18.358	25,0%	202.678	156.509	29,5%
Despesa Financeira	(328.898)	(181.493)	81,2%	(952.875)	(713.968)	33,5%
Variações Cambiais	1.233	(136)	<-100,0%	(3.419)	(505)	>100,0%
Resultado antes dos impostos	(30.341)	113.400	<-100,0%	148.030	391.936	-62,2%
IR/CS	4.735	(45.243)	<-100,0%	(56.161)	(129.361)	-56,6%
Lucro/Prejuízo Líquido	(25.606)	68.157	<-100,0%	91.869	262.575	-65,0%

Notas Explicativas



Enel Distribuição Ceará

BALANÇOS PATRIMONIAIS

Em 30 de setembro de 2025 e 31 de dezembro de 2024

(Valores expressos em milhares de reais)

	Nota	30.09.2025	31.12.2024
<u>Ativo circulante</u>			
Caixa e equivalentes de caixa	5	107.772	214.124
Títulos e valores mobiliários	6	520	475
Contas a receber de clientes	7	1.929.260	2.003.626
Créditos a receber - subvenção e outros	8	540.523	245.151
Imposto de renda e contribuição social compensáveis	10	343.275	156.818
Outros tributos compensáveis	10	151.582	251.511
Serviços em curso		67.761	61.549
Instrumentos financeiros derivativos	30.1	4.616	86.005
Outros créditos		157.545	62.419
Total do ativo circulante		3.302.854	3.081.678
<u>Ativo não circulante</u>			
Contas a receber de clientes	7	55.807	45.102
Outros tributos compensáveis	10	122.328	108.870
Cauções e depósitos	12	24.024	21.813
Depósitos vinculados	22.1	61.109	59.806
Benefício fiscal	11	6.643	9.130
Instrumentos financeiros derivativos	30.1	49.890	63.578
Ativo contratual da concessão	13.1	1.581.551	1.514.389
Ativo financeiro indenizável (concessão)	13.2	8.384.949	7.228.279
Imobilizado	14	278.693	179.864
Intangível	13.3	1.903.749	2.094.432
Total do ativo não circulante		12.468.743	11.325.263
Total do ativo		15.771.597	14.406.941

As notas explicativas são parte integrante das informações financeiras intermediárias.



Enel Distribuição Ceará

Notas Explicativas

BALANÇOS PATRIMONIAIS

Em 30 de setembro de 2025 e 31 de dezembro de 2024
(Valores expressos em milhares de reais)

	Nota	30.09.2025	31.12.2024
<u>Passivo circulante</u>			
Fornecedores	15	1.561.395	1.267.060
Empréstimos e financiamentos	16	1.360.135	2.570.938
Debêntures	17	1.040.720	251.275
Obrigações por arrendamentos		42.741	17.995
Outras obrigações fiscais	18	206.473	179.246
Dividendos a pagar		178.123	178.123
Salários, provisões e encargos sociais		64.283	65.667
Consumidores - desconto CDE	8.1	304.688	-
Geração distribuída	26.1.1	168.972	109.749
Encargos setoriais	19	102.148	45.461
PIS/COFINS a serem restituídos a consumidores	20	212.645	245.326
Passivo financeiro setorial	9	469.171	202.641
Obrigações de compartilhamento de infraestrutura	29	153.204	227.445
Instrumentos financeiros derivativos	30.1	36.796	10.409
Outras obrigações		287.002	302.383
Total do passivo circulante		6.188.496	5.673.718
<u>Passivo não circulante</u>			
Empréstimos e financiamentos	16	1.758.942	1.042.901
Debêntures	17	1.653.488	1.582.378
Obrigações por arrendamentos		109.173	58.930
Outras obrigações fiscais	18	317	1.324
Encargos setoriais	19	77.989	86.196
PIS/COFINS a serem restituídos a consumidores	20	-	117.494
Passivo financeiro setorial	9	44.049	220.404
Obrigações com benefícios pós-emprego	21	132.670	109.767
Tributos diferidos	28	214.812	83.708
Provisões para processos judiciais e outros riscos	22	379.193	290.237
Outras obrigações		474	262
Total do passivo não circulante		4.371.107	3.593.601
<u>Patrimônio líquido</u>	23		
Capital social		2.133.480	1.388.347
Adiantamento para futuro aumento de capital		-	580.580
Reserva de capital		358.671	358.671
Reserva de lucros		2.648.248	2.812.801
Outros resultados abrangentes		(20.275)	(777)
Lucros acumulados		91.870	-
Total do patrimônio líquido		5.211.994	5.139.622
Total do passivo		15.771.597	14.406.941

As notas explicativas são parte integrante das informações financeiras intermediárias.

Notas Explicativas

Enel Distribuição Ceará

DEMONSTRAÇÕES DO RESULTADO

Períodos de três e nove meses findos em 30 de setembro de 2025 e 2024
(valores expressos em milhares de reais)

	Nota	01.07.2025 a 30.09.2025	01.01.2025 a 30.09.2025	01.07.2024 a 30.09.2024	01.01.2024 a 30.09.2024
Receita Líquida	25	2.350.053	6.557.998	2.354.176	6.150.377
Custo	26	(2.005.434)	(5.415.735)	(1.975.920)	(4.925.084)
Lucro bruto		344.619	1.142.263	378.256	1.225.293
Receitas (despesas) operacionais	26				
Despesas gerais e administrativas		(58.540)	(183.747)	(48.077)	(151.288)
Perda por redução ao valor recuperável de contas a receber		(40.774)	(121.064)	(60.418)	(171.405)
Outras receitas operacionais		29.077	64.193	6.910	47.302
Total despesas operacionais		(70.237)	(240.618)	(101.585)	(275.391)
Lucro antes do resultado financeiro e impostos sobre o lucro		274.382	901.645	276.671	949.902
Resultado financeiro	27				
Receitas financeiras		22.942	202.679	18.358	156.509
Despesas financeiras		(328.898)	(952.875)	(181.493)	(713.967)
Variações cambiais líquidas		1.233	(3.419)	(136)	(505)
Total do resultado financeiro		(304.723)	(753.615)	(163.271)	(557.963)
Lucro (prejuízo) antes do imposto de renda e contribuição social		(30.341)	148.030	113.400	391.939
Imposto de renda e contribuição social	28				
Imposto de renda e contribuição social correntes		93.064	93.064	(38.450)	(98.007)
Imposto de renda e contribuição social diferidos		(82.742)	(143.637)	(950)	(45.995)
Incentivo fiscal		(5.587)	(5.587)	(5.843)	14.641
Total dos tributos sobre o lucro (prejuízo)		4.735	(56.160)	(45.243)	(129.361)
Lucro líquido (prejuízo) do período		(25.606)	91.870	68.157	262.578
Lucro líquido (prejuízo) por ação em R\$ - básico e diluído	24				
Ação ordinária		(1,4246)	0,7753	0,5405	2,0823
Ação preferencial - Classe A		1,4833	1,4833	0,3177	1,2240
Ação preferencial - Classe B		2,4721	2,4721	0,0172	0,0664

As notas explicativas são parte integrante das informações financeiras intermediárias.

Notas Explicativas

DEMONSTRAÇÕES DO RESULTADO ABRANGENTE

Períodos de três e nove meses findos em 30 de setembro de 2025 e 2024
(valores expressos em milhares de reais)

Enel Distribuição Ceará

	Nota	01.07.2025 a 30.09.2025	01.01.2025 a 30.09.2025	01.07.2024 a 30.09.2024	01.01.2024 a 30.09.2024
Lucro líquido (prejuízo) do período		(25.606)	91.870	68.157	262.578
<u>Outros resultados abrangentes</u>					
Itens que não serão reclassificados para a demonstração do resultado					
Ganho (perda) atuarial em obrigações com benefícios pós emprego		-	(18.668)	-	5.828
Tributos diferidos sobre ganho (perda) atuarial em obrigações com benefícios pós emprego	28	-	6.347	-	(1.982)
Itens que serão reclassificados para a demonstração do resultado					
Ganho (perda) em instrumentos financeiros derivativos		-	1.177	(1.756)	8.716
Tributos diferidos sobre ganho (perda) em instrumentos financeiros derivativos	28	-	(400)	597	(2.963)
Valor justo – Cessão de Recebíveis de Subvenção – CDE		12.052	12.052	-	-
Tributos diferidos sobre valor justo – Cessão de Recebíveis de Subvenção – CDE		(4.098)	(4.098)	-	-
Total dos resultados abrangentes do período, líquido de impostos		(17.652)	88.280	66.998	272.177

As notas explicativas são parte integrante das informações financeiras intermediárias.



Notas Explicativas

Enel Distribuição Ceará

DEMONSTRAÇÕES DAS MUTAÇÕES DO PATRIMÔNIO LÍQUIDO
Períodos de nove meses findos em 30 de setembro de 2025 e 2024
(valores expressos em milhares de reais)

	Capital social		Reservas de capital				Reservas de lucros				Outros resultados abrangentes	Total
	Capital subscrito	Adiantamento para futuro aumento de capital	Reserva de ágio	Remuneração de bens e direitos constituídos com capital próprio	Incentivo fiscal - ADENE	Reserva legal	Incentivo fiscal - SUDENE	Reserva para reforço de capital de giro	Lucros acumulados			
Saldo em 31 de dezembro de 2023	1.282.347	-	221.188	31.160	106.323	48.845	1.062.774	1.444.790	-	(6.280)	4.191.147	
Resultado abrangente total:												
Lucro líquido do período	-	-	-	-	-	-	-	-	262.578	-	262.578	
Ganho atuarial em obrigações com benefícios pós emprego	-	-	-	-	-	-	-	-	-	5.828	5.828	
Tributos diferidos sobre ganho atuarial em obrigações com benefícios pós emprego	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(1.982)	(1.982)	
Ganho em instrumentos financeiros derivativos	-	-	-	-	-	-	-	-	-	8.716	8.716	
Tributos diferidos sobre ganho em instrumentos financeiros derivativos	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(2.963)	(2.963)	
Transações com os acionistas												
Aumento de capital	106.000	-	-	-	-	-	-	(106.000)	-	-	-	
Adiantamento para futuro aumento de capital	-	580.580	-	-	-	-	-	-	-	-	580.580	
Saldo em 30 de setembro de 2024	1.388.347	580.580	221.188	31.160	106.323	48.845	1.062.774	1.338.790	262.578	3.319	5.043.904	
Saldo em 31 de dezembro de 2024	1.388.347	580.580	221.188	31.160	106.323	57.834	1.095.346	1.659.621	-	(777)	5.139.622	
Resultado abrangente total:												
Lucro líquido do período	-	-	-	-	-	-	-	-	91.870	-	91.870	
Perda atuarial em obrigações com benefícios pós emprego	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(18.668)	(18.668)	
Tributos diferidos sobre perda atuarial em obrigações com benefícios pós emprego	-	-	-	-	-	-	-	-	-	6.347	6.347	
Ganho em instrumentos financeiros derivativos	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1.177	1.177	
Tributos diferidos sobre ganho em instrumentos financeiros derivativos	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(400)	(400)	
Perda em ativos e passivos financeiros setoriais	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(12.052)	(12.052)	
Tributos diferidos sobre perda em ativos e passivos financeiros setoriais	-	-	-	-	-	-	-	-	-	4.098	4.098	
Transações com os acionistas												
Aumento de capital	745.133	(580.580)	-	-	-	-	-	(164.553)	-	-	-	
Saldo em 30 de setembro de 2025	2.133.480	-	221.188	31.160	106.323	57.834	1.095.346	1.495.068	91.870	(20.275)	5.211.994	

As notas explicativas são parte integrante das informações financeiras intermediárias.

Notas Explicativas

Enel Distribuição Ceará

DEMONSTRAÇÕES DOS FLUXOS DE CAIXA

Períodos de nove meses findos em 30 de setembro de 2025 e 2024
(valores expressos em milhares de reais)

	30.09.2025	30.09.2024
Atividades operacionais		
Lucro líquido do período	91.870	262.578
Ajustes para conciliar o lucro líquido do período com o caixa das atividades operacionais		
Depreciação e amortização	571.036	472.308
Variações cambiais da dívida	(14.903)	155.360
Marcação a mercado da dívida	8.484	(53.174)
Instrumento financeiro derivativo - hedge/swap - variação cambial	50.801	(129.578)
Instrumento financeiro derivativo - hedge/swap - marcação a mercado	(6.665)	43.850
Atualização do ativo financeiro da concessão	(269.181)	(208.404)
Atualização dos ativos e passivos financeiros setoriais	(57.566)	(4.250)
Perda esperada com créditos de liquidação duvidosa	29.956	96.785
Perda de recebíveis de clientes	91.108	74.620
Atualização monetária de processos judiciais	83.102	24.925
Provisões para processos judiciais e outros riscos	51.806	58.545
Juros sobre obrigações de arrendamento	16.820	5.800
Juros sobre empréstimos e financiamentos e debêntures	479.677	392.714
Juros sobre operações com instrumento derivativo	69.156	70.580
Benefício pós-emprego	10.590	8.764
Baixa de ativo intangível	732	3.445
Baixa de ativo imobilizado	(7.593)	332
Custo de transação	(7.975)	-
Tributos e contribuições sociais diferidos	143.637	48.715
Redução (aumento) dos ativos		
Contas a receber de clientes	(69.466)	(133.917)
Ativo financeiro setorial	57.566	33.234
Créditos a receber - subvenção e outros	(295.372)	(105.222)
Imposto de renda e contribuição social compensáveis	(186.457)	8.631
Outros tributos compensáveis	86.471	223.567
Depósitos vinculados	(1.303)	(6.282)
Serviços em curso	(6.212)	6.437
Outros créditos	(78.986)	36.410
Redução (aumento) dos passivos		
Fornecedores	294.335	(157.834)
Imposto de renda e contribuição social a pagar	19.589	(60.452)
Outras obrigações fiscais	26.220	(4.777)
Salários, provisões e encargos sociais	(1.384)	17.747
Consumidores - desconto CDE	292.636	-
Encargos setoriais	48.480	19.757
PIS/COFINS a serem restituídos a consumidores	(150.175)	(76.958)
Passivo financeiro setorial	90.175	182.456
Outras obrigações	(30.189)	216.690
Pagamento de juros (encargos de dívidas), deduzido dos juros capitalizados	(230.159)	(362.444)
Pagamento de juros de obrigações por arrendamento	(17.107)	(5.434)
Pagamento de juros de obrigações com derivativo	(70.019)	(68.182)
Pagamento de imposto de renda e contribuição social	(19.589)	60.452
Pagamento de outras obrigações com benefício pós-emprego	(6.355)	(5.670)
Pagamento de processos judiciais e outros riscos	(45.952)	(58.409)
Caixa líquido gerado nas atividades operacionais	1.041.639	1.083.715
Atividades de investimentos		
Adições para ativo imobilizado	(26.067)	(40.202)
Adições para ativo contratual	(1.391.972)	(1.019.778)
Consumidores participação financeira	88.408	-
Títulos e valores mobiliários	(45)	(5.537)
Cauções e depósitos	(2.211)	(1.542)
Caixa líquido utilizado nas atividades de investimentos	(1.331.887)	(1.067.059)
Atividades de financiamentos		
Adiantamento para futuro aumento de capital	-	580.580
Captação de empréstimos e financiamentos	1.220.487	1.025.693
Captação de debêntures	1.000.000	-
Pagamento de empréstimos e financiamentos (principal)	(1.892.117)	(169.243)
Pagamento de debêntures (principal)	(197.701)	(1.458.081)
Pagamento de obrigações por arrendamento (principal)	(26.141)	(15.620)
Pagamento (recebimento) de instrumento financeiro derivativo (principal)	79.368	(17.947)
Caixa líquido gerado (utilizado) nas atividades de financiamentos	183.896	(54.618)
Variação no caixa líquido	(106.352)	(37.962)
Saldo inicial de caixa e equivalentes de caixa	214.124	96.665
Saldo final de caixa e equivalentes de caixa	107.772	58.703

As notas explicativas são parte integrante das informações financeiras intermediárias.

Notas Explicativas

Enel Distribuição Ceará

DEMONSTRAÇÕES DO VALOR ADICIONADO

Períodos de nove meses findos em 30 de setembro de 2025 e 2024
(valores expressos em milhares de reais)

	30.09.2025	30.09.2024
1. Receitas	9.292.811	8.625.167
Receita bruta de venda de energia e outras receitas	9.322.767	8.721.951
Fornecimento de energia elétrica	7.955.025	7.654.886
Outras receitas	64.193	47.302
Receita relativa à construção de ativos próprios	1.303.549	1.019.763
Perda esperada com créditos de liquidação duvidosa, líquida	(29.956)	(96.784)
2. Insumos adquiridos de terceiros	(5.001.426)	(4.607.485)
Materiais	(478.899)	(484.874)
Outros custos operacionais	(219.958)	(191.914)
Custo de energia comprada e transmissão	(2.954.626)	(2.870.980)
Serviço de terceiros	(1.347.943)	(1.059.717)
3. Valor adicionado bruto	4.291.385	4.017.682
4. Retenções	(571.036)	(472.308)
Depreciação e amortização	(571.036)	(472.308)
5. Valor adicionado líquido produzido pela entidade	3.720.349	3.545.374
6. Valor adicionado recebido em transferência	423.344	301.564
Receitas financeiras	423.344	301.564
7. Valor adicionado total a distribuir	4.143.693	3.846.938
8. Distribuição do valor adicionado	4.143.693	3.846.938
Pessoal	249.795	202.986
Remunerações	151.961	127.741
Participação dos trabalhadores nos lucros e resultados	17.946	11.266
Previdência privada	6.646	6.386
Auxílio alimentação	22.491	15.983
Convênio assistencial e outros benefícios	30.080	24.614
FGTS	9.634	7.794
Outros encargos sociais	11.037	9.202
Tributos (Governo)	2.640.258	2.532.631
Federais	540.083	589.156
Imposto de renda e contribuição social	50.573	144.002
COFINS	373.169	374.211
PIS	81.017	81.243
INSS	29.737	4.341
(-) Incentivos fiscais	5.587	(14.641)
Estaduais	1.293.715	1.259.357
ICMS	1.293.715	1.259.357
Municipais	5.615	6.386
ISS	4.084	4.921
IPTU	1.066	1.001
Outros municipais	465	464
Encargos setoriais	800.845	677.732
Conta de Desenvolvimento Energético - CDE	520.309	567.259
Eficiência energética - P&D, FNDCT e EPE	48.978	48.682
Encargos do consumidor - CCRBT	222.995	53.843
Taxa de fiscalização - ANEEL	8.563	7.948
Remuneração de capitais de terceiros	1.161.770	848.743
Juros	1.176.959	859.022
Aluguéis	(15.189)	(10.279)
Remuneração de capitais próprios	91.870	262.578
Lucros retidos	91.870	262.578

As notas explicativas são parte integrante das informações financeiras intermediárias.

Notas Explicativas**NOTAS EXPLICATIVAS ÀS INFORMAÇÕES FINANCEIRAS INTERMEDIÁRIAS**

30 de setembro de 2025

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



Enel Distribuição Ceará

1. Contexto operacional

A Companhia Energética do Ceará - Coelce ("Companhia" ou "Enel Distribuição Ceará"), sociedade por ações de capital aberto registrada na B3 - Bolsa de Valores, Mercadorias e Futuros com registro de Companhia aberta categoria "A", controlada pela Enel Brasil S.A. ("Enel Brasil" ou Enel), sendo esta, por sua vez, uma controlada indireta da Enel S.p.A. (sediada na Itália).

A sede da Companhia está localizada na Rua Padre Valdevino, nº 150, Centro, na cidade de Fortaleza, Estado do Ceará, Brasil.

A Companhia está autorizada a operar como concessionária do serviço público de distribuição de energia elétrica, destinada a pesquisar, estudar, planejar, construir e explorar a distribuição de energia elétrica, e tem suas atividades regulamentadas e fiscalizadas pela Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL, vinculada ao Ministério de Minas e Energia - MME. A Companhia tem como área de concessão 184 municípios cearenses.

O contrato de Concessão de Distribuição de energia elétrica nº 01/1998, assinado em maio de 1998, tem prazo de duração de 30 anos, com vencimento em 13 de maio de 2028 (Nota explicativa nº. 1.2).

Segundo o Contrato de Concessão, a Companhia passa por processos de Revisão Tarifária a cada quatro anos, tendo o primeiro processo de revisão ocorrido em 2003, e de Reajuste Tarifário anualmente, e entram em vigor a partir do dia 22 de abril de cada ano. A última Revisão Tarifária da Companhia ocorreu em 22 de abril de 2023, e o reajuste tarifário anual, ocorreu em 22 de abril de 2025 (Nota explicativa nº 4.1).

1.1 Preservação do equilíbrio econômico-financeiro da concessão

A ANEEL, observando a Medida Provisória nº 950/2020 e o Decreto nº 10.350/2020, reconheceu que os fatos causados pela pandemia se incluíram no âmbito das áreas administrativa e econômica, assim estabeleceu, por meio da Resolução Normativa nº 885/2020, critérios e procedimentos complementares para a gestão da CONTA-COVID, incluindo diretrizes para a contratação da operação financeira pela CCEE, e dentre outras medidas a obrigação de recolhimento de quotas mensais, com efeitos a partir dos processos tarifários de 2021, definidos de forma proporcional ao repasse de recursos observado para cada distribuidora.

Posteriormente, a ANEEL, observando a Medida Provisória nº 1.078/2021 e o Decreto nº 10.939/2022, que permite o financiamento às distribuidoras para mitigar o impacto derivado da escassez hídrica, bem como os diferimentos tarifários ocorridos até o desembolso do próprio empréstimo, estabeleceu, por meio da Resolução Normativa nº 1.008/2022, critérios e procedimentos para gestão da Conta Escassez Hídrica, sendo estabelecidos os limites de empréstimo para cada concessionária. O pagamento do empréstimo aos bancos será feito através de cobrança tarifária no prazo de 54 meses, a partir dos processos tarifários de 2023.

Já em 2024, a Medida Provisória nº 1.212 definiu em seu Art. 4º a possibilidade de a CCEE negociar a antecipação dos recebíveis da Conta de Desenvolvimento Energético - CDE relacionados as obrigações futuras da Eletrobras quanto aos aportes definidos na Lei nº 14.182/2021. Diante deste fato, em 4 de julho de 2024, o Governo Federal, por meio da Portaria Interministerial MME/MF nº 1, estabeleceu as diretrizes da operação, caracterizando a operação financeira como securitização de direitos creditórios, além disso definiu diretrizes complementares e aspectos tarifários relacionados às Contas Covid e Escassez Hídrica.

Em 8 de agosto de 2024, por meio da correspondência CT-CCEE 18834/2024, a CCEE informou à ANEEL sobre a assinatura dos Documentos da Operação de antecipação dos recebíveis da CDE Eletrobras para fins de quitação da Conta COVID e Conta Escassez Hídrica. Diante deste fato, as distribuidoras a partir de outubro de 2024 deixaram de pagar os empréstimos relativo a estas contas.

Em 24 de setembro de 2024, em reunião pública, foi aprovado pela ANEEL a Resolução Normativa nº 1.102, estabelecendo diretrizes para a fixação de quotas extraordinárias a serem arcadas pelas distribuidoras, em caso de eventual inadimplência pela Eletrobras dos recebíveis da CDE cedidos. Caso ocorra inadimplência,

Notas Explicativas

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS INFORMAÇÕES FINANCEIRAS INTERMEDIÁRIAS
30 de setembro de 2025
(Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma)



Enel Distribuição Ceará

a ANEEL terá o prazo de 30 dias para fixar as quotas extraordinárias após o aviso, por parte da CCEE, do inadimplemento da Eletrobras.

1.2 Decreto 12.068/2024 e o novo Contrato de Concessão

Em 21 de junho de 2024, foi publicado o Decreto 12.068/2024, que estabelece as diretrizes para prorrogação das concessões de distribuição com vencimento entre 2025 e 2031. O referido decreto definiu os critérios de elegibilidade para a prorrogação do contrato, além de estabelecer diretrizes do novo contrato de concessão. Em 25 de fevereiro de 2025, a ANEEL aprovou a minuta do contrato de concessão, formalizada por meio do Despacho nº 517/2025. Em 26 de março de 2025, em reunião do Conselho de Administração, foi aprovado o envio do requerimento de prorrogação à agência reguladora. Dessa forma, a Companhia protocolou na ANEEL em 28 de março de 2025, o pedido formal de antecipação da prorrogação da sua concessão pelo prazo de 30 anos, de acordo com o disposto no Decreto 12.068/2024. Também em 28 de março, a Companhia protocolou no MME o Plano de Resultados em atendimento ao inciso II do art. 11 do Decreto 12.068/2024. Em 08 de outubro de 2025, o MME, por meio de Despacho do Ministro, aprovou o referido Plano apresentado pela Companhia. O processo de prorrogação da concessão da Companhia está em tramitação perante a ANEEL, de acordo com a regulamentação vigente.

2. Base de preparação e apresentação das informações financeiras intermediárias**Base de preparação****2.1.1 Declaração de conformidade**

As informações financeiras intermediárias da Companhia foram elaboradas de acordo com o CPC 21(R1) e a IAS 34 – Interim Financial Reporting, emitida pelo International Accounting Standards Board – IASB, assim como pela apresentação dessas informações de forma condizente com as normas expedidas pela Comissão de Valores Mobiliários – (“CVM”), aplicáveis à elaboração das Informações Trimestrais - ITR.

As informações financeiras intermediárias devem ser lidas em conjunto com as informações financeiras intermediárias da Companhia, para o exercício findo em 31 de dezembro de 2024, emitidas em 27 de fevereiro de 2025 (última demonstração financeira anual). As informações financeiras intermediárias não incluem todas as informações requeridas para um conjunto completo de demonstrações contábeis preparadas de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil e com as normas internacionais de relatório financeiro (IFRS) emitidas pelo International Accounting Standards Board (IASB). Contudo, as informações financeiras intermediárias contêm notas explicativas que explicam os eventos e transações significativas, que permitem o entendimento das mudanças ocorridas na posição financeira e performance da Companhia desde a sua última demonstração financeira anual.

A Companhia considerou as orientações contidas na Orientação Técnica OCPC 07 na elaboração das informações financeiras intermediárias. Dessa forma, as informações relevantes próprias das informações financeiras intermediárias estão evidenciadas nas notas explicativas e correspondem às utilizadas pela administração da Companhia na sua gestão.

A Companhia, sempre que aplicável, se utiliza das orientações e requerimentos estabelecidos pelo Manual de Contabilidade do Setor Elétrico Brasileiro e das normas regidas pela Agência Nacional de Energia Elétrica, quando não conflitantes com as práticas contábeis adotadas no Brasil.

As informações financeiras intermediárias foram aprovadas pela Diretoria em 29 de outubro de 2025.

Moeda funcional e transações em moeda estrangeira

As informações financeiras intermediárias estão apresentadas em Reais, que é a moeda funcional da Companhia. Todos os saldos foram arredondados para o milhar mais próximo, exceto quando indicado de outra forma.

As transações em moeda estrangeira, ou seja, qualquer moeda diferente da moeda funcional, são registradas de acordo com as taxas de câmbio vigentes na data de cada transação. No final de cada período de relatório,

Notas Explicativas

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS INFORMAÇÕES FINANCEIRAS INTERMEDIÁRIAS
30 de setembro de 2025
(Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma)



Enel Distribuição Ceará

os itens monetários em moeda estrangeira são reconvertidos pelas taxas vigentes no fim do período. Os ganhos e perdas resultantes da atualização desses ativos e passivos são reconhecidos como receitas ou despesas financeiras no resultado.

2.1.2 Base de mensuração

As informações financeiras intermediárias foram preparadas com base no custo histórico, exceto quando indicada a base diferente de mensuração.

2.1.3 Segmento de negócios

Um segmento operacional é um componente da Companhia (i) que possui atividades de negócio através das quais gera receitas e incorre em despesas, (ii) cujos resultados operacionais são regularmente revisados pela Administração na tomada de decisões sobre alocação de recursos e avaliação da performance do segmento, e (iii) para o qual haja informações financeiras individualizadas.

Como a Companhia atua em uma única região geográfica (Estado do Ceará), e possui uma única atividade de negócio das quais pode obter receitas e incorrer despesas (distribuição de energia elétrica), a Companhia concluiu que possui apenas o segmento de distribuição de energia elétrica como passível de reporte.

3. Principais políticas e estimativas

As normas, políticas contábeis, e estimativas relevantes aplicadas à estas informações financeiras intermediárias são as mesmas aplicadas às demonstrações financeiras para o exercício findo em 31 de dezembro de 2024 e, portanto, devem ser lidas em conjunto (com exceção das normas divulgadas na nota 3.1).

As normas contábeis listadas abaixo emitidas pelo International Accounting Standards Board (IASB) e pelo Comitê de Pronunciamentos Contábeis (CPC), que são aderentes ao contexto operacional e financeiro da Companhia, não produziram efeitos relevantes sobre as informações financeiras intermediárias período de nove meses findo em 30 de setembro de 2025, bem como sobre as demonstrações financeiras para o exercício findo 31 de dezembro de 2024, aprovadas pela Administração em 26 de fevereiro de 2025.

3.1 Pronunciamentos novos ou alterados que estão vigentes em 1º de janeiro de 2025

A Companhia avaliou os novos pronunciamentos ou alterações realizadas aos pronunciamentos já existentes, e quando aplicável, os implementou conforme requerido pelo Comitê de Pronunciamentos Contábeis ("CPC").

As novas normas contábeis ou aquelas alteradas que passaram a vigorar para exercícios anuais iniciados em ou após 1º de janeiro de 2025 estão evidenciadas a seguir e não resultaram em alterações materiais para as políticas contábeis materiais atualmente utilizadas pela Companhia:

Notas Explicativas**NOTAS EXPLICATIVAS ÀS INFORMAÇÕES FINANCEIRAS INTERMEDIÁRIAS**

30 de setembro de 2025

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



Enel Distribuição Ceará

Pronunciamentos novos ou alterados	Natureza da alteração	Vigente para os períodos anuais iniciados em ou após
CPC 02/IAS 21 - Efeitos das mudanças nas taxas de câmbio e conversão de demonstrações contábeis - Ausência de conversibilidade	A falta de trocabilidade para exigir que uma entidade aplique uma abordagem consistente para avaliar se uma moeda é trocável por outra moeda e, quando não o é, para determinar a taxa de câmbio a utilizar e as divulgações a fornecer.	1º de janeiro de 2025
Projeto de Definição de Padrões Comentário da Administração	Para ajudar a administração a identificar informações que são relevantes no contexto dos comentários da administração e evitar as deficiências na qualitativas, o IASB decidiu: (a) fornecer uma definição de informação relevante no contexto de comentários da administração; (b) enfatizar que o objetivo do comentário da administração está focado em um conjunto claramente definido de usuários primários de relatórios contábeis de propósito geral, sem considerar as necessidades de informação que são exclusivas de usuários específicos ; (c) introduzir uma ligação explícita entre o objetivo dos comentários da administração e as avaliações feitas pelos usuários ; (d) introduzir requisitos para que os comentários da administração se concentrem em questões-chave e forneçam orientação sobre a identificação dessas questões-chave, incluindo exemplos de questões-chave para cada área de conteúdo.	31 de dezembro de 2025

3.2 Pronunciamentos novos ou alterados, mas ainda não vigentes

Uma série de novas normas contábeis foram emitidas para o exercício iniciado após 1º de janeiro de 2025, e ainda não estão vigentes. A Companhia está avaliando os impactos dessas novas normas, e se aplicável aos negócios da Companhia, os pronunciamentos novos ou alterados serão adotados assim que sua adoção entrar em vigor.

Notas Explicativas

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS INFORMAÇÕES FINANCEIRAS INTERMEDIÁRIAS

30 de setembro de 2025

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



Enel Distribuição Ceará

Pronunciamentos novos ou alterados	Natureza da alteração	Vigente para os períodos anuais iniciados em ou após
IFRS 18 - Apresentação e divulgação das demonstrações financeiras (o CPC ainda não se pronunciou como será a efetiva adesão ao IFRS 18, por uma nova norma ou alteração do CPC 26)	Demonstração do resultado: Classificar todas as receitas e despesas em cinco categorias: operacional, de investimento, de financiamento, de operações descontinuadas e de imposto de renda. As entidades também são obrigadas a apresentar um subtotal de lucro operacional recém-definido. O lucro líquido das entidades não mudará. As medidas de desempenho definidas pela administração (são divulgadas em uma única nota nas demonstrações financeiras. Orientações aprimoradas sobre como agrupar informações nas demonstrações financeiras. Usar o subtotal do lucro operacional como ponto de partida para a demonstração dos fluxos de caixa ao apresentar fluxos de caixa operacionais pelo método indireto.	1º de janeiro de 2027
CPC 48/IFRS 9 - Instrumentos financeiros e CPC 40/IFRS 7 - Instrumentos financeiros: Evidenciação - Classificação e Mensuração de Instrumentos Financeiros	De acordo com as alterações, a empresa geralmente desreconhece suas contas a pagar na data de liquidação quando ela usa um sistema de pagamento eletrônico que atende a todos os seguintes critérios: (i) nenhuma capacidade prática de retirar, interromper ou cancelar a instrução de pagamento; (ii) nenhuma capacidade prática de acessar o dinheiro a ser usado para liquidação como resultado da instrução de pagamento; e (iii) o risco de liquidação associado ao sistema de pagamento eletrônico é insignificante. Requisitos de classificação e mensuração no IFRS 9 Instrumentos Financeiros – incluindo a classificação de ativos financeiros com um recurso vinculado a ESG. As novas alterações ajudarão as empresas a avaliar se os ativos financeiros com características ESG atendem ao critério de pagamentos somente de principal e juros.	1º de janeiro de 2026
Annual Improvements to IFRS Accounting Standards – Volume 11	Emenda sobre contas a receber pode levar a mudança na política contábil. As alterações do IASB eliminam o conflito entre o IFRS 9 e o IFRS 15 sobre o valor pelo qual um recebível comercial é inicialmente mensurado. Outras alterações incluem o desreconhecimento de passivos de arrendamento. Se um passivo de arrendamento for desreconhecido, então o desreconhecimento é contabilizado de acordo com o IFRS 9. Entretanto, quando um passivo de arrendamento é modificado, a modificação é contabilizada de acordo com o IFRS 16 Arrendamentos.	1º de janeiro de 2026
IFRS 19 - Subsidiárias sem responsabilidade pública: Divulgação	As subsidiárias que atualmente aplicam o IFRS para PMEs @ Accounting Standard ou o GAAP local em suas demonstrações financeiras estatutárias não precisarão mais preparar dois conjuntos de contas para fins de relatórios de grupo se o IFRS 19 for aplicado. O IFRS 19 oferece às subsidiárias elegíveis uma maneira prática de abordar os problemas de divulgação excessiva, ao mesmo tempo em que reduz seus custos de relatórios – eliminando a necessidade de fornecer divulgações além das necessidades dos usuários ou de manter dois conjuntos separados de registros contábeis. Uma subsidiária que não tem responsabilidade pública e tem uma controladora que produz contas consolidadas de acordo com as Normas Contábeis IFRS, está autorizada a aplicar a IFRS 19.	1º de janeiro de 2027
IFRS 10 - Demonstrações financeiras consolidadas e na IAS 28 - Investimentos em coligadas e em empreendimentos em conjunto	Venda ou contribuição de ativos entre um investidor e a sua coligada ou empreendimento controlado em conjunto.	Data efetiva diferida por tempo indeterminado. Disponível para adoção opcional (somente IFRS)

Notas Explicativas

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS INFORMAÇÕES FINANCEIRAS INTERMEDIÁRIAS
30 de setembro de 2025
(Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma)



Enel Distribuição Ceará

IFRS 7 - Contratos de compra de energia	As alterações visam ajudar as empresas a reportar melhor os efeitos financeiros dos contratos de eletricidade dependentes da natureza, que frequentemente são estruturados como contratos de compra de energia (PPAs). Esses contratos ajudam as empresas a garantir seu fornecimento de eletricidade a partir de fontes como energia eólica e solar. A quantidade de eletricidade gerada sob esses contratos pode variar com base em fatores incontrolláveis, como condições climáticas. Para permitir que as empresas reflitam melhor esses contratos nas demonstrações financeiras, foram realizadas alterações específicas à IFRS 9 Instrumentos Financeiros e à IFRS 7 Instrumentos Financeiros: Divulgações. As alterações incluem: esclarecimento da aplicação dos requisitos de "uso próprio"; permissão da contabilidade de hedge caso esses contratos sejam utilizados como instrumentos de hedge; e o incremento de novos requisitos de divulgação para permitir que os investidores entendam o efeito desses contratos no desempenho financeiro e nos fluxos de caixa de uma empresa.	1º de janeiro de 2026
---	---	-----------------------

4. Alterações na legislação brasileira e assuntos regulatórios

4.1 Reajuste tarifário anual 2025

A Agência Nacional de Energia Elétrica (“ANEEL”), em reunião pública da sua Diretoria, que ocorreu em 15 de abril de 2025, deliberou sobre o reajuste tarifário anual de 2025 a ser aplicado a partir de 22 de abril de 2025, Resolução Homologatória nº 3.445/2025.

A ANEEL aprovou o Reajuste Tarifário Anual da Companhia, com um índice de reajuste de +0,06% composto por (i) reajuste econômico de +3,84%, sendo +1,31% de Parcela A, +2,53% de Parcela B e (ii) componente financeiro de -3,78%. Considerando a retirada do componente financeiro do último processo tarifário de -2,16%, o efeito médio a ser percebido pelos consumidores é de -2,10%, sendo -2,84% para alta tensão e -1,89% para baixa tensão.

O índice é composto pelos seguintes itens:

Reajuste tarifário	
Encargos setoriais	0,99%
Energia comprada	1,33%
Encargos de transmissão	-1,01%
Parcela A	1,31%
Parcela B	2,53%
Reajuste econômico	3,84%
CVA total	-2,61%
Outros itens financeiros	-1,17%
Reajuste financeiro	-3,78%
Índice de reajuste total	0,06%
Componentes financeiros do processo anterior	-2,16%
Efeito para o consumidor	-2,10%

Dessa forma, as Parcelas A e B da Companhia, após o reajuste tarifário, tiveram os seguintes impactos:

Parcela A

Para o próximo ano regulatório, a Parcela A foi reajustada em +2,2%, representando +1,31% no reajuste econômico com os seguintes componentes:

Notas Explicativas

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS INFORMAÇÕES FINANCEIRAS INTERMEDIÁRIAS
 30 de setembro de 2025
 (Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma)



Enel Distribuição Ceará

- Encargos Setoriais: Um acréscimo de +6,5%, representando +0,99% no reajuste econômico;
- Energia Comprada: Um acréscimo de +3,6%, contemplando o custo de compra de energia que representa +1,33% no reajuste econômico decorrente principalmente dos contratos de leilão de energia nova; e
- Encargos de Transmissão: Os custos de transmissão tiveram redução de -12,8%, correspondendo a um efeito de -1,01% no reajuste econômico.

Parcela B

Para o próximo ano regulatório, a Parcela B foi reajustada em +6,4%, representando uma participação de +2,53% no reajuste econômico, resultado da combinação dos seguintes componentes:

- IGP-M de +8,58% no período de 12 meses findos em março de 2025; e
- Fator X de +2,157%, composto por:
 - Componente X-Pd (ganhos de produtividade da atividade de distribuição) de +0,739%, para aplicação nos reajustes tarifários deste ciclo;
 - Componente X-Q (qualidade do serviço) de -0,021%; e
 - Componente X-T (trajetória de custos operacionais) de +1,439%.

Componentes Financeiros

Os componentes financeiros aplicados a este reajuste tarifário totalizam um montante negativo de R\$ 298.209, dentre os quais destacam-se: R\$ 125.278 negativos, referente aos itens de Compensação de Variação de Valores de Itens da Parcela A ("CVA"), CVA da quitação da COVID de R\$ 81.064 negativo, quitação da Escassez Hídrica de R\$ 74.946 negativos, crédito de PIS/COFINS negativo de R\$ 392.090 e reversão de risco hidrológico negativo de R\$ 175.211; sendo estes valores parcialmente compensados pela previsão do risco hidrológico positivo em R\$ 173.122 e diferimento tarifário de R\$ 533.851 positivo.

4.2 Bandeira tarifária

Por meio da Resolução Homologatória nº 3.306/2024 a ANEEL estabeleceu novos valores para os patamares de acionamento das bandeiras tarifárias, vigentes a partir de 1º de abril de 2024, sendo:

- Bandeira verde: condições favoráveis de geração de energia. A tarifa não sofre nenhum acréscimo.
- Bandeira amarela: condições de geração menos favoráveis. A tarifa sofre acréscimo de R\$ 1,885 para cada 100 quilowatt-hora (kWh) consumidos.
- Bandeira vermelha: condições mais custosas de geração. As tarifas dos dois patamares ficaram assim: R\$ 4,463 (patamar 1) e R\$ 7,877 (patamar 2) para cada 100 quilowatt-hora (kWh) consumidos.

Desde dezembro de 2024 até abril de 2025 as condições hidrológicas brasileiras estavam favoráveis, consequentemente sem necessidade de acionamento das bandeiras tarifárias, estando o patamar em verde. Em maio de 2025 o acionamento da bandeira foi amarela devido a redução das chuvas em razão da transição do período chuvoso para o período seco do ano, tornando as previsões de chuvas e vazões nas regiões dos reservatórios, para os próximos meses, abaixo da média. Já em junho de 2025 o acionamento da bandeira tarifária foi vermelha patamar 1, pois o cenário de afluências estava abaixo da média em todo o Brasil, reduzindo a projeção de geração hidráulica e aumentando a geração térmica. Este mesmo cenário permaneceu em julho de 2025, o que acarretou na manutenção do acionamento da bandeira tarifária em vermelha patamar 1. Em agosto e setembro de 2025 o cenário de escassez se agravou, sendo necessário o acionamento do patamar 2 da bandeira vermelha.

Notas Explicativas**NOTAS EXPLICATIVAS ÀS INFORMAÇÕES FINANCEIRAS INTERMEDIÁRIAS**

30 de setembro de 2025

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



Enel Distribuição Ceará

5. Caixa e equivalentes de caixa

	30.09.2025	31.12.2024
Caixa e contas correntes bancárias	31.570	29.257
Aplicações financeiras		
CDB (Aplicações diretas)	12.437	37.028
Operações compromissadas	63.765	147.839
Total	107.772	214.124

Caixa e equivalentes de caixa, incluem caixa, contas bancárias e aplicações financeiras com liquidez imediata e estão demonstradas pelo custo acrescido dos juros auferidos por apresentarem risco insignificante de variação no seu valor de mercado.

As aplicações financeiras, representadas principalmente por compromissadas e CDBs, que possuem conversibilidade imediata, insignificante risco de mudança de valor, montante conhecido de caixa no momento do resgate e expectativa de realização em até 90 dias são registradas como equivalentes de caixa. Em 30 de setembro de 2025, os certificados de depósitos bancários e operações compromissadas foram remunerados em média a 99,09% e 97,50% do CDI, respectivamente (99,25% e 92,33% do CDI, para os certificados de depósitos bancários e operações compromissadas em 31 de dezembro de 2024).

De acordo com o modelo de negócios da Companhia, os saldos de caixa e equivalentes de caixa são classificados como custo amortizado pois tem como objetivo coletar os fluxos de caixa de principal e juros. Tais ativos são reconhecidos inicialmente pelo seu valor justo e ajustados posteriormente pelas amortizações do principal, juros e correção monetária, em contrapartida ao resultado, calculados com base no método de taxa de juros efetiva, conforme definido na data da sua contratação e atualização da taxa CDI mensal.

6. Títulos e valores mobiliários

Os títulos classificados como valor justo por meio do resultado referem-se principalmente a investimento em Fundos de Investimento e Títulos Públicos. Estes investimentos financeiros possuem prazos de vencimento superiores a três meses e, em sua maioria, são representados no ativo circulante em função da expectativa de realização ou vencimento no curto prazo.

	Nota	30.09.2025	31.12.2024
Fundos de investimentos exclusivos	6.1		
Operações compromissadas		-	47
Títulos públicos		134	143
CDB-DI		58	-
LF - Letra Financeira		328	285
Total		520	475

6.1 Fundos de investimentos exclusivos: O saldo refere-se a fundo exclusivo das empresas do Grupo Enel, no qual a Companhia é uma das cotistas e apresenta 0,10% de representatividade sobre o total do fundo em 30 de setembro de 2025 (0,06% em 31 de dezembro de 2024).

Nenhum desses fundos está vencido nem apresenta problemas de recuperação ou redução ao valor recuperável no encerramento do período findo em 30 de setembro de 2025. As aplicações em fundos de investimento foram remuneradas no período findo em 30 de setembro de 2025, em média, a 99,99% do CDI (100,25% do CDI em 31 de dezembro de 2024).

7. Contas a receber de clientes e outros recebíveis

Incluem valores faturados e não faturados referentes aos serviços de distribuição de energia elétrica, valores a receber relativos à energia comercializada na Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE, participação financeira do consumidor e outros serviços cobráveis na fatura de energia elétrica.



Enel Distribuição Ceará

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS INFORMAÇÕES FINANCEIRAS INTERMEDIÁRIAS
Notas Explicativas
30 de setembro de 2025
(Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma)

A composição do saldo de consumidores e outras contas a receber é como segue:

	A vencer	Vencidos					Total	PECLD	30.09.2025
		até 60 dias	de 61 a 90 dias	de 91 a 180 dias	de 181 a 360 dias	mais de 360 dias			
Classe de consumidores									
Residencial	250.889	214.354	25.405	61.456	104.782	621.789	1.278.675	(600.589)	678.086
Industrial	5.942	6.859	405	727	1.088	15.713	30.734	(11.034)	19.700
Comercial	47.374	29.248	2.889	5.399	10.677	65.787	161.374	(48.072)	113.302
Rural	55.645	24.859	2.927	5.657	12.383	100.083	201.554	(63.634)	137.920
Poder público	31.483	16.351	2.816	6.150	16.718	48.429	121.947	(26.630)	95.317
Iluminação pública	19.035	1.513	1.401	1.443	3.479	56.939	83.810	(50.006)	33.804
Serviço público	11.449	2.870	973	2.199	6.558	23.703	47.752	(23.344)	24.408
Fornecimento faturado	421.817	296.054	36.816	83.031	155.685	932.443	1.925.846	(823.309)	1.102.537
Receita não faturada	490.580	-	-	-	-	-	490.580	(258)	490.322
Parcelamento de débitos	167.951	21.281	6.805	18.532	34.077	129.788	378.434	(73.150)	305.284
Compartilhamento - uso mútuo	16.804	1.211	922	2.787	6.098	89.241	117.063	(36.670)	80.393
Agente de cobrança da iluminação pública	-	-	-	-	-	6.531	6.531	-	6.531
Total	1.097.152	318.546	44.543	104.350	195.860	1.158.003	2.918.454	(933.387)	1.985.067
							Circulante		1.929.260
							Não circulante		55.807

Notas Explicativas

PÁGINA: 48 de 118

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS INFORMAÇÕES FINANCEIRAS INTERMEDIÁRIAS
Notas Explicativas
 30 de setembro de 2025
 (Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma)



Enel Distribuição Ceará

Perda esperada para créditos de liquidação duvidosa – PECLD

A movimentação da perda esperada para créditos de liquidação duvidosa é a seguinte:

	Contas a receber de clientes	Outros ativos	Total
Saldo em 31 de dezembro de 2023	(826.837)	(7.694)	(834.531)
Provisões	(160.574)	(10.831)	(171.405)
Perda	74.620	-	74.620
Saldo em 30 de setembro de 2024	(912.791)	(18.525)	(931.316)
Saldo em 31 de dezembro de 2024	(891.368)	(20.367)	(911.735)
Provisões	(133.127)	-	(133.127)
Reversões	-	12.063	12.063
Perda	91.108	-	91.108
Saldo em 30 de setembro de 2025	(933.387)	(8.304)	(941.691)

A Companhia monitora diligentemente os eventos decorrentes do cenário econômico e regulatório brasileiro e seus impactos sobre a perda esperada para créditos de liquidação duvidosa (PECLD).

A perda esperada em contas a receber reflete a melhor estimativa da Companhia e é determinada com base nas informações vigentes até a data de divulgação dessas demonstrações financeiras e representa a situação de risco de crédito de seus consumidores. Todos os efeitos são mensurados e aplicados de forma consistente na determinação da perda esperada com créditos de liquidação duvidosa.

A Companhia tem intensificado ações de conscientização e cobrança para maximizar a eficiência e a recuperação de contas de energia em atraso, tais como: (i) campanhas de conscientização relacionadas à importância da manutenção dos pagamentos das contas de energia em dia ; (ii) planos de parcelamentos e campanhas negociais; (iii) intensificação e constante revisão da política de corte; e, (iv) propor aos consumidores de alternativas de métodos de pagamentos, como por exemplo cartão de crédito, PIX e parcerias com meios de pagamentos digitais, inclusive com opções de parcelamentos para as contas de energia vencidas.

A Companhia apresenta a seguir o efeito no resultado da perda esperada com créditos de liquidação duvidosa:

	30.09.2025	30.09.2024
Provisões/reversões	(121.064)	(171.405)
Total	(121.064)	(171.405)

8. Créditos a receber – subvenção e outros

Representa o valor a ser repassado para a Companhia, para cobertura de descontos incidentes sobre as tarifas de energia de classes específicas de consumidores. Os recursos são oriundos da Conta de Desenvolvimento Energético (“CDE”), e são homologados pela ANEEL no processo de reajuste anual das distribuidoras.

Notas Explicativas

30 de setembro de 2025

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



Enel Distribuição Ceará

	Nota	30.09.2025	31.12.2024
Baixa renda - subsídio CDE		138.309	83.265
Subsídio CDE - ciclo corrente	8.2	292.636	-
CDE a receber - diferença ciclo anterior		-	10.562
CDE a receber - diferença ciclo corrente		106.128	147.874
Bônus - redução voluntária de consumo		3.450	3.450
Total		540.523	245.151

8.1 Subvenção da CDE – repasse CCEE

A Conta de Desenvolvimento Energético (CDE) é um fundo setorial instituído pela Lei nº 10.438/2002, com a finalidade de custear políticas públicas do setor elétrico, tais como subsídios tarifários para consumidores de baixa renda, descontos para irrigantes e aquicultores, entre outros. Os recursos da CDE são operacionalizados pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) e homologados pela ANEEL nos processos anuais de reajuste tarifário das distribuidoras, conforme previsto no contrato de concessão e regulamentação vigente.

A Resolução Homologatória ANEEL nº 3.445/2025, de abril de 2025, definiu o montante anual da subvenção da CDE destinado à Companhia, a ser repassado pela CCEE até o 10º dia útil do mês subsequente a cada competência. Com a publicação da referida resolução, cria-se um direito líquido e certo de recebimento pela Companhia do valor total homologado da subvenção, bem como uma obrigação presente de conceder os descontos tarifários correspondentes aos consumidores elegíveis ao desconto.

A partir de 1º de agosto de 2025, a Companhia adotou o reconhecimento integral, do valor da subvenção da CDE homologada, mediante registro de ativo financeiro a receber da CCEE e passivo com consumidores. Até 2024, o reconhecimento ocorria mensalmente conforme os repasses. A alteração, de natureza classificatória e sem efeito no resultado, foi adotada prospectivamente conforme o CPC 23/IAS 8, visando refletir a substância econômica do ato homologatório, que gera direito de recebimento e obrigação de repasse. Embora o valor total homologado seja de R\$ 609.376, a Companhia reconheceu o saldo residual integral, sendo o ativo reduzido pelos repasses da CCEE e o passivo realizado conforme os descontos aplicados aos consumidores.

Em 30 de setembro de 2025, o passivo registrado em “Consumidores – desconto CDE” totalizava R\$ 304.688.

	Nota	Passivo Consumidores – desconto CDE
Valor homologado ANEEL		609.376
Descontos aplicados aos consumidores	8.1.1	(304.688)
Consumidores – desconto CDE - ciclo corrente		304.688

8.1.1 Os descontos tarifários aplicados aos consumidores, consideram o valor homologado, para os 12 meses subsequentes de faturamento, a partir do mês da homologação (abril de 2025).

8.2 Cessão de Recebíveis de Subvenção – CDE

A Companhia realizou operação de cessão de direitos creditórios sem direito de regresso, de parte dos créditos homologados da CDE junto a instituição financeira, com o objetivo de antecipar fluxos de caixa futuros.

A operação, estruturada sem direito de regresso ou coobrigação, transfere integralmente os riscos e benefícios associados aos créditos, atendendo aos critérios de desreconhecimento previstos no CPC 48.

Notas Explicativas

ATIVAS ÀS INFORMAÇÕES FINANCEIRAS INTERMEDIÁRIAS

30 de setembro de 2025

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



Enel Distribuição Ceará

Consequentemente, os recebíveis cedidos foram baixados integralmente do ativo, e o valor do deságio foi reconhecido como despesa financeira.

Durante o período de nove meses findo em 30 de setembro de 2025, o montante total de recebíveis CDE cedidos foram de R\$ 50.781, sendo o deságio financeiro (custo da operação) de R\$ 592. Dessa forma, o ingresso líquido no caixa da Companhia foi de R\$ 50.189.

Ainda dentro do escopo do CPC 48, a Companhia reconheceu o ativo integralmente homologado a valor justo, com o montante de R\$ 12.052, em contrapartida de outros resultados abrangentes, sendo o objetivo da Companhia manter o ativo financeiro dentro de um modelo de negócio cuja intenção é tanto o recebimento dos fluxos de caixa contratuais quanto a cessão do mesmo.

A operação não altera a base regulatória, nem os valores futuros de subvenção a serem repassados pela CCEE.

A movimentação do ativo financeiro, é como segue:

Ativo financeiro - CCEE	
Valor homologado ANEEL	609.376
CCEE - repasses mensais	(253.906)
Cessão de recebíveis - antecipação	(50.190)
Cessão de recebíveis - deságio financeiro	(592)
Valor justo - outros resultados abrangentes	(12.052)
Saldo CDE a receber - ciclo corrente	292.636

9. Ativos e passivos financeiros setoriais

Correspondem às diferenças entre os custos efetivamente incorridos e os custos estimados no momento da constituição da tarifa nos reajustes tarifários anuais, sendo essas variações atualizadas monetariamente pela taxa SELIC. Os ativos e/ou passivos financeiros originados das diferenças apuradas de itens da Parcela A e outros componentes financeiros em cada período contábil devem ter como contrapartida a adequada rubrica de receita líquida, no resultado do período, representando o diferimento e amortização.

Notas Explicativas

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS INFORMAÇÕES FINANCEIRAS INTERMEDIÁRIAS
30 de setembro de 2025
(Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma)



Enel Distribuição Ceará

A composição, movimentação dos saldos, composição por ciclo tarifário e segregação entre curto e longo prazo estão demonstradas da seguinte forma:

	Nota	31.12.2024	Adição	Amortização	Recebimento CDE Eletrobrás	Recebimento bandeiras tarifárias	Remuneração	30.09.2025	Valores em amortização	Valores em constituição	Passivo circulante	Passivo não circulante
Compensação de variação de valores de itens da parcela A - CVA												
Aquisição de energia - CVA energia	9.1	(88.982)	162.805	110.067	-	(104.658)	(13.243)	65.989	(115.853)	181.842	(35.642)	101.631
Programa de Incentivo as Fontes Alternativas - PROINFA		(1.174)	7.199	(2.589)	-	-	600	4.036	4.036	-	4.036	-
Transporte de energia pela rede básica		56.070	2.558	(34.069)	-	-	2.837	27.396	12.845	14.551	19.264	8.132
Encargos do Serviço do Sistema - ESS/ERR	9.2	56.474	(11.459)	(37.798)	-	(17.293)	1.817	(8.259)	12.935	(21.194)	3.586	(11.845)
Conta de Desenvolvimento Energético - CDE	9.3	(61.761)	98.899	15.194	-	-	(1.307)	51.025	(23.674)	74.699	9.275	41.750
		(39.373)	260.002	50.805	-	(121.951)	(9.296)	140.187	(109.711)	249.898	519	139.668
Demais passivos financeiros setoriais												
Neutralidade da parcela A		(32.519)	14.103	25.244	-	-	(112)	6.716	(15.279)	21.995	(5.577)	12.293
Sobrecontratação de energia		(6.973)	(7.245)	7.311	-	(4.144)	(175)	(11.226)	(2.998)	(8.228)	(6.627)	(4.599)
Diferimento - devoluções tarifárias		(186.305)	(34.679)	25.631	-	-	(18.122)	(213.475)	(37.023)	(176.452)	(37.023)	(176.452)
Bandeiras tarifárias não homologadas		(58.714)	-	-	-	(45.675)	-	(104.389)	-	(104.389)	(104.389)	-
Risco hidrológico		(178.245)	(119.385)	136.697	-	-	(6.634)	(167.567)	(87.605)	(79.962)	(122.876)	(44.691)
Outros	9.4	79.085	(41.915)	(170.310)	(7.100)	-	(23.226)	(163.466)	(216.660)	53.194	(193.198)	29.732
		(383.671)	(189.121)	24.573	(7.100)	(49.819)	(48.269)	(653.407)	(359.565)	(293.842)	(469.690)	(183.717)
Total		(423.044)	70.881	75.378	(7.100)	(171.770)	(57.565)	(513.220)	(469.276)	(43.944)	(469.171)	(44.049)

- 9.1 Aquisição de Energia – (CVA Energia):** O aumento na constituição do ativo de aquisição de energia está relacionado, principalmente, ao acréscimo da carga contratada de energia térmica e ao aumento significativo do risco hidrológico. Este cenário decorre da deterioração das condições hidrológicas no período, refletido na elevação do Preço de Liquidação das Diferenças (PLD) médio de R\$ 88,13 no período de nove meses findo em 30 de setembro de 2024 para R\$ 149,08 no mesmo período de 2025. Adicionalmente, houve aumento no preço médio dos contratos de energia térmica, que passou de R\$ 236,82 para R\$ 237,18 no comparativo entre os períodos de nove meses findos em 30 de setembro de 2024 e 2025 – (valor das tarifas em reais).
- 9.2 Encargo de serviço do sistema:** Variação decorre do aumento da cobertura tarifária, e redução do custo, gerando uma variação passiva no período de nove meses findo em 30 de setembro de 2025, quando comparado ao mesmo período de 2024.
- 9.3 Conta de Desenvolvimento Energético:** O aumento da CVA ativa está relacionada a redução da cobertura tarifária maior em relação a redução de custo em detrimento das cotas homologadas para cada período, na qual, o custo teve redução de R\$ 567.259 para R\$ 520.308, enquanto a cobertura tarifária também reduziu de R\$ 551.244 para R\$ 462.174, gerando uma variação da constituição de CVA de R\$ 16.015 no período de nove meses de 2024 para R\$ 98.899 no período de nove meses de 2025.
- 9.4 Outros ativos setoriais:** conforme Despacho nº 1.536, de 23 de maio de 2025, a ANEEL homologou os valores de CDE Eletrobras a serem repassados as distribuidoras na qual foi recebido o montante de R\$ 7.100 na competência de maio de 2025.

Notas Explicativas

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS INFORMAÇÕES FINANCEIRAS INTERMEDIÁRIAS

30 de setembro de 2025

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



Enel Distribuição Ceará

	31.12.2023	Adição	Amortização	Recebimento CDE Eletrobrás	Recebimento bandeiras tarifárias	Remuneração	30.09.2024	Valores em amortização	Valores em constituição	Passivo circulante	Passivo não circulante
Compensação de variação de valores de itens da parcela A - CVA											
Aquisição de energia - CVA energia	31.059	(147.721)	15.700	-	(43.455)	(10.033)	(154.450)	(29.350)	(125.100)	(84.531)	(69.919)
Programa de Incentivo as Fontes Alternativas - PROINFA	(1.547)	(4.195)	3.781	-	-	(307)	(2.268)	(2.268)	-	(2.268)	-
Transporte de energia pela rede básica	93.935	24.771	(62.704)	-	-	7.224	63.226	45.269	17.957	53.189	10.037
Encargos do Serviço do Sistema - ESS/ERR	48.858	85.094	4.219	-	(31.599)	6.750	113.322	57.988	55.334	82.395	30.927
Conta de Desenvolvimento Energético - CDE	21.122	16.015	(19.072)	-	-	2.036	20.101	9.886	10.215	14.391	5.710
	193.427	(26.036)	(58.076)	-	(75.054)	5.670	39.931	81.525	(41.594)	63.176	(23.245)
Demais passivos financeiros setoriais											
Neutralidade da parcela A	(7.439)	(20.552)	14.765	-	-	(2.413)	(15.639)	(19.930)	4.291	(18.038)	2.399
Sobrecontratação de energia	41.028	(28.850)	(10.882)	-	-	(4.047)	(2.751)	(8.627)	5.876	(6.036)	3.285
Diferimento - devoluções tarifárias	(165.598)	(37.403)	25.631	-	-	(3.562)	(180.932)	(37.023)	(143.909)	(37.023)	(143.909)
Risco hidrológico	(177.981)	(130.049)	132.215	-	-	(5.896)	(181.711)	(98.183)	(83.528)	(135.027)	(46.684)
Bandeira escassez hídrica	42.356	-	(42.356)	-	-	-	-	-	-	-	-
Outros	(5.907)	(4.319)	95.553	(41.777)	-	5.998	49.548	65.407	(15.859)	44.452	5.096
	(273.541)	(221.173)	214.926	(41.777)	-	(9.920)	(331.485)	(98.356)	(233.129)	(151.672)	(179.813)
Total	(80.114)	(247.209)	156.850	(41.777)	(75.054)	(4.250)	(291.554)	(16.831)	(274.723)	(88.496)	(203.058)

Notas Explicativas**NOTAS EXPLICATIVAS ÀS INFORMAÇÕES FINANCEIRAS INTERMEDIÁRIAS**

30 de setembro de 2025

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



Enel Distribuição Ceará

10. Imposto de renda, contribuição social e outros tributos compensáveis

Em 30 de setembro de 2025 e 31 de dezembro de 2024, os montantes de imposto de renda e contribuição social a pagar e compensar estão apresentados de forma líquida entre ativo e passivo, portanto, em 30 de setembro de 2025, não há saldo de imposto de renda e contribuição social a pagar, já que o saldo líquido é a compensar, conforme quadro a seguir:

	30.09.2025	31.12.2024
<u>Imposto de renda e contribuição social compensáveis</u>		
Imposto de renda	187.453	137.138
Contribuição social	131.830	104.098
Imposto de renda retido na fonte - IRRF	23.992	8.599
	343.275	249.835
<u>Imposto de renda e contribuição social a pagar</u>		
Imposto de renda	-	(59.154)
Contribuição social	-	(33.863)
	-	(93.017)
Total	343.275	156.818

A composição de outros tributos compensáveis, está demonstrada a seguir:

		30.09.2025	31.12.2024
		Não	Não
	Nota	Circulante	Circulante
ICMS		24.284	-
Lei complementar nº 102/00		106.572	122.328
Pis e Cofins		18.978	-
Pis e Cofins (ICMS)	10.1	-	127.967
Outros tributos		1.748	-
Total		151.582	108.870

10.1 A Companhia vem adotando os procedimentos de recuperação do crédito tributário de acordo com as previsões legais (vide nota explicativa nº 20).

11. Benefício fiscal**Ágio de incorporação da controladora**

O ágio oriundo da operação de incorporação de sua antiga controladora Distriluz Energia Elétrica S.A. está fundamentado nos resultados futuros durante o prazo de concessão e vem sendo amortizado no prazo compreendido entre a data da incorporação (27 de setembro de 1999) até 31 de dezembro de 2027, em proporções mensais à sua rentabilidade projetada.

Conforme instrução normativa CVM nº 319, de 3 de dezembro de 1999 a Companhia registrou uma provisão sobre o ágio a amortizar considerando o montante que não constitui benefício fiscal. O valor representativo do benefício fiscal ficou registrado em contrapartida da reserva de ágio (reserva de capital) e para recompor o resultado de cada período, está sendo feita a reversão da provisão na mesma proporção da amortização da parcela do ágio do respectivo período.

Notas Explicativas**NOTAS EXPLICATIVAS ÀS INFORMAÇÕES FINANCEIRAS INTERMEDIÁRIAS**

30 de setembro de 2025

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



Enel Distribuição Ceará

	30.09.2025	31.12.2024
Ágio da incorporação	775.960	775.960
Amortização acumulada	(756.173)	(748.858)
Provisão sobre o ágio	(429.366)	(429.365)
Reversão da provisão sobre o ágio	416.222	411.393
Total	6.643	9.130

Os ativos fiscais diferidos decorrentes da incorporação são realizados mensalmente. Vale ressaltar que tais realizações não impactam o resultado da Companhia, visto que a amortização, a reversão da provisão e o benefício fiscal ocorrem no mesmo momento. Somente há impacto de caixa devido à redução no pagamento do imposto de renda e contribuição social.

A seguir é apresentado o cronograma de realização do benefício fiscal:

2025	2026	2027
829	3.036	2.778

12. Cauções e depósitos

A Companhia possui saldos de caução e depósitos de garantias de dívidas com o Banco do Nordeste do Brasil (BNB), conforme apresentado a seguir:

Instituição	Tipo de aplicação	30.09.2025	31.12.2024
BNB	CDB	24.024	21.813
Total		24.024	21.813

13. Contrato de concessão público - privados

Os ativos da infraestrutura relacionados ao contrato de concessão estão segregados entre ativo contratual (infraestrutura em construção), ativo financeiro indenizável e ativo intangível. Esta segregação ocorre para distinguir o compromisso de remuneração garantido pelo poder concedente e o compromisso de remuneração pelos consumidores pelo uso da infraestrutura do serviço público.

A concessão de distribuição da Companhia não é onerosa. Dessa forma, não há obrigações financeiras fixas e pagamentos a serem realizados ao poder concedente.

Segundo o Contrato de Concessão, a Companhia passa por processos de Revisão Tarifária a cada quatro anos, e de Reajuste Tarifário anualmente. A última Revisão Tarifária da Companhia ocorreu em 22 de abril de 2023, e o Reajuste Tarifário ocorreu em 22 de abril de 2025 (vide nota explicativa nº 4.1).

	Nota	30.09.2025	31.12.2024
Ativo contratual da concessão	13.1	1.581.551	1.514.389
Ativo financeiro indenizável (concessão)	13.2	8.384.949	7.228.279
Intangível	13.3	1.903.749	2.094.432
Total		11.870.249	10.837.100

Notas Explicativas

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS INFORMAÇÕES FINANCEIRAS INTERMEDIÁRIAS

30 de setembro de 2025

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



Enel Distribuição Ceará

Bens vinculados à concessão

De acordo com os artigos 63 e 64 do Decreto nº 41.019, de 26 de fevereiro de 1957, os bens e instalações utilizados na produção, transmissão, distribuição e venda de energia elétrica são vinculados a esses serviços, não podendo estes ser retirados, alienados, cedidos ou dados em garantia hipotecária sem a prévia e expressa autorização do Poder Concedente.

13.1 Ativo contratual (infraestrutura em construção)

O ativo contratual (infraestrutura em construção) é reconhecido inicialmente pelo valor justo na data de sua aquisição ou construção, o qual inclui custos de empréstimos capitalizados, e subsequentemente pelo custo amortizado, ou seja, o valor inicialmente reconhecido mais os juros cumulativos sobre esse valor, calculados utilizando o método dos juros efetivos menos as amortizações, de acordo com o ICPC 01 (R1) – Contratos de Concessão.

A Companhia agrega, mensalmente, os juros incorridos sobre empréstimos, financiamentos e debêntures ao custo de construção da infraestrutura, considerando os seguintes critérios para capitalização: (a) os juros são capitalizados durante a fase de construção da infraestrutura; (b) os juros são capitalizados considerando a taxa média ponderada dos empréstimos vigentes na data da capitalização; (c) os juros totais capitalizados mensalmente não excedem o valor do total das despesas mensais de juros; e (d) os juros capitalizados são amortizados considerando os mesmos critérios e vida útil determinados para o ativo intangível aos quais foram incorporados. Os juros foram capitalizados a uma taxa média de 9,28% a.a. no período de nove meses findo em 30 de setembro de 2025 (8,06% a.a. no exercício findo em 31 de dezembro de 2024), sobre o ativo contratual (infraestrutura em construção) qualificável.

A movimentação do ativo contratual (infraestrutura em construção) é como segue:

	Custo	(-) Obrigações especiais	Total
Saldo em 31 de dezembro de 2023	1.368.932	(96.274)	1.272.658
Adições	1.019.763	-	1.019.763
Capitalização de juros de empréstimos	15	-	15
Transferências para o ativo intangível	(307.329)	-	(307.329)
Transferências para o ativo financeiro	(628.498)	-	(628.498)
Reclassificações	667	-	667
Saldo em 30 de setembro de 2024	1.453.550	(96.274)	1.357.276
Saldo em 31 de dezembro de 2024	1.610.663	(96.274)	1.514.389
Adições	1.391.957	(88.408)	1.303.549
Capitalização de juros de empréstimos	15	-	15
Transferências para o ativo intangível	(346.831)	1.994	(344.837)
Transferências para o ativo financeiro	(950.200)	62.711	(887.489)
Transferências para o ativo imobilizado	(4.076)	-	(4.076)
Saldo em 30 de setembro de 2025	1.701.528	(119.977)	1.581.551

13.2 Ativo financeiro da concessão

O ativo financeiro indenizável da concessão corresponde à parcela estimada dos investimentos realizados na infraestrutura do serviço público que não será totalmente amortizada até o final da concessão. A Companhia possui o direito incondicional de receber dinheiro ou outro ativo financeiro do Poder Concedente, a título de indenização pela reversão da infraestrutura do serviço público.

A Companhia classifica os saldos do ativo financeiro da concessão como instrumentos financeiros na categoria de “valor justo por meio de resultado”, pois o fluxo de caixa não é caracterizado apenas como principal e juros. O modelo de negócio da Companhia para este ativo é recuperar o investimento realizado, cuja valorização é baseada no valor novo de reposição (VNR), acrescido de correção monetária pelo Índice de Preços ao Consumidor Amplo (IPCA), de acordo com a Base de Remuneração Regulatória (BRR).

Notas Explicativas

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS INFORMAÇÕES FINANCEIRAS INTERMEDIÁRIAS

30 de setembro de 2025

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



Enel Distribuição Ceará

A movimentação dos saldos referentes ao ativo indenizável da concessão está assim apresentada:

	30.09.2025	30.09.2024
Saldo inicial	7.228.279	6.113.012
Transferências do ativo contratual	887.489	628.498
Atualização financeira	269.181	208.404
Saldo final	8.384.949	6.949.914

A concessão de distribuição da Companhia não é onerosa. Dessa forma, não há obrigações financeiras fixas e pagamentos a serem realizados ao poder concedente.

13.3 Intangível da concessão

O ativo intangível que corresponde ao direito de exploração de concessões da infraestrutura, conforme aplicação do ICPC 01 e IFRIC 12 - Contratos de Concessão, corresponde ao direito que os concessionários possuem de cobrar os usuários pelo uso da infraestrutura da concessão e são amortizados de forma linear pelo prazo correspondente ao direito de cobrar os consumidores pelo uso do ativo da concessão que o gerou (vida útil regulatória dos ativos) ou pelo prazo do contrato da concessão, dos dois, o menor.

A amortização do ativo intangível reflete o padrão em que se espera que os benefícios econômicos futuros do ativo sejam consumidos pela Companhia. O padrão de consumo dos ativos tem relação com sua vida útil regulatória nas quais os ativos construídos pela Companhia integram a base de cálculo para mensuração da tarifa de prestação dos serviços de concessão no caso das distribuidoras. A amortização é calculada usando o método linear para alocar seus custos aos seus valores residuais durante a vida útil regulatória estimada.

Ativos intangíveis com vida definida são amortizados ao longo da vida útil-econômica e avaliados em relação à perda por redução ao valor recuperável sempre que houver indicação de perda de valor econômico do ativo. O período e o método de amortização para um ativo intangível com vida definida são revisados no mínimo no fim de cada exercício social. Mudanças na vida útil estimada ou no consumo esperado dos benefícios econômicos futuros desses ativos são contabilizadas por meio de mudanças no período ou método de amortização, conforme o caso, sendo tratadas como mudanças de estimativas contábeis. A amortização de ativos intangíveis com vida definida é reconhecida na demonstração do resultado na categoria de despesa consistente com a utilização do ativo intangível.

A composição do saldo de ativos intangíveis é como segue:

			Em serviço	30.09.2025	31.12.2024
	Custo	Amortização acumulada	Obrigações especiais	Total	Total
Direito de uso da concessão	6.373.908	(4.618.033)	(136.394)	1.619.481	1.789.877
Software	802.109	(517.847)	-	284.262	304.456
Bens de renda	368	(362)	-	6	99
Total	7.176.385	(5.136.242)	(136.394)	1.903.749	2.094.432

Notas Explicativas**NOTAS EXPLICATIVAS ÀS INFORMAÇÕES FINANCEIRAS INTERMEDIÁRIAS**

30 de setembro de 2025

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



Enel Distribuição Ceará

A movimentação do ativo intangível é como segue:

Nota	Custo	Amortização acumulada	Em serviço	Total
			Obrigações especiais	
Saldo em 31 de dezembro de 2023	6.469.779	(3.977.987)	(214.784)	2.277.008
Baixas	(35.592)	32.147	-	(3.445)
Transferências do ativo contratual	307.329	-	-	307.329
Amortizações	-	(489.845)	33.884	(455.961)
Saldo em 30 de setembro de 2024	6.741.516	(4.435.685)	(180.900)	2.124.931
Saldo em 31 de dezembro de 2024	6.858.053	(4.594.017)	(169.604)	2.094.432
Baixas	(27.706)	26.974	-	(732)
Transferências do ativo contratual	346.038	793	(1.994)	344.837
Amortizações	-	(569.992)	35.204	(534.788)
Saldo em 30 de setembro de 2025	7.176.385	(5.136.242)	(136.394)	1.903.749

As principais taxas de amortização que refletem a vida útil são as seguintes:

Distribuição	%
Software	20,00%
Condutor de tensão inferior a 69kv	3,57%
Estrutura poste	3,57%
Transformador de distribuição aéreo	4,00%
Transformador de força	2,86%
Conjunto de medição (tp e tc)	4,35%
Painel	3,57%
Regulador de tensão inferior a 69kv	4,35%

14. Imobilizado

Os itens que compõem o ativo imobilizado da Companhia são apresentados ao custo de aquisição ou de construção, líquido de depreciação acumulada e/ou perdas acumuladas por redução ao valor recuperável, se for o caso. Quando partes significativas do ativo imobilizado são substituídas, A Companhia reconhece essas partes como ativo individual com vida útil e depreciação específica. Todos os demais custos de reparos e manutenção são reconhecidos na demonstração do resultado, quando incorridos. O valor residual e a vida útil estimada dos bens são revisados e ajustados, se necessário, na data de encerramento do exercício. A depreciação é calculada de forma linear ao longo da vida útil do ativo a taxas que levam em consideração a vida útil estimada dos bens.

O imobilizado da distribuidora refere-se a bens que não estão vinculados à atividade de distribuição de energia elétrica, bem como aos direitos de uso de ativo arrendado. A seguir é apresentada a movimentação:



Enel Distribuição Ceará

Notas Explicativas

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS INFORMAÇÕES FINANCEIRAS INTERMEDIÁRIAS

30 de setembro de 2025

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

	Nota	31.12.2024	Adições	Depreciação	Baixas	Transferências	30.09.2025
<u>Imobilizado em serviço</u>							
Edif. Ob. Cíveis e benfeitorias		4.906	-	-	-	16.004	20.910
Máquinas e equipamentos		38.744	5.286	-	(104)	(3.593)	40.333
Veículos		860	-	-	-	-	860
Móveis e utensílios		26.815	-	-	-	2.386	29.201
		71.325	5.286	-	(104)	14.797	91.304
<u>Depreciação acumulada</u>							
Edif. Ob. Cíveis e benfeitorias		(911)	-	(294)	-	-	(1.205)
Máquinas e equipamentos		(24.329)	-	(1.329)	6.870	-	(18.788)
Veículos		(670)	-	(38)	-	-	(708)
Móveis e utensílios		(13.004)	-	(1.537)	-	-	(14.541)
		(38.914)	-	(3.198)	6.870	-	(35.242)
<u>Imobilizado em curso</u>							
Edif. Ob. Cíveis e benfeitorias		47.346	14.284	-	-	(8.647)	52.983
Máquinas e equipamentos		15.150	5.161	-	-	(3.475)	16.836
Veículos		762	-	-	-	-	762
Móveis e utensílios		11.442	1.336	-	-	(2.675)	10.103
		74.700	20.781	-	-	(14.797)	80.684
Total do imobilizado		107.111	26.067	(3.198)	6.766	-	136.746
<u>Ativo de direito de uso</u>							
Terrenos		633	-	(564)	-	-	69
Imóveis		33.461	257	(3.055)	(20.115)	-	10.548
Veículos	14.1	38.659	122.102	(29.431)	-	-	131.330
		72.753	122.359	(33.050)	(20.115)	-	141.947
Total		179.864	148.426	(36.248)	(13.349)	-	278.693

14.1 O aumento das adições do imobilizado no período de nove meses findo em 30 de setembro de 2025 decorre, principalmente, de novos contratos de arrendamento financeiro de veículos operacionais (frota), conforme CPC 06 (R2) / IFRS 16. O incremento reflete o movimento estratégico de insourcing, mediante o qual a Companhia passou a realizar internamente parte dos serviços operacionais antes terceirizados, demandando a alocação de frota para execução de tais serviços. Os respectivos ativos foram reconhecidos no imobilizado pelo valor presente dos pagamentos de arrendamento.



Enel Distribuição Ceará

Notas Explicativas

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS INFORMAÇÕES FINANCEIRAS INTERMEDIÁRIAS

30 de setembro de 2025

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

	31.12.2023	Adições	Depreciação	Baixas	Transferências	30.09.2024
<u>Imobilizado em serviço</u>						
Edif. Ob. Cíveis e benfeitorias	4.906	-	-	-	-	4.906
Máquinas e equipamentos	29.199	-	-	-	3.990	33.189
Veículos	860	-	-	-	-	860
Móveis e utensílios	24.913	-	-	(15)	1.917	26.815
	59.878	-	-	(15)	5.907	65.770
<u>Depreciação acumulada</u>						
Edif. Ob. Cíveis e benfeitorias	(754)	-	(118)	-	-	(872)
Máquinas e equipamentos	(23.448)	-	(536)	-	-	(23.984)
Veículos	(611)	-	(46)	-	-	(657)
Móveis e utensílios	(11.210)	-	(1.344)	15	-	(12.539)
	(36.023)	-	(2.044)	15	-	(38.052)
<u>Imobilizado em curso</u>						
Edif. Ob. Cíveis e benfeitorias	14.631	25.532	-	-	-	40.163
Máquinas e equipamentos	8.491	9.667	-	-	(4.496)	13.662
Veículos	762	-	-	-	-	762
Móveis e utensílios	7.646	4.989	-	-	(2.078)	10.557
	31.530	40.188	-	-	(6.574)	65.144
Total do imobilizado	55.385	40.188	(2.044)	-	(667)	92.862
<u>Ativo de direito de uso</u>						
Terrenos	854	-	(854)	-	-	-
Imóveis	26.586	11.195	(2.627)	(332)	-	34.822
Veículos	5.393	49.308	(10.822)	-	-	43.879
	32.833	60.503	(14.303)	(332)	-	78.701
Total	88.218	100.691	(16.347)	(332)	(667)	171.563

Notas Explicativas
 (em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma)

Enel Distribuição Ceará

A Companhia reavalia as vidas úteis anualmente para garantir que refletem a realidade, diante disso, as principais taxas de depreciação que refletem a vida útil regulatória dos ativos imobilizados anteriormente descritos, de acordo com a Resolução Aneel nº 674 de 11 de agosto de 2015, são as seguintes:

Distribuição	%
Edif. Ob. Cíveis e benfeitorias	3,33%
Veículos	14,29%
Equipamento geral	6,25%
Equipamento geral de informática	16,67%

Os ativos de direito de uso são amortizados em conformidade com vida útil definida em cada contrato. A tabela a seguir demonstra o prazo médio remanescente em 30 de setembro de 2025:

Ativo de direito de uso	Prazo médio contratual remanescente (anos)
Imóveis	2,92
Veículos	2,58

15. Fornecedores

A Companhia utiliza o método de custo amortizado para reconhecimento e mensuração dos saldos de fornecedores, conforme indicado na nota explicativa nº 30.

	Nota	30.09.2025	31.12.2024
Compra de energia		377.950	357.509
Compra de energia - partes relacionadas	29	7.769	8.008
Encargo de uso da rede		69.204	107.902
		454.923	473.419
Materiais e serviços		858.575	712.379
Materiais e serviços - partes relacionadas	29	247.897	81.262
		1.106.472	793.641
Total		1.561.395	1.267.060

Alguns fornecedores da Companhia efetuaram operações de antecipação de direito de recebimento com instituições financeiras. No entanto, não houve nenhuma alteração de prazo ou condição de pagamento para a Companhia. Assim, a essência original da transação comercial não foi alterada e continua sendo classificada como atividade operacional, ou seja, permanece como contas a pagar para fornecedores. Em 30 de setembro de 2025, o montante destas operações é de R\$ 99.525 (R\$ 88.378 em 31 de dezembro de 2024).

Notas Explicativas

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS INFORMAÇÕES FINANCEIRAS INTERMEDIÁRIAS
30 de setembro de 2025
(Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma)



16. Empréstimos e financiamentos

Os saldos de empréstimos e financiamentos são registrados pelo custo amortizado, utilizando a taxa efetiva de cada captação.

Os saldos de empréstimos e financiamentos são compostos da seguinte forma:

	Circulante				Não circulante				30.09.2025 Total circulante + não circulante	Circulante				Não circulante				31.12.2024 Total circulante + não circulante
	Principal	Encargos	Marcação a Mercado	Total	Principal	Encargos	Marcação a Mercado	Total		Principal	Encargos	Marcação a Mercado	Total	Principal	Encargos	Marcação a Mercado	Total	
Moeda nacional																		
FINEP	46	1	-	47	154	-	-	154	201	45	1	-	46	185	-	-	185	231
BNB II	42.055	130	-	42.185	81.469	-	-	81.469	123.654	42.392	146	-	42.538	117.402	-	-	117.402	159.940
MUFG Brasil	150.000	5.068	-	155.068	-	-	-	-	155.068	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	192.101	5.199	-	197.300	81.623	-	-	81.623	278.923	42.437	147	-	42.584	117.587	-	-	117.587	160.171
Moeda nacional - partes relacionadas (nota 29)																		
Enel Finance International N.V.	-	-	-	-	-	-	-	-	-	500.000	22.242	-	522.242	-	-	-	-	522.242
Mútuos Enel BR	695.181	97.057	-	792.238	1.357.658	319.661	-	1.677.319	2.469.557	1.425.694	78.799	-	1.504.493	556.658	95.376	-	652.034	2.156.527
	695.181	97.057	-	792.238	1.357.658	319.661	-	1.677.319	2.469.557	1.925.694	101.041	-	2.026.735	556.658	95.376	-	652.034	2.678.769
Moeda estrangeira																		
Citibank 4131 - COELCE	-	-	-	-	-	-	-	-	-	340.576	6.033	-	346.609	-	-	-	-	346.609
SCOTIABANK 4131 - COELCE V	237.105	251	1.073	238.429	-	-	-	-	238.429	-	4.134	-	4.134	275.831	-	(2.551)	273.280	277.414
SCOTIABANK 4131 - COELCE VI	129.705	2.592	(129)	132.168	-	-	-	-	132.168	150.890	914	(928)	150.876	-	-	-	-	150.876
	366.810	2.843	944	370.597	-	-	-	-	370.597	491.466	11.081	(928)	501.619	275.831	-	(2.551)	273.280	774.899
Total	1.254.092	105.099	944	1.360.135	1.439.281	319.661	-	1.758.942	3.119.077	2.459.597	112.269	(928)	2.570.938	950.076	95.376	(2.551)	1.042.901	3.613.839

Todos os recursos obtidos com os financiamentos contratados foram destinados à finalidade contratualmente prevista, ou seja, todos respeitaram os limites de utilização contratualmente previstos.

16.2 As principais características dos contratos de empréstimos e financiamentos estão descritas a seguir:

Notas Explicativas

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS INFORMAÇÕES FINANCEIRAS INTERMEDIÁRIAS

30 de setembro de 2025

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



Enel Distribuição Ceará

(a) Empréstimos e financiamentos obtidos durante o período findo em 30 de setembro de 2025:

Descrição	Valor do ingresso	Data da emissão	Data do vencimento	Taxa efetiva a.a. (%)	Tipo de amortização	Pagamento de juros	Finalidade	Garantia
Mútuo Coelce - Enel BR XXXVIII	50.377	20/02/25	19/02/29	CDI + 0,75% a.a.	Bullet	Bullet	Capital de giro	N/A
Mútuo I Coelce - CDSA	20.109	20/02/25	28/11/25	CDI + 0,24% a.a.	Bullet	Bullet	Capital de giro	N/A
MUFG Brasil	150.000	10/07/25	28/11/25	CDI + 0,55% a.a.	Bullet	Bullet	Capital de giro	Sim, aval da Enel Brasil

(b) Empréstimos e financiamentos obtidos em períodos anteriores e liquidados no período findo em 30 de setembro de 2025:

Descrição	Valor do ingresso	Data da emissão	Data do vencimento	Taxa efetiva a.a. (%)	Tipo de amortização	Pagamento de juros	Finalidade	Garantia
EFI - Credit Agreement	500.000	02/03/21	02/03/25	CDI + 1,18% a.a.	Bullet	Bullet	Capital de giro	N/A
CITIBANK 4131 - COELCE	271.700	24/03/22	21/03/25	USD SOFR + 0,91% a.a.	Bullet	Anual	Capital de giro	N/A
BANK OF AMERICA 4131 - COELCE	600.000	28/02/25	30/05/25	EURO + 3,79% a.a.	Bullet	Bullet	Capital de giro	N/A
CITIBANK 4131 - COELCE II	400.000	20/03/25	30/05/25	USD + 5,47% a.a.	Bullet	Bullet	Capital de giro	N/A

(c) Empréstimos e financiamentos obtidos em períodos anteriores e vigentes no período findo em 30 de setembro de 2025:

Descrição	Valor do ingresso	Data da emissão	Data do vencimento	Taxa efetiva a.a. (%)	Tipo de amortização	Pagamento de juros	Finalidade	Garantia
BNB II	340.351	11/10/18	15/04/28	IPCA + 2,18% a.a.	Mensal	Mensal	Financiamento de projetos de ampliação e modernização	Fiança bancária, conta reserva e cessão Fiduciária
FINPE	663	17/04/20	15/01/30	TJLP + 1 % a.a.	Mensal	Mensal	Financiamento do CAPEX	Fiança bancária
SCOTIABANK 4131 - COELCE V	230.000	23/09/22	23/09/26	USD + 5,45% a.a.	Bullet	Anual	Capital de giro	N/A
SCOTIABANK 4131 - COELCE VI	130.000	21/11/22	21/11/25	USD + 5,45% a.a.	Bullet	Anual	Capital de giro	N/A
Mútuo Coelce - Enel BR XIV	90.507	15/03/23	14/03/27	CDI + 0,94% a.a.	Bullet	Bullet	Capital de giro	N/A
Mútuo Coelce - Enel BR XVI	156.047	20/04/23	19/04/27	CDI + 0,96% a.a.	Bullet	Bullet	Capital de giro	N/A
Mútuo Coelce - Enel BR XVII	25.164	25/04/23	24/04/27	CDI + 0,96% a.a.	Bullet	Bullet	Capital de giro	N/A
Mútuo Coelce - Enel BR XIX	40.225	17/11/23	16/11/27	CDI + 0,88% a.a.	Bullet	Bullet	Capital de giro	N/A
Mútuo Coelce - Enel BR XX	60.328	21/11/23	20/11/27	CDI + 0,88% a.a.	Bullet	Bullet	Capital de giro	N/A
Mútuo Coelce - Enel BR XXI	40.302	10/01/24	09/01/28	CDI + 0,81% a.a.	Bullet	Bullet	Capital de giro	N/A
Mútuo Coelce - Enel BR XXII	26.196	18/01/24	17/01/28	CDI + 0,50% a.a.	Bullet	Bullet	Capital de giro	N/A
Mútuo Coelce - Enel BR XXIII	94.713	22/01/24	21/01/28	CDI + 0,50% a.a.	Bullet	Bullet	Capital de giro	N/A
Mútuo Coelce - Enel BR XXIV	23.175	25/01/24	24/01/28	CDI + 0,50% a.a.	Bullet	Bullet	Capital de giro	N/A
Mútuo Coelce - Enel BR XXV	151.132	14/03/24	13/03/28	CDI + 0,50% a.a.	Bullet	Bullet	Capital de giro	N/A
Mútuo Coelce - Enel BR XXVI	20.151	15/03/24	14/03/28	CDI + 0,50% a.a.	Bullet	Bullet	Capital de giro	N/A
Mútuo Coelce - Enel BR XXVII	141.057	20/03/24	19/03/28	CDI + 0,50% a.a.	Bullet	Bullet	Capital de giro	N/A
Mútuo Coelce - Enel BR XXVIII	25.189	22/03/24	21/03/28	CDI + 0,50% a.a.	Bullet	Bullet	Capital de giro	N/A

Notas Explicativas

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS INFORMAÇÕES FINANCEIRAS INTERMEDIÁRIAS

30 de setembro de 2025

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



Enel Distribuição Ceará

Mútuo Coelce - Enel BR XXIX	20.151	28/03/24	27/03/28	CDI + 0,50% a.a.	Bullet	Bullet	Capital de giro	N/A
Mútuo Coelce - Enel BR XXX	372.792	14/05/24	06/04/28	CDI + 1,06% a.a.	Bullet	Bullet	Capital de giro	N/A
Mútuo Coelce - Enel BR XXXI	110.835	20/05/24	25/06/26	CDI + 0,84% a.a.	Bullet	Bullet	Capital de giro	N/A
Mútuo Coelce - Enel BR XXXII	120.911	15/10/24	12/10/25	CDI + 0,46% a.a.	Bullet	Bullet	Capital de giro	N/A
Mútuo Coelce - Enel BR XXXIII	30.226	16/10/24	12/10/25	CDI + 0,46% a.a.	Bullet	Bullet	Capital de giro	N/A
Mútuo Coelce - Enel BR XXXIV	100.759	21/10/24	19/10/25	CDI + 0,47% a.a.	Bullet	Bullet	Capital de giro	N/A
Mútuo Coelce - Enel BR XXXV	282.113	24/10/24	20/10/25	CDI + 0,47% a.a.	Bullet	Bullet	Capital de giro	N/A
Mútuo Coelce - Enel BR XXXVI	20.152	21/11/24	20/11/28	CDI + 0,74% a.a.	Bullet	Bullet	Capital de giro	N/A
Mútuo Coelce - Enel BR XXXVII	30.228	23/12/24	23/12/25	CDI + 0,28% a.a.	Bullet	Bullet	Capital de giro	N/A

As operações de mútuo com Enel Brasil, que tinham vencimento até 30 de setembro de 2025 foram prorrogados de acordo com condições estabelecidas em processo realizado de acordo com as boas práticas de mercado, dentro do limite aprovado pela ANEEL por meio do despacho Nº 1.951/2024.

Notas Explicativas

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS INFORMAÇÕES FINANCEIRAS INTERMEDIÁRIAS
30 de setembro de 2025
(Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma)



Enel Distribuição Ceará

16.3 Os valores relativos ao principal e custos a amortizar apresentam a seguinte composição de indexadores:

	30.09.2025	%	31.12.2024	%
Moeda nacional				
CDI	2.624.625	84,15%	2.678.769	74,13%
IPCA	123.654	3,96%	159.940	4,43%
TJLP	201	0,01%	231	0,01%
Moeda estrangeira				
Dólar	-	0,00%	346.608	9,59%
Taxa fixa	370.597	11,88%	428.291	11,85%
Total	3.119.077	100,00%	3.613.839	100,00%

Para mitigar o risco da variação cambial da captação realizada em moeda estrangeira, foram contratadas operações de swap, trocando taxas e valores pactuados em dólar por valores em reais. Os custos das operações de swap pactuadas encontram-se descritos a seguir:

Empréstimo

Custo Swap

SCOTIABANK 4131 - V	CDI + 1,62% a.a
SCOTIABANK 4131 - VI	CDI + 1,39% a.a

16.4 Os indexadores utilizados para atualização dos empréstimos e financiamentos tiveram a seguinte variação:

Indexador	Nota	30.09.2025 %
CDI	(a)	14,90%
TJLP	(a)	8,96%
IPCA	(a)	5,13%
USD	(a)	5,32

(a) Índice do último dia do período

Notas Explicativas**NOTAS EXPLICATIVAS ÀS INFORMAÇÕES FINANCEIRAS INTERMEDIÁRIAS**

30 de setembro de 2025

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



Enel Distribuição Ceará

16.5 Movimentação dos Empréstimos e Financiamentos:

	Moeda Nacional		Moeda estrangeira		Total
	Circulante	Não circulante	Circulante	Não circulante	
Saldo em 31 de dezembro de 2023	477.715	664.928	366.663	603.872	2.113.178
Captações	1.025.692	-	-	-	1.025.692
Encargos provisionados	147.505	-	36.020	-	183.525
Encargos pagos	(75.416)	-	(41.796)	-	(117.212)
Variação cambial e monetária	-	5.292	67.140	41.699	114.131
Transferências	62.774	(62.772)	266.497	(266.499)	-
Pagamentos / amortizações	(52.190)	-	(117.053)	-	(169.243)
Marcação a mercado - dívida	-	-	-	(251)	(251)
Saldo em 30 de setembro de 2024	1.586.080	607.448	577.471	378.821	3.149.820
Saldo em 31 de dezembro de 2024	2.069.319	769.621	501.619	273.280	3.613.839
Captações	220.487	-	1.000.000	-	1.220.487
Encargos provisionados	95.861	168.306	30.729	-	294.896
Encargos pagos	(38.814)	-	(37.592)	-	(76.406)
Variação cambial e monetária	-	4.750	(12.068)	(38.727)	(46.045)
Transferências	(816.265)	816.265	238.177	(238.177)	-
Pagamentos / amortizações	(541.050)	-	(1.351.067)	-	(1.892.117)
Marcação a mercado - dívida	-	-	799	3.624	4.423
Saldo em 30 de setembro de 2025	989.538	1.758.942	370.597	-	3.119.077

16.6 Compromissos Financeiros – Cláusulas Restritivas (Covenants)

Como forma de monitoramento da situação financeira da Companhia pelos credores envolvidos em contratos financeiros, são utilizadas cláusulas financeiras restritivas (covenants) em alguns contratos de dívida.

A Administração da Companhia mantém o acompanhamento dos índices financeiros dos contratos em vigor, a saber:

Contrato	Obrigações especiais financeiras	Limite	Periodicidade de apuração dos índices
SCOTIABANK 4131 - COELCE V	Dívida financeira líquida / LAJIDA (máximo)	3,50	Trimestral
SCOTIABANK 4131 - COELCE VI	Dívida financeira líquida / LAJIDA (máximo)	3,50	Trimestral

- LAJIDA para fins de cálculo dessa obrigação significa lucro antes do resultado financeiro, impostos, depreciação e amortização (últimos 12 meses).

SCOTIABANK 4131

- Dívida financeira líquida considera empréstimos, financiamentos e debêntures líquidos dos instrumentos financeiros derivativos, reduzidos do valor de caixa e equivalentes de caixa e títulos e valores mobiliários;
- LAJIDA para fins de cálculo dessa obrigação significa lucro antes do resultado financeiro, impostos, depreciação, amortização, provisões para processos judiciais e outros, perda esperada com créditos de liquidação duvidosa e baixas de títulos incobráveis (Últimos 12 meses).

Em 30 de setembro de 2025 e 31 de dezembro de 2024, a Companhia estava em cumprimento dos termos dos covenants listados acima. O não cumprimento dos índices acima, por dois trimestres consecutivos, implica na possibilidade de antecipação do vencimento da dívida.

Notas Explicativas

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS INFORMAÇÕES FINANCEIRAS INTERMEDIÁRIAS

30 de setembro de 2025

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



Enel Distribuição Ceará

17. Debêntures

17.1 Os saldos de debêntures são compostos da seguinte forma:

	Circulante				Não circulante				30.09.2025	Circulante				Não circulante				31.12.2024
	Principal	Encargos	Custos a amortizar	Total	Principal	Marcação a mercado	Custos a amortizar	Total + não circulante		Principal	Encargos	Custos a amortizar	Total	Principal	Marcação a mercado	Custos a amortizar	Total + não circulante	
2ª Série 6ª emissão	-	-	-	-	-	-	-	-	-	191.796	458	(562)	191.692	-	-	-	-	191.692
1ª Série 8ª emissão	-	16.119	-	16.119	686.614	(28.569)	(13.522)	644.523	660.642	-	4.622	-	4.622	663.882	(15.322)	(15.042)	633.518	638.140
1ª Série 9ª emissão	950.000	34.182	(351)	983.831	-	-	-	983.831	983.831	-	54.961	-	54.961	950.000	-	(1.140)	948.860	1.003.821
1ª Série 12ª emissão	-	27.093	-	27.093	500.000	-	(10.848)	489.152	516.245	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2ª Série 12ª emissão	-	13.677	-	13.677	502.503	17.310	-	519.813	533.490	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Total	950.000	91.071	(351)	1.040.720	1.689.117	(11.259)	(24.370)	1.653.488	2.694.208	191.796	60.041	(562)	251.275	1.613.882	(15.322)	(16.182)	1.582.378	1.833.653

Todos os recursos obtidos com os financiamentos contratados foram destinados à finalidade contratualmente prevista, ou seja, todos respeitaram os limites de utilização contratualmente previstos.

As debêntures são simples e não conversíveis em ações.

17.2 As principais características dos contratos de debêntures estão descritas a seguir:

(a) Debêntures obtidas durante o período findo em 30 de setembro de 2025:

Descrição	Valor do ingresso	Data da emissão	Data do vencimento	Taxa efetiva a.a. (%)	Tipo de amortização	Pagamento de juros	Quantidade de títulos	Finalidade
1ª Série 12ª emissão	500.000	27/05/2025	15/05/2029	CDI + 1,10% a.a.	Bullet	Semestral	500	Reperfilamento de dívidas
2ª Série 12ª emissão	500.000	27/05/2025	15/05/2030	IPCA + 7,90% a.a.	Bullet	Semestral	500	Implementação de programas de investimento

(b) Debêntures obtidas em períodos anteriores e liquidados no período findo em 30 de setembro de 2025:

Descrição	Valor do ingresso	Data da emissão	Data do vencimento	Taxa efetiva a.a. (%)	Tipo de amortização	Pagamento de juros	Quantidade de títulos	Finalidade
2ª Série 6ª emissão	270.000	15/06/2018	15/06/2025	IPCA + 6,1965% a.a.	Anual	Semestral	270	Implementação de programas de investimento

(c) Debêntures obtidas em períodos anteriores e vigentes no período findo em 30 de setembro de 2025:

Descrição	Valor do ingresso	Data da emissão	Data do vencimento	Taxa efetiva a.a. (%)	Tipo de amortização	Pagamento de juros	Quantidade de títulos	Finalidade
1ª Série 8ª emissão	600.000	30/05/2022	17/05/2032	IPCA + 6,21% a.a.	Bullet	Semestral	600	Reperfilamento de dívidas
1ª Série 9ª emissão	950.000	11/01/2023	10/01/2026	CDI +1,48% a.a	Bullet	Semestral	950	Reperfilamento de dívidas

Notas Explicativas**NOTAS EXPLICATIVAS ÀS INFORMAÇÕES FINANCEIRAS INTERMEDIÁRIAS**

30 de setembro de 2025

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



Enel Distribuição Ceará

17.3 Os valores relativos ao principal e custos a amortizar apresentam a seguinte composição de indexadores:

	30.09.2025	%	31.12.2024	%
CDI	1.500.077	55,68%	1.003.822	54,74%
IPCA	1.194.131	44,32%	829.831	45,26%
Total	2.694.208	100,00%	1.833.653	100,00%

17.4 Em 30 de setembro de 2025, as parcelas relativas ao principal das debêntures e o custo de transação a amortizar, atualmente classificados no passivo não circulante, têm os seguintes vencimentos:

	2027	2028	2029	2030	Após 2030	Total não circulante
Debêntures	-	-	500.000	731.375	446.482	1.677.857
Custo a amortizar	(7.127)	(5.345)	(5.345)	(3.372)	(3.180)	(24.369)

17.5 Os indexadores utilizados para atualização das debêntures tiveram a seguinte variação:

Indexador	Nota	30.09.2025
CDI	(a)	14,90%
IPCA	(a)	5,13%

(a) Índice do último dia do período

Notas Explicativas**NOTAS EXPLICATIVAS ÀS INFORMAÇÕES FINANCEIRAS INTERMEDIÁRIAS**

30 de setembro de 2025

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



Enel Distribuição Ceará

17.6 A movimentação das debêntures é como segue:

	Circulante	Não circulante	Total
Saldo em 31 de dezembro de 2023	1.911.623	1.830.680	3.742.303
Encargos provisionados	209.189	-	209.189
Encargos pagos	(245.232)	-	(245.232)
Atualização monetária	20.968	20.763	41.731
Transferências	179.897	(179.897)	-
Pagamentos / amortizações	(1.458.081)	-	(1.458.081)
Marcação a mercado dívida	-	(52.923)	(52.923)
Amortização custo de transação	9.802	-	9.802
Saldo em 30 de setembro de 2024	628.166	1.618.623	2.246.789
Saldo em 31 de dezembro de 2024	251.275	1.582.378	1.833.653
Captações	1.000.000	-	1.000.000
Encargos provisionados	184.781	-	184.781
Encargos pagos	(153.753)	-	(153.753)
Atualização monetária	5.906	25.236	31.142
Transferências	(53.626)	53.626	-
Pagamentos / amortizações	(197.701)	-	(197.701)
Marcação a mercado dívida	-	4.061	4.061
Constituição custo de transação	-	(11.813)	(11.813)
Amortização custo de transação	3.838	-	3.838
Saldo em 30 de setembro de 2025	1.040.720	1.653.488	2.694.208

17.7 Compromissos financeiros – Cláusulas restritivas (Covenants)

De acordo com a escritura de emissão das debêntures, a Companhia está sujeita à manutenção dos índices financeiros demonstrados abaixo, calculados trimestralmente, com base em suas informações financeiras intermediárias anuais ou informações trimestrais. No período findo em 30 de setembro de 2025 e 2024, a Companhia cumpriu com os referidos índices.

Contrato	Obrigações especiais financeiras	Limite	Periodicidade de apuração dos índices
2ª Série 6ª emissão	Dívida financeira líquida / LAJIDA (máximo)	3,50	Trimestral
1ª Série 9ª emissão	Dívida financeira líquida / LAJIDA (máximo)	3,50	Trimestral
1ª Série 12ª emissão	Dívida financeira líquida / LAJIDA (máximo)	3,50	Trimestral
2ª Série 12ª emissão	Dívida financeira líquida / LAJIDA (máximo)	3,50	Trimestral
1ª Série 8ª emissão	Dívida financeira líquida / LAJIDA (máximo)	3,50	Trimestral

- Dívida financeira líquida significa a soma de (a) empréstimos, financiamentos, debêntures, intercompany; (b) obrigações comprovadas com o fundo de pensão dos empregados (não considerando para fins desta definição o passivo atuarial); (c) saldo líquido de operações de derivativos; menos o resultado da soma (a) do numerário disponível em caixa; (b) dos saldos líquidos de contas correntes bancárias credoras e devedoras; e (c) dos saldos de aplicações financeiras.
- LAJIDA AJUSTADO significa o lucro ou prejuízo da Emissora, relativo aos últimos doze meses, antes de contribuição social e imposto de renda, equivalência patrimonial, resultados financeiros, provisões para processos judiciais e outros, perda esperada com créditos de liquidação duvidosa, baixas de títulos incobráveis, depreciação, baixa de ativos imobilizados, amortização, efeitos de teste de "impairments" e ajustes positivos e negativos da CVA – Conta das Variações da Parcela A, desde que não incluídos no resultado operacional.

Notas Explicativas**NOTAS EXPLICATIVAS ÀS INFORMAÇÕES FINANCEIRAS INTERMEDIÁRIAS**

30 de setembro de 2025

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



Enel Distribuição Ceará

18. Outras Obrigações Fiscais

Nota	30.09.2025		31.12.2024	
	Circulante	Não circulante	Circulante	Não circulante
<u>Obrigações fiscais federais</u>				
Contribuição para Financiamento da Seguridade Social - COFINS	31.703	-	27.037	-
Programa de Integração Social - PIS	6.863	-	5.838	-
INSS sobre terceiros	1.700	-	2.307	-
Outras obrigações federais	3.402	-	2.893	-
	43.668	-	38.075	-
<u>Obrigações fiscais estaduais</u>				
Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços - ICMS 18.1	155.131	317	134.533	1.324
	155.131	317	134.533	1.324
<u>Obrigações fiscais municipais</u>				
Imposto sobre Serviços - ISS	4.229	-	4.436	-
Outras obrigações municipais	3.445	-	2.202	-
	7.674	-	6.638	-
Total	206.473	317	179.246	1.324

18.1 O ICMS da Companhia é apurado e recolhido mensalmente, conforme Decreto nº 24.569/97. A apuração do ICMS é no mês seguinte da competência e o recolhimento é feito no dia 20 do próprio mês da apuração. Os saldos em 30 de setembro de 2025 de R\$ 155.131 (R\$ 134.533 em 31 de dezembro de 2024), são principalmente referentes ao ICMS incidente sobre as faturas de energia elétrica.

19. Encargos setoriais

As distribuidoras de energia elétrica, devem destinar 1% da receita operacional líquida (ROL) em projetos que visam (i) financiar e combater o desperdício de energia elétrica e (ii) o desenvolvimento tecnológico do setor elétrico relacionado aos programas de Eficiência Energética (PEE) e Pesquisa e Desenvolvimento (P&D). O valor correspondente ao 1% da ROL é reconhecido como deduções da receita – nota explicativa nº24. Mensalmente, os saldos de P&D e PEE são atualizados com base na taxa SELIC, a partir do 2º mês subsequente ao seu reconhecimento até o momento de sua efetiva realização. Os gastos realizados com os projetos de PEE e P&D são registrados na rubrica de serviços em curso até a finalização desses projetos.

	30.09.2025	31.12.2024
Conta de Desenvolvimento Energético - CDE	13.646	2.806
Programa de Eficiência Energética - PEE	73.850	54.745
Pesquisa e Desenvolvimento - P&D	81.776	69.736
Fundo Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico- FNDCT	2.196	2.076
Ministério de Minas e Energia - MME	1.177	1.117
Taxa de Fiscalização dos Serviços de Energia Elétrica - TFSEE	983	887
Conta centralizadora de Bandeiras Tarifárias - CCRBT	5.773	-
Outros	736	290
Total	180.137	131.657
	Circulante	102.148
	Não circulante	77.989
		45.461
		86.196

Notas Explicativas**NOTAS EXPLICATIVAS ÀS INFORMAÇÕES FINANCEIRAS INTERMEDIÁRIAS**

30 de setembro de 2025

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



Enel Distribuição Ceará

20. PIS/COFINS a serem restituídos a consumidores

O Supremo Tribunal Federal ("STF") decidiu em março de 2017 o tema 69 da repercussão geral e confirmou a tese de que o ICMS não compõe a base de cálculo para a incidência do PIS e da COFINS. A União Federal apresentou embargos de declaração que foram julgados em maio de 2021. O STF confirmou que prevaleceu o entendimento de que deve ser retirado da base das referidas contribuições o ICMS destacado. Os embargos de declaração foram parcialmente acolhidos para modular os efeitos do julgado a partir de 15 de março de 2017, exceto para contribuintes que ingressaram com ações judiciais antes desta data. A decisão transitou em julgado em 9 de setembro de 2021.

A Companhia possuía uma ação judicial e foi cientificada em abril de 2019 do trânsito em julgado da decisão proferida pelo Tribunal Regional Federal da 5ª Região, reconhecendo o seu direito à exclusão do ICMS das bases de cálculo do PIS e da COFINS a partir de maio de 2001.

A partir de maio de 2019, em conformidade com a decisão transitada em julgado, a Companhia passou a calcular os valores a recolher de PIS e da COFINS sem a inclusão do ICMS nas referidas bases de cálculo.

Amparada nas avaliações de seus assessores legais e melhor estimativa, a Companhia constituiu ativo de PIS e de COFINS a recuperar e passivo a repassar aos consumidores de montantes iguais por entender que os montantes a serem recebidos como créditos fiscais devem ser integralmente repassados aos consumidores nos termos das normas regulatórias do setor elétrico, juntamente com o entendimento da Administração da Companhia sobre a neutralidade desse tributo nas tarifas cobradas aos consumidores. Os valores a serem devolvidos serão calculados líquidos de qualquer custo incorrido ou a ser incorrido pela Companhia.

Com base na decisão de 13 de maio de 2021 do STF, no tema de repercussão geral e sua melhor estimativa, a Companhia ajustou ativo e passivo considerando o ICMS destacado.

Em 15 de março de 2024, considerando a interpretação dada pelo Parecer Normativo n.º 11/2014 da COSIT/RFB, a Companhia impetrou mandado de segurança a fim de assegurar, após decisão definitiva, o seu direito líquido e certo de compensar todo o crédito de PIS e de COFINS reconhecido pela decisão definitiva no processo sem limitação de tempo. Em maio de 2024, foi proferida sentença julgando integralmente procedente a ação, e a Procuradoria apresentou apelação. Em setembro de 2024 foi dado provimento ao recurso. A Companhia opôs embargos de declaração, o qual foi improvido e, em novembro de 2024, a Companhia apresentou recurso especial e extraordinário ao STJ - Supremo Tribunal de Justiça e STF - Supremo Tribunal Federal.

Em 29 de dezembro foi publicada MP - Medida Provisória 1202/23, regulamentada pela PN -Portaria Normativa do MF n.14 de 5 de janeiro de 2024, alterando a legislação que trata das compensações tributárias, criando limites para utilização de créditos decorrentes de decisão judicial transitada em julgado e prevendo que as compensações poderão ser realizadas inclusive após 5 anos. A referida Medida Provisória foi convertida na Lei nº 14.873 de 28 de maio de 2024.

A Companhia seguirá adotando os procedimentos de recuperação do crédito tributário de acordo com as previsões legais e apresentou os cálculos do crédito tributário em atendimento à intimação fiscal da Receita Federal.

Diante do exposto, a Companhia vem efetuando a compensação do ativo com os tributos a pagar, de acordo com as previsões legais, inclusive as supracitadas (MP 1202/23, PN MF 14/24 e Lei 14.873/24). Até 30 de setembro de 2025, o total compensado pela companhia foi de R\$ 1.645.022 (R\$ 1.514.144 em 31 de dezembro de 2024). A utilização total do crédito ocorreu em junho de 2025.

Notas Explicativas**NOTAS EXPLICATIVAS ÀS INFORMAÇÕES FINANCEIRAS INTERMEDIÁRIAS**

30 de setembro de 2025

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



Enel Distribuição Ceará

Tratamento do regulador

Em 17 de março de 2020, a ANEEL iniciou procedimento de tomada de subsídios para colher informações para o tratamento regulatório a ser dado e, entre 11 de fevereiro de 2021 e 29 de março de 2021, a ANEEL realizou a Consulta Pública nº 005/2021 visando obter subsídios para o aprimoramento da proposta de devolução dos créditos tributários decorrentes de processos judiciais que versam sobre a exclusão do ICMS da base de cálculo do PIS e da COFINS.

Em 28 de junho de 2022, foi publicada a Lei 14.385/2022, alterando a Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996, para disciplinar a devolução aos consumidores de valores de tributos recolhidos a maior pelas prestadoras do serviço público de distribuição de energia elétrica, tais como os decorrentes da exclusão do ICMS da base de cálculo do PIS e da COFINS.

Em 24 de julho de 2025, foi publicado o Despacho ANEEL 2.203/2025, que estabelece a metodologia para a devolução aos consumidores de energia dos créditos tributários decorrentes de ações judiciais sobre a exclusão do ICMS da base de cálculo do PIS e da COFINS. O despacho não apresenta inovações em relação ao que já vinha sendo aplicado nos processos tarifários entre 2022 e 2025.

O repasse aos consumidores dependerá do efetivo aproveitamento do crédito tributário pela Companhia. Os processos tarifários de 2022 a 2025, já contemplam a devolução parcial de tais valores.

Até 30 de setembro de 2025 o total devolvido pela Companhia foi de R\$ 1.399.478 (R\$ 1.246.450 em 31 de dezembro de 2024).

Julgamento da Ação Direta de Inconstitucionalidade – ADI nº 7.324

Em julgamento do Supremo Tribunal Federal (STF) concluído em 14 de agosto de 2025, da Ação Direta de Inconstitucionalidade – ADI nº 7324, foi reconhecida a constitucionalidade da Lei nº 14.385/2022. O respectivo acórdão ainda não foi publicado.

O STF fixou que a devolução aos consumidores, está limitada ao prazo prescricional de 10 anos, contados da efetiva restituição do indébito à distribuidora ou da homologação definitiva da compensação por ela realizada. Quanto aos valores já devolvidos aos consumidores, a Companhia avalia que esse tema ainda pode ser discutido no futuro já que ele não foi debatido de forma aprofundada no julgamento da ADI nº 7324.

A referida decisão está sujeita a eventuais esclarecimentos ou modulações a serem definidos na publicação do acórdão do STF e/ou em caso de recurso.

No reajuste tarifário de 2025, a ANEEL considerou o saldo remanescente de crédito de PIS e COFINS a repassar ao consumidor. Dessa forma, a Companhia concluirá a devolução do crédito aos consumidores, até março de 2026. Assim, em 30 de setembro de 2025, baseada na opinião de assessores externos, a Companhia avalia que não há nenhum impacto contábil, uma vez que nenhum ativo referente a valores já devolvidos aos consumidores foi contabilizado.

A Administração da Companhia mantém acompanhamento contínuo das movimentações judiciais relacionadas ao tema, bem como dos respectivos desdobramentos jurídicos e regulatórios, de modo a avaliar e refletir tempestivamente eventuais impactos relevantes sobre as demonstrações financeiras.

Notas Explicativas**NOTAS EXPLICATIVAS ÀS INFORMAÇÕES FINANCEIRAS INTERMEDIÁRIAS**

30 de setembro de 2025

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



Enel Distribuição Ceará

A seguir é apresentado o resumo dos impactos:

	30.09.2025	31.12.2024
<u>PIS/COFINS - consumidores a restituir - tributo a compensar</u>		
Ativo circulante	-	127.967
Total do ativo	-	127.967
<u>PIS/COFINS - consumidores a restituir</u>		
Passivo circulante	212.645	245.326
Passivo não circulante	-	117.494
Total do passivo	212.645	362.820
<u>Receita financeira</u>		
(+) PIS/COFINS - consumidores a restituir - tributo a compensar	2.911	20.146
(-) PIS/COFINS - consumidores a restituir	(2.853)	(20.146)
Impacto líquido	58	-

A seguir é apresentada a movimentação do ativo e passivo de PIS e COFINS - ICMS:

	Nota	Ativo	Passivo
Saldo em 31 de dezembro de 2023		396.206	410.968
Atualização		17.086	16.745
Compensação		(218.505)	-
Devolução aos consumidores		-	(93.703)
Outros		2.955	-
Saldo em 30 de setembro de 2024		197.742	334.010
Saldo em 31 de dezembro de 2024		127.967	362.820
Atualização	27.1	2.911	2.853
Compensação		(130.878)	-
Devolução aos consumidores		-	(153.028)
Saldo em 30 de setembro de 2025		-	212.645

Notas Explicativas**NOTAS EXPLICATIVAS ÀS INFORMAÇÕES FINANCEIRAS INTERMEDIÁRIAS**

30 de setembro de 2025

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



Enel Distribuição Ceará

21. Obrigações com benefícios pós-emprego

A movimentação contábil do passivo registrado aberto por plano (assistência médica, FGTS, benefício definido e contribuição variável), nos períodos findos em 30 de setembro de 2025 e 2024, segue representada a seguir:

	Benefício Definido	Contribuição Definida	Plano Médico	FGTS na aposentadoria	Total
Saldo em 31 de dezembro de 2023	-	-	90.080	20.942	111.022
Custo do serviço corrente	66	(90)	138	820	934
Custo dos juros líquidos	(6)	(8)	6.541	1.303	7.830
Contribuições reais do empregador	(16)	-	(5.485)	(169)	(5.670)
Ganho (perda) atuarial	(31)	65	(4.099)	(1.763)	(5.828)
Saldo em 30 de setembro de 2024	13	(33)	87.175	21.133	108.288
Saldo em 31 de dezembro de 2024	-	-	90.168	19.599	109.767
Custo do serviço corrente	66	(90)	139	559	674
Custo dos juros líquidos	(1)	(8)	8.406	1.519	9.916
Contribuições reais do empregador	(21)	-	(5.732)	(602)	(6.355)
Ganho (perda) atuarial	(33)	66	17.641	994	18.668
Saldo em 30 de setembro de 2025	11	(32)	110.622	22.069	132.670

Informações relevantes dos benefícios pós-emprego

Conforme previsto no CPC 33 (R1) e IAS 19 (R), a avaliação atuarial é permitida em períodos intermediários, para refletir a ocorrência de mudanças significativas em condições de mercado. Dessa forma, a Companhia procedeu a atualização dos passivos, com o auxílio de atuário independente para o semestre findo em 30 de junho de 2025, para refletir a mudança significativa das condições de mercado, especificamente da variação da taxa de juros (taxa de desconto) e atualização dos patrimônios dos planos de aposentadoria. Todavia, conforme requerido pelo CPC 33 (R1) e IAS 19 (R), ao final do exercício a Companhia irá proceder ao cálculo atuarial anual completo, no qual revisará todas as premissas e bases cadastrais para aquela data.

A atualização da taxa de desconto e dos patrimônios, realizada no semestre findo em 30 de junho de 2025, ocasionou um aumento de R\$ 18.668 na obrigação atuarial em contrapartida a outros resultados abrangentes, no patrimônio líquido.

Despesas reconhecidas no resultado dos períodos:

	01.07.2025 a 30.09.2025	01.01.2025 a 30.09.2025	01.07.2024 a 30.09.2024	01.01.2024 a 30.09.2024
Custo do serviço corrente	225	674	311	934
Custo dos juros	3.305	9.916	2.610	7.830
Total reconhecido no resultado	3.530	10.590	2.921	8.764

22. Provisão para processos judiciais e outros riscos

A Companhia é parte de diversos processos judiciais e administrativos envolvendo questões trabalhistas, cíveis, tributárias, ambientais, regulatórias e outros assuntos.

22.1 Provisões relacionadas a processos com probabilidade de perda classificada como provável

As provisões para processos judiciais e outros riscos, e respectivos depósitos judiciais estão compostas da seguinte forma:

							Depósitos vinculados	
	31.12.2024	Adição	Reversão	Atualização monetária	Pagamentos	30.09.2025	30.09.2025	31.12.2024
Trabalhistas	55.699	19.107	(11.170)	6.609	(11.853)	58.392	6.656	11.368
Cíveis	197.536	74.519	(29.578)	74.777	(33.185)	284.069	13.865	10.377
Fiscais	14	44	-	-	(14)	44	-	-
Regulatório	35.872	-	-	1.716	(900)	36.688	-	-
Outras provisões	1.116	-	(1.116)	-	-	-	-	-
Total	290.237	93.670	(41.864)	83.102	(45.952)	379.193	20.521	21.745

							Depósitos vinculados	
	31.12.2023	Adição	Reversão	Atualização monetária	Pagamentos	30.09.2024	30.09.2024	31.12.2023
Trabalhistas	45.095	18.356	(5.860)	4.753	(5.044)	57.300	21.142	19.926
Cíveis	168.732	69.837	(30.418)	18.686	(41.294)	185.543	33.081	28.138
Fiscais	-	907	-	-	-	907	3.280	3.156
Regulatório	35.038	14.984	(3.746)	1.486	(12.071)	35.691	-	-
Outras provisões/riscos	1.116	-	-	-	-	1.116	-	-
Total	249.981	104.084	(40.024)	24.925	(58.409)	280.557	57.503	51.220

Notas Explicativas**NOTAS EXPLICATIVAS ÀS INFORMAÇÕES FINANCEIRAS INTERMEDIÁRIAS**

30 de setembro de 2025

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



Enel Distribuição Ceará

As estimativas de encerramento das discussões judiciais, divulgadas nos itens a seguir, podem não ser realizadas nos períodos estimados devido ao andamento futuro dos processos. As contingências prováveis estão classificadas no passivo não circulante da Companhia.

22.1.1 Processos trabalhistas

No âmbito trabalhista, refere-se a ações de empregados próprios e de empresas terceirizadas. Também existem ações cujas teses possuem chances de mudanças em instâncias superiores, além de processos em fase inicial, sem decisão ainda.

22.1.2 Processos cíveis

No âmbito cível, refere-se a processos relacionados a reclamações consumeristas em sua grande maioria sendo ações de menor complexidade com trâmite nos juizados especiais, suspensão do fornecimento e cobranças indevidas de valores. Engloba, ainda, ações referentes a reajustes e revisões tarifárias, indenizações por danos materiais e/ou morais que envolva acidentes/morte com energia elétrica e por danos causados em razão de oscilação na tensão do fornecimento de energia elétrica. No âmbito da contingência ativa, a Companhia possui ações de desapropriação e anulatórias de multas oriundas de órgão de defesa do consumidor ou agência reguladora.

22.1.3 Processos Regulatórios**Processos regulatórios em fase judicial:**

- (a) Auto de Infração SFE-0032-18, relacionado a geração distribuída, no valor original de R\$ 13.035. Após apreciação do recurso apresentado pela Companhia, a Diretoria da ANEEL decidiu pela manutenção do valor total da penalidade de multa de R\$ 13.035. Em outubro de 2020, houve pagamento parcial da multa no montante principal de R\$ 6.435 e juros de R\$ 547. Em outubro de 2020 a Companhia ingressou com um processo judicial contra a manutenção da multa pela ANEEL. Em março de 2025 o processo foi julgado improcedente. Em junho de 2025 a Companhia apresentou recurso contra a decisão que manteve a aplicação da multa no valor integral. A ANEEL opôs Embargos de Declaração requerendo que o juiz analisasse se, com o julgamento improcedente, restaria revogada a liminar de cobrança dos valores discutidos. A Companhia apresentou impugnação. Em 23 de setembro de 2025, o juízo afirmou que a tutela permanece mantida enquanto vigente a apólice, suspendendo a cobrança. O montante provisionado atualizado até 30 de setembro de 2025 corresponde a R\$ 6.470, que permanece em discussão judicial. O valor restante de R\$ 5.882 está classificado como possível (R\$ 6.072 em 31 de dezembro de 2024).
- (b) Auto de Infração nº 0025/2013-ARCE-SFE, referente a contratos de seguro firmados por consumidores da COELCE, recorrido pela Companhia em agosto de 2022, e está em discussão no âmbito judicial, sendo o valor atual da multa R\$ 1.691. O montante provisionado atualizado até 30 de setembro de 2025 corresponde a R\$ 3.074 (R\$ 2.935 em 31 de dezembro de 2024).
- (c) Auto de Infração SFF-AI-0097-12-C referente à Base de Remuneração, recebido em agosto de 2012, no valor de R\$ 20.637. Após interposição de recurso pela Companhia em agosto de 2015, a ANEEL reduziu o valor da penalidade para o montante de R\$ 11.188. Em outubro de 2016 a Companhia ingressou com um processo judicial contra a manutenção da multa pela ANEEL. Em julho de 2019 o processo foi julgado improcedente. Em agosto de 2019 a Companhia apresentou recurso contra a sentença. O processo encontra-se concluso ao relator no TRF1. O montante provisionado atualizado até 30 de setembro de 2025 corresponde a R\$ 26.906, que permanece em discussão judicial. O valor restante de R\$ 1.223 está classificado como possível (R\$ 25.721 em 31 de dezembro de 2024).

Processos regulatórios em fase administrativa

- (d) Auto de Infração nº 0002/2019-ARCE-SFE – relacionado a teleatendimento. A ANEEL decidiu, em processo da CEB - Companhia Energética de Brasília na 7ª Reunião Pública Ordinária de 10 de março de 2020, que a Não Conformidade NC.1, referente a “Falha no envio de informações solicitadas pela

Notas Explicativas**NOTAS EXPLICATIVAS ÀS INFORMAÇÕES FINANCEIRAS INTERMEDIÁRIAS**

30 de setembro de 2025

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



Enel Distribuição Ceará

fiscalização” que é similar à Não Conformidade NC.1 do AI da Companhia, deveria ser cancelada visto que “a regulamentação não determina expressamente como deve funcionar o programa que calcula os indicadores de qualidade do serviço de teleatendimento neste nível de detalhamento”. Portanto, houve a reversão do montante equivalente da Não-Conformidade 1 (NC.1) de R\$ 1.388, em abril 2020. Em setembro de 2020, o Conselho Diretor da ARCE decidiu pelo parcial provimento do recurso, reduzindo o valor da multa aplicada pela ARCE para R\$ 3.793. Em 05 de setembro de 2022, a Procuradoria Federal emitiu parecer que opinou por converter a penalidade de multa aplicada à Não Conformidade N.5 em advertência, bem como alterar o valor total da penalidade de multa para R\$ 2.905, resultando na reversão de R\$ 887, em setembro de 2022. A Companhia apelou em segunda instância (ANEEL) e aguarda apreciação do recurso pela agência nacional. Em novembro de 2022, houve deliberação final do processo pela ANEEL, onde foi determinado o pagamento de R\$ 2.905. A Companhia decidiu parcelar o pagamento em 36 parcelas, sendo a primeira parcela correspondente a 20% do valor total da multa, principal e juros, atualizada para dezembro de 2022 no valor de R\$711. A Companhia decidiu parcelar o pagamento em 36 parcelas, sendo a primeira parcela correspondente a 20% do valor total da multa, principal e juros, atualizada para dezembro de 2022 no valor de R\$712. A Companhia deverá pagar as demais 35 parcelas em valores atualizados mensalmente pela SELIC, o saldo a pagar em 30 de setembro de 2025 é de R\$ 238. Até setembro de 2025, a Companhia pagou R\$ 900 referentes às parcelas 26 a 34 do Auto de Infração, sendo R\$ 598 e R\$ 302 referentes ao valor do principal e atualização financeira, respectivamente. Além disso, houve atualização financeira credora de R\$ 14 sobre o saldo do valor principal.

22.1.4 Outras provisões

A Companhia realizou o reconhecimento da provisão para o fundo de transição, um plano que visa a aceleração da transformação energética através da digitalização, modernização e automação do seu modelo de negócio. Criando assim, valores sustentáveis e compartilhados.

Este processo de digitalização conduziu a Companhia e seus colaboradores a novos modelos de trabalho e operação, bem como o desenvolvimento de novas competências, conhecimentos e maiores oportunidades de tornar seus processos ainda mais eficientes e eficazes. Com a conclusão do processo de digitalização, a Companhia reverteu o valor originalmente provisionado, no montante de R\$ 1.116, considerando custos médios mais eficientes em relação a projeção considerada inicialmente.

22.2 Contingência com risco possível

A Companhia está envolvida em outros processos cuja probabilidade de perda está avaliada como possível e, por esse motivo, nenhuma provisão sobre eles foi constituída. A avaliação dessa probabilidade está embasada em relatórios preparados por consultores jurídicos internos e externos da Companhia. O total estimado de processos cuja probabilidade foi classificada como possível é de:

	Nota	30.09.2025	31.12.2024
Trabalhistas	22.2.1	182.393	166.051
Cíveis	22.2.2	3.062.996	2.914.457
Fiscais	22.2.3	1.746.590	1.510.698
Juizados especiais		26.842	21.879
Regulatórias	22.2.4	109.915	64.922
Total		5.128.736	4.678.007

Os processos não detalhados nas presentes informações financeiras não tiveram alterações relevantes, exceto às regulares atualizações de valores. As descrições e históricos detalhados podem ser verificados na nota explicativa no 21.2 das demonstrações financeiras relativas ao exercício findo em 31 de dezembro de 2024.

Notas Explicativas**NOTAS EXPLICATIVAS ÀS INFORMAÇÕES FINANCEIRAS INTERMEDIÁRIAS**

30 de setembro de 2025

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



Enel Distribuição Ceará

22.2.1 Processos trabalhistas

No âmbito trabalhista, refere-se a ações de empregados próprios e de empresas terceirizadas. Também existem ações cujas teses possuem chances de mudanças em instâncias superiores, além de processos em fase inicial, sem decisão ainda. Incluem-se também, 22 ações previdenciárias que totalizam R\$ 38.161 em 30 de setembro de 2025 (22 ações - R\$ 35.754 em 31 de dezembro de 2024).

22.2.2 Processos cíveis

No âmbito cível, refere-se a processos relacionados a reclamações consumeristas em sua grande maioria sendo ações de menor complexidade com trâmite nos juizados especiais, suspensão do fornecimento e cobranças indevidas de valores. Engloba, ainda, ações referentes a reajustes e revisões tarifárias, indenizações por danos materiais e/ou morais que envolva acidentes/morte com energia elétrica e por danos causados em razão de oscilação na tensão do fornecimento de energia elétrica. No âmbito da contingência ativa, a Companhia possui ações de desapropriação e anulatórias de multas oriundas de órgão de defesa do consumidor ou agência reguladora.

- (a) Reajuste tarifário 2022: Foram ajuizadas 06 ações judiciais relacionadas ao reajuste tarifário 2022 (OAB/CE, Deputado Federal Heitor Freire, Senador Eduardo Girão, MPF (MPCE/DECON), PROCON/ALCE e Adriano Alves Pessoa), alegando a nulidade da Resolução Homologatória nº 3.026, de 19 de abril de 2022, que autorizou o reajuste tarifário anual do serviço de distribuição de energia elétrica prestado pela Companhia no percentual médio de 24,85%. Em comum, todas as ações afirmam que o índice é abusivo pelo seu próprio valor e pelo contexto da pandemia e, em uma delas, se discute adicionalmente a qualidade da prestação do serviço desde 2016. A Companhia defende que os reajustes tarifários respeitam a legalidade do sistema regulatório brasileiro e, portanto, são legítimos, defendendo a qualidade na prestação do serviço. A Companhia apresentou manifestação preliminar e contestação em todas as ações e em setembro de 2022 o juízo denegou a medida cautelar de suspensão do reajuste solicitada. Dada a semelhança entre os pedidos das respectivas ações, foi determinado que fossem agrupadas perante o mesmo juízo, para serem julgadas em conjunto. Em novembro de 2022 o Ministério Público Federal opinou pela pertinência da ação. Em janeiro de 2024 as ações movidas por OAB/CE, Deputado Federal Heitor Freire e Adriano Alves Pessoa tiveram desfecho favorável à companhia, sendo extintas sem análise de mérito. Após interposição de recurso de apelação pela Ordem dos Advogados do Brasil – Seção do Ceará, em 8 de outubro de 2024, foi dado provimento ao recurso da Ordem dos Advogados do Brasil e o processo foi remetido à 1ª instância para novo julgamento. Em 5 de agosto de 2025, foi proferida decisão julgando improcedente a ação, sendo reconhecido que o reajuste tarifário de 2022 atendeu ao princípio da legalidade, foi realizado de forma razoável e com base na Nota Técnica 53/2022-SGT/ANEEL. A OAB/CE não apresentou recurso contra a decisão e o processo transitou em julgado de forma favorável à Companhia. Atualmente não existem mais ações ativas em curso que discutam o reajuste tarifário 2022.

Na ação proposta pelo Ministério Público Estadual e pelo Departamento de Proteção e Defesa do Consumidor – MPCE/DECON, em 19 de dezembro de 2024, foi proferida decisão de 1º instância, que deu provimento parcial ao pedido do MPCE/DECON condenando a Companhia ao pagamento de indenização por dano moral coletivo. Dessa forma, a Companhia realizou o registro de provisão do montante, que atualizado em 30 de setembro de 2025, corresponde ao valor de R\$ 9.795. Em fevereiro de 2025 a Companhia recorreu da decisão de condenação em danos morais coletivos e aguarda-se julgamento do recurso.

O Autor não recorreu da decisão remanescendo apenas pendente o recurso da Companhia pretendendo redução do valor da condenação.

- (b) ENDICON – Indenização por perdas e danos em função de rescisão contratual: a empreiteira, ex-fornecedora da Companhia, demanda indenização pela rescisão contratual. Alega que uma sucessão de eventos ocorridos nos contratos com a Companhia resultou em desequilíbrio econômico-financeiro e prejuízos materiais e morais. A Companhia apresentou sua defesa em dezembro de 2021 o processo encerrou a fase postulatória e deu início a fase probatória. Caso sobrevenha decisão final desfavorável, a condenação pode envolver uma eventual indenização. O valor envolvido neste processo atualizado

Notas Explicativas**NOTAS EXPLICATIVAS ÀS INFORMAÇÕES FINANCEIRAS INTERMEDIÁRIAS**

30 de setembro de 2025

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



Enel Distribuição Ceará

em 30 de setembro de 2025 é de R\$ 246.956 (R\$ 223.211 em 31 de dezembro de 2024).

- (c) Canoa Quebrada/CE - Romério: Ação de Interdito Proibitório ajuizada por Romério Moreira de Deus e outros, alegando serem possuidores de imóveis localizados em Canoa Quebrada, sustentando que a Companhia instalou postes de energia elétrica na área sem autorização, ameaçando sua posse. Após decisões judiciais divergentes, firmou-se o direito dos autores à indenização. Em maio de 2015, as partes acordaram converter a obrigação de reintegração em indenização por perdas e danos, sendo determinado novo laudo de avaliação. Após a apresentação do laudo fixando o valor da indenização, em julho de 2024 foi proferida decisão homologando o respectivo laudo. A Companhia recorreu da decisão e em maio de 2025 foi proferida decisão anulando a sentença que homologou o laudo, determinando novo julgamento. O processo retornou à fase de produção de provas. Em 30 de setembro de 2025, o valor envolvido na ação é inestimável.
- (d) Enterramento de Rede – Ação Popular movida em abril de 2025, por um vereador, pleiteando o enterramento das redes de energia elétrica da cidade de Fortaleza/CE, além do pagamento de danos morais coletivos. O pedido liminar foi indeferido, a Companhia e o Município de Fortaleza apresentaram defesa em maio de 2025 e o processo está em fase inicial. Diante do estágio do processo, em 30 de setembro de 2025, o valor envolvido é inestimável.
- (e) Renovação da Concessão – Ação Popular movida em abril de 2025, por um deputado estadual, pleiteando o impedimento da prorrogação do contrato de concessão da Enel Distribuição Ceará, alegando a existência de atos lesivos ao patrimônio público e à moralidade administrativa, requerendo a concessão de liminar que ainda não foi apreciada. A Companhia apresentou defesa em junho de 2025 e o processo está em fase inicial. Em 30 de setembro de 2025, o valor envolvido no processo é inestimável.

22.2.3 Processos fiscais**22.2.3.1 Temas estaduais**

No âmbito estadual, a Companhia discute substancialmente: (i) base cadastral de consumidores isentos, imunes e não tributáveis; (ii) crédito oriundo da aquisição de bens destinados ao ativo imobilizado e transferência de créditos; (iii) cancelamento de faturas; (iv) estorno de crédito – consumidor baixa renda e outros; (v) valor do imposto em determinadas operações; (vi) energia adquirida para consumo próprio; (vii) diferença entre valores contabilizados e valores informados nas declarações fiscais, (viii) ICMS sobre Fundo Estadual de Combate à Pobreza de clientes isentos e ICMS de alguns clientes de geração distribuída. Em setembro de 2025, após decisão parcialmente favorável em primeira instância, houve a redução definitiva do débito de três processos do item (ii) supracitado no valor total de R\$ 18.400, e a discussão segue quanto ao remanescente. Os montantes envolvidos, em todos os casos, já incluídos os reduzidos, totalizam R\$ 1.470.237 em 30 de setembro de 2025 (R\$ 1.250.392 em 31 de dezembro de 2024).

22.2.3.2 Temas municipais

No âmbito fiscal municipal, a Companhia possui processos judiciais e administrativos com os municípios de Fortaleza e Iguatu referentes ao ISS no valor atualizado de R\$ 59.530 e R\$ 6.153 em 30 de setembro de 2025 (R\$ 56.376 e R\$ 5.842 em 31 de dezembro de 2024).

Há ainda autos de infração lavrados pelos municípios de Sobral, Ipueiras, Parambu, Caucaia, Cascavel, Várzea Alegre e outros que discutem valores de contribuição de iluminação pública - CIP. No terceiro trimestre de 2025 o Município de Crato retificou a execução fiscal para retirar da mesma a cobrança de CIP, permanecendo apenas a cobrança de ISS e TFOP. Assim, o débito foi reduzido definitivamente de R\$ 19.000 para R\$ 2.500. O valor total atualizado desses autos, em 30 de setembro de 2025 é de R\$ 123.879 (R\$ 114.076 em 31 de dezembro de 2024).

Notas Explicativas**NOTAS EXPLICATIVAS ÀS INFORMAÇÕES FINANCEIRAS INTERMEDIÁRIAS**

30 de setembro de 2025

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



Enel Distribuição Ceará

22.2.3.3 Temas federais

No âmbito federal, a Companhia possui processos administrativos e judiciais referentes a IRPJ, CSLL, PIS, COFINS e PASEP. O valor total atualizado desses casos é de R\$ 58.689 em 30 de setembro de 2025 (R\$ 57.006 em 31 de dezembro de 2024).

22.2.4 Processos regulatórios

Energia Livre: Durante o período de racionamento de energia em 2001, foi estabelecido um Acordo Geral do Setor Elétrico que permitia a recomposição tarifária das distribuidoras e limitava a responsabilidade dos geradores. A RTE (Recomposição Tarifária Extraordinária) foi criada para cobrir prejuízos das distribuidoras e repassar créditos às geradoras. A Lei 10.438/2002 determinou que a arrecadação da RTE se daria até 2008. No entanto, ao final do prazo, distribuidoras e geradoras ainda possuíam créditos não arrecadados. Após o término do período de arrecadação, a ANEEL emitiu o Despacho 2.517/2010, criando obrigações para as distribuidoras, incluindo a responsabilidade pela inadimplência na arrecadação da RTE e a isonomia nas perdas entre distribuidoras e geradoras. O tema setorial levou ao judiciário algumas ações judiciais envolvendo diversas distribuidoras, dentre elas a Companhia, de forma individual e por meio da Associação Brasileira de Distribuidores de Energia Elétrica – ABRADEE. Em recente movimentação em relação ao tema foi revogada liminar que garantia a suspensão do referido despacho e a ANEEL emitiu o Despacho 992/2025, publicado em 10 de abril de 2025, que determina o repasse às geradoras dos valores estabelecidos no Despacho ANEEL 2.517/2010, trazendo risco possível para a Companhia no valor atualizado de R\$ 21.719, em 30 de setembro de 2025. Novas medidas administrativas e judiciais foram adotadas na tentativa de obtenção de nova decisão sobre o tema. A Aneel concedeu efeito suspensivo em maio de 2025 (Despacho Aneel 1345/2025) à medida cautelar apresentada pela ABRADEE e suspendeu a Resolução nº 992/2025 e outros atos relacionados ao fim da cobrança da RTE até decisão final e determinou que a Superintendência de Fiscalização Econômica, Financeira e de Mercado (SFF) analise o mérito do caso, juntamente com o parecer da Procuradoria Federal.

001/2025- ARCE-SFT: A Companhia recebeu em 25 de Abril de 2025 o Auto de Infração 0001/2025 referente ao processo fiscalizatório sobre o Tema Ligação Nova com aumento de carga ou necessidade de obras (Item I da Fiscalização Técnica e Comercial), em detrimento da Não Conformidade NC.1 - por não observar os artigos 64, inciso II e 88 no que diz respeito ao atendimento as solicitações de ligação nova com aumento de carga ou necessidade de obras. A ARCE decidiu pela aplicação da penalidade de multa no valor total atualizado de R\$ 30.535. A Companhia interpôs recurso administrativo contra o Auto de Infração nº 0001/2025-ARCE/SFT. A avaliação de êxito da Companhia na ação foi classificada como possível.

23. Patrimônio líquido

23.1 Capital social

Em 30 de setembro de 2025 o capital social é de R\$ 2.133.480 (R\$ 1.388.347 em 31 de dezembro de 2024). Em 29 de abril de 2025, conforme deliberado em Assembleia Geral Extraordinária, foi realizado um aumento de capital no montante de R\$ 164.553 via capitalização de reservas, sem emissão de novas ações.

Notas Explicativas

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS INFORMAÇÕES FINANCEIRAS INTERMEDIÁRIAS
30 de setembro de 2025
(Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma)



Composição acionária em 30 de setembro de 2025:

	Ações ordinárias (em unidade)				Ações preferenciais (em unidade)				Total (em unidades)	
	Total ações ordinárias		Classe A		Classe B		Total ações preferenciais		Ordinárias e preferenciais	
Enel Brasil S.A.	52.395.293	98,11%	13.545.353	43,40%	155.243	9,19%	13.700.596	41,64%	66.095.889	76,59%
Eletrobrás / CHESF	27.543	0,05%	3.970.308	12,72%	1.533.222	90,75%	5.503.530	16,73%	5.531.073	6,41%
Minoritários	979.188	1,83%	13.694.853	43,88%	1.016	0,06%	13.695.869	41,63%	14.675.057	17,00%
Total	53.402.024	100,00%	31.210.514	100,00%	1.689.481	100,00%	32.899.995	100,00%	86.302.019	100,00%

Composição acionária em 31 de dezembro de 2024:

	Ações ordinárias (em unidade)				Ações preferenciais (em unidade)				Total (em unidades)	
	Total ações ordinárias		Classe A		Classe B		Total ações preferenciais		Ordinárias e preferenciais	
Enel Brasil S.A.	47.064.245	97,91%	10.588.006	37,48%	424	0,03%	10.588.430	35,55%	57.652.675	74,05%
Eletrobrás / CHESF	27.543	0,06%	3.970.308	14,05%	1.533.222	99,91%	5.503.530	18,48%	5.531.073	7,10%
Outros	976.149	2,03%	13.694.386	48,47%	1.016	0,07%	13.695.402	45,98%	14.671.551	18,84%
Total	48.067.937	100,00%	28.252.700	100,00%	1.534.662	100,00%	29.787.362	100,00%	77.855.299	100,00%

Notas Explicativas**NOTAS EXPLICATIVAS ÀS INFORMAÇÕES FINANCEIRAS INTERMEDIÁRIAS**

30 de setembro de 2025

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



Enel Distribuição Ceará

Adiantamento para futuro aumento de capital – AFAC

Em Reunião do Conselho de Administração realizada em 20 de junho de 2024 foi aprovado o adiantamento para futuro aumento de capital (AFAC), pela acionista Enel Brasil S.A. O AFAC foi recebido integralmente em 20 e 26 de junho de 2024, sendo R\$ 170.000 e R\$ 410.580 respectivamente. O instrumento particular de AFAC, foi firmado entre a Companhia e a Controladora Enel Brasil S.A, de maneira irrevogável e irretroatável, e a capitalização do montante total de R\$ 580.580 foi aprovada em reunião do Conselho de Administração, realizada no dia 28 de novembro de 2024.

Em fato relevante de 16 de janeiro de 2025, a Companhia comunicou que em razão de decisão de tutela cautelar antecipada concedida nos autos do processo nº 0200893-88.2025.8.06.0001, pelo juízo da 3ª Vara Empresarial, de Recuperação de Empresas e de Falências do Estado do Ceará, ficam suspensos os efeitos do aumento de capital da Companhia no valor de R\$580.580 deliberado em 28 de novembro de 2024 pelo Conselho de Administração, dentro do limite do capital autorizado, objeto do Aviso aos Acionistas datado de 9 de dezembro de 2024, até ulterior deliberação do juízo. Referida tutela foi solicitada por Centrais Elétricas Brasileiras S.A. - Eletrobras.

Em 28 de abril de 2025, a Companhia divulgou fato relevante informando que o Conselho de Administração da Companhia aprovou o cancelamento do aumento de capital da Companhia no valor de R\$ 580.580. Os administradores da Companhia providenciarão junto à B3 S.A. – Brasil, Bolsa e Balcão, o ressarcimento aos acionistas que já tenham exercido seus direitos de preferência com correção monetária a partir da aplicação da taxa SELIC.

Conforme Assembleia Geral Extraordinária, realizada em 17 de julho de 2025, foi aprovado o aumento de capital social mediante capitalização do adiantamento para futuro aumento de capital, no valor de R\$ 580.580, mediante a emissão de 8.446.720 novas ações nominativas, sem valor nominal, sendo: (a) 5.334.087 ações ordinárias, ao preço de emissão de R\$67,20 por ação, (b) 2.957.814 ações preferenciais “Classe A”, ao preço de emissão de R\$71,23 por ação, e (c) 154.819 ações preferenciais “Classe B”, ao preço de emissão de R\$73,92 por ação, nos termos do §1º do Artigo 169 da Lei das S.A.

23.2 Capital autorizado

Na forma do disposto no artigo 168 da Lei nº 6.404/76, o estatuto social, em seu artigo 5º, parágrafo primeiro, prevê que a Companhia poderá, por deliberação do Conselho de Administração, aumentar o seu capital social em até 300.000.000.000 de ações sem valor nominal, sendo 100.000.000.000 ações ordinárias, 193.352.996.180 ações preferenciais Classe A e 6.647.003.820 ações preferenciais Classe B. Salvo deliberação em contrário do Conselho de Administração, os acionistas não terão direito de preferência em qualquer emissão de ações, notas promissórias para distribuição pública, debêntures conversíveis em ações, ou bônus de subscrição, cuja colocação seja feita mediante venda em bolsa de valores, subscrição pública ou permuta por ações em oferta de aquisição de controle, nos termos do artigo 172 da Lei nº 6.404/76.

23.3 Reserva legal

O estatuto social da Companhia prevê que do lucro líquido anual serão deduzidos 5% para constituição de reserva legal, a qual não poderá exceder 20% do capital social corrigido anualmente. De acordo com a legislação societária, a Companhia não constituiu reserva legal nos períodos apresentados, visto que o saldo dessa reserva, acrescido do montante das reservas de capital excederam 30% do capital social.

23.4 Reserva de capital de giro

É composto pela parcela de lucros não distribuídos aos acionistas. A reserva de reforço de capital de giro é criada somente depois de considerados os requisitos de dividendo mínimo e seu saldo não podem exceder 100% do montante do capital subscrito, conforme os termos do artigo 29, § d, do estatuto social da Companhia. A reserva de reforço de capital de giro pode ser usada na absorção de prejuízos, se necessário, para capitalização, pagamento de dividendos ou recompra de ações.

Notas Explicativas**NOTAS EXPLICATIVAS ÀS INFORMAÇÕES FINANCEIRAS INTERMEDIÁRIAS**

30 de setembro de 2025

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



Enel Distribuição Ceará

23.5 Reserva de incentivo fiscal

O saldo da reserva de incentivo fiscal apurado até 30 de setembro de 2025 no montante de R\$ 106.323 e de R\$ 1.095.346 foram mantidos como reserva de capital e de reserva de lucros, respectivamente, e somente poderá ser utilizado conforme previsto na Lei no 12.973/2014.

Em 14 de dezembro de 2016, a Companhia renovou o benefício fiscal da Sudene - Superintendência do Desenvolvimento do Nordeste, que reduz 75% do imposto de renda e adicionais não restituíveis, calculado sobre o lucro da exploração, referente à atividade de distribuição de energia.

Em 15 de janeiro de 2025, a Diretoria Colegiada da Superintendência do Desenvolvimento do Nordeste – SUDENE informou sobre a deliberação tomada de não aprovar o enquadramento do Projeto de Incentivo Fiscal de redução de 75% (setenta e cinco por cento) do imposto sobre a renda e adicionais não restituíveis, calculados com base no lucro da exploração, de que trata o artigo 1º da Medida Provisória no. 2.199-14, de 24 de agosto de 2001, submetido pela Companhia. O benefício fiscal continua vigente até o final do exercício fiscal que se encerrará em 31 de dezembro de 2025.

Em 30 de setembro de 2025, a Companhia protocolizou junto à SUDENE um novo pleito de enquadramento do Projeto de Incentivo Fiscal de redução de 75% (setenta e cinco por cento) do imposto sobre a renda e adicionais não restituíveis para o período de 2026 até 2035.

23.6 Outros resultados abrangentes

A Companhia reconhece como outros resultados abrangentes a parte eficaz dos ganhos ou perdas dos instrumentos financeiros derivativos classificados como hedge de fluxo de caixa, bem como os ganhos e perdas atuariais oriundos de alterações nas premissas ou nos compromissos dos planos de benefício definido. Vale ressaltar que anualmente como parte do processo de destinação do resultado do exercício, a Companhia absorve em prejuízos acumulados todo o impacto das avaliações atuariais registradas em outros resultados abrangentes.

	30.09.2025	30.09.2024
Outros resultados abrangentes - benefício pós emprego	(18.668)	5.828
Imposto de renda e contribuição social diferidos	6.347	(1.982)
Ganhos/perdas atuariais, líquidos	(12.321)	3.846
Outros resultados abrangentes - derivativos	-	(798)
Imposto de renda e contribuição social diferidos	-	271
Instrumentos financeiros derivativos, líquidos	-	(527)
Valor justo – Cessão de Recebíveis de Subvenção – CDE	(12.051)	-
Imposto de renda e contribuição social diferidos	4.097	-
Instrumentos financeiros derivativos, líquidos	(7.954)	-
Total	(20.275)	3.319

24. Resultado por ação

A Companhia efetua os cálculos do lucro por ação básico e diluído utilizando a quantidade média ponderada de ações ordinárias e preferenciais totais em circulação, durante o período correspondente ao resultado conforme pronunciamento técnico CPC 41/IAS 33. O lucro básico por ação é calculado pela divisão do lucro líquido do exercício pela média ponderada da quantidade de ações emitidas. O lucro básico por ação equivale ao lucro por ação diluído, haja vista que não há instrumentos financeiros com potencial dilutivo. Os resultados por ação de exercícios anteriores são ajustados retroativamente, quando aplicável, para refletir eventuais capitalizações de bônus, agrupamentos ou desdobramentos de ações.

Notas Explicativas**NOTAS EXPLICATIVAS ÀS INFORMAÇÕES FINANCEIRAS INTERMEDIÁRIAS**

30 de setembro de 2025

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



Enel Distribuição Ceará

	01.07.2025 a 30.09.2025	01.01.2025 a 30.09.2025	01.07.2024 a 30.09.2024	01.01.2024 a 30.09.2024
Lucro líquido (prejuízo) do período	(25.606)	91.870	68.157	262.578
<u>Unidades de ações</u>				
Número de ações ordinárias	53.402.024	53.402.024	48.067.937	48.067.937
Número de ações preferenciais - Classe A	31.210.514	31.210.514	28.252.700	28.252.700
Número de ações preferenciais - Classe B	1.689.481	1.689.481	1.534.662	1.534.662
<u>Percentual por ação</u>				
Ação ordinária	61,88%	61,88%	61,74%	61,74%
Ação preferencial - Classe A	36,16%	36,16%	36,29%	36,29%
Ação preferencial - Classe B	1,96%	1,96%	1,97%	1,97%
<u>Capital Social</u>	2.133.480	2.133.480	1.388.347	1.388.347
<u>Percentual do capital social</u>				
Ação ordinária	1.320.156	1.320.156	857.167	857.167
Ação preferencial - Classe A	771.558	771.558	503.814	503.814
Ação preferencial - Classe B	41.766	41.766	27.367	27.367
<u>Percentual do resultado</u>				
Ação ordinária	(15.844)	56.847	42.080	162.116
Ação preferencial - Classe A	(9.260)	33.224	24.733	95.286
Ação preferencial - Classe B	(501)	1.798	1.343	5.176
<u>Resultado básico e diluído por ação (em R\$)</u>				
Ação ordinária	(1,4246)	0,7753	0,5405	2,0823
Ação preferencial - Classe A	1,4833	1,4833	0,3177	1,2240
Ação preferencial - Classe B	2,4721	2,4721	0,0172	0,0664

25. Receita líquida

A receita pode ser originada de um contrato com cliente ou outros tipos de receita, incluindo somente os ingressos de benefícios econômicos recebidos e a receber pela Companhia. As quantias cobradas por conta de terceiros, tais como tributos sobre vendas não são benefícios econômicos, portanto, não estão apresentadas nas demonstrações de resultado.

O reconhecimento da receita originada de um contrato com cliente ocorre conforme CPC 47 – Receita de Contrato com Cliente ("CPC 47") e é composto por cinco passos, cujos valores devem refletir a contraprestação à qual a entidade espera ter direito em troca da transferência de bens ou serviços a um cliente. Uma receita não é reconhecida se houver uma incerteza significativa sobre a sua realização.



Enel Distribuição Ceará

Notas Explicativas

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS INFORMAÇÕES FINANCEIRAS INTERMEDIÁRIAS

30 de setembro de 2025

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

Nos trimestres

	01.07.2025 a 30.09.2025			01.07.2024 a 30.09.2024		
	Número de unidades consumidoras(*)	MWh(*)	R\$	Número de unidades consumidoras(*)	MWh(*)	R\$
Receita de prestação de serviço de distribuição de energia elétrica						
Classe de consumidores						
Residencial	3.755.415	1.440.015	949.039	3.661.690	1.420.616	966.692
Industrial	5.343	62.702	167.354	5.706	89.501	206.675
Comercial	185.556	263.834	366.836	186.215	325.791	391.209
Rural	375.564	251.112	170.175	396.934	273.876	181.457
Poder público	37.030	169.338	168.094	36.613	186.822	168.830
Iluminação pública	12.570	159.321	60.410	12.543	168.151	52.602
Serviço público	5.212	55.221	58.019	5.181	61.115	60.783
Suprimento e revenda	2	3.600	215	2	3.443	209
Transferência para atividades de distribuição	-	-	(992.388)	-	-	(1.028.606)
Total faturado	4.376.692	2.405.143	947.754	4.304.884	2.529.314	999.851
Outras receitas originadas de contratos com clientes						
Fornecimento não faturado	-	-	7.151	-	-	33.085
Disponibilização do sistema de transmissão e distribuição - TUSD (cativo)	-	-	992.388	-	-	1.028.606
Disponibilização do sistema de transmissão e distribuição - TUSD (livre)	2.469	1.022.798	186.700	1.321	850.528	149.342
(-) DIC/FIC/DMIC/DICRI sobre TUSD - consumidores cativos e livres	-	-	(8.173)	-	-	(8.706)
Total de receitas originadas de contratos com clientes	4.379.161	3.427.941	2.125.820	4.306.205	3.379.842	2.202.178
Outras receitas						
Subvenção de recursos da CDE	-	-	105.993	-	-	83.193
Subvenção baixa renda	-	-	194.247	-	-	121.367
Ativo e passivo financeiro setorial	-	-	325.941	-	-	236.767
Atualização do ativo financeiro da concessão	-	-	51.494	-	-	45.773
Receita de construção	-	-	507.552	-	-	448.162
Outras receitas	-	-	98.644	-	-	106.254
Total de outras receitas	-	-	1.283.871	-	-	1.041.516
Receita operacional bruta	4.379.161	3.427.941	3.409.691	4.306.205	3.379.842	3.243.694
Deduções da receita						
Eficiência energética - P&D, FNDCT e EPE	-	-	(17.580)	-	-	(18.296)
Conta de Desenvolvimento Energético - CDE	-	-	(218.933)	-	-	(183.783)
Encargos do consumidor - CCRBT	-	-	(159.519)	-	-	(54.525)
Taxa de Fiscalização dos Serviços de Energia Elétrica - TSEE	-	-	(2.950)	-	-	(2.649)
ICMS	-	-	(434.188)	-	-	(412.082)
COFINS	-	-	(184.945)	-	-	(178.036)
PIS	-	-	(40.153)	-	-	(38.653)
ISS	-	-	(1.370)	-	-	(1.494)
Total deduções da receita	-	-	(1.059.638)	-	-	(889.518)
Total	4.379.161	3.427.941	2.350.053	4.306.205	3.379.842	2.354.176

(*) Não revisado pelos auditores independentes.



Enel Distribuição Ceará

Notas Explicativas

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS INFORMAÇÕES FINANCEIRAS INTERMEDIÁRIAS

30 de setembro de 2025

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

Nos períodos de nove meses

	01.01.2025 a 30.09.2025			01.01.2024 a 30.09.2024		
	Número de unidades consumidoras(*)	MWh(*)	R\$	Número de unidades consumidoras(*)	MWh(*)	R\$
Receita de prestação de serviço de distribuição de energia elétrica						
Classe de consumidores						
Residencial	3.755.415	4.446.532	2.397.248	3.661.690	4.375.112	2.469.121
Industrial	5.343	188.841	525.151	5.706	272.288	624.222
Comercial	185.556	842.206	1.109.771	186.215	1.044.358	1.224.050
Rural	375.564	722.235	502.192	396.934	785.209	559.337
Poder público	37.030	523.632	497.597	36.613	566.610	514.851
Iluminação pública	12.570	480.116	141.720	12.543	458.013	129.130
Serviço público	5.212	173.281	178.206	5.181	187.948	188.142
Suprimento e revenda	2	10.961	692	2	10.551	672
Transferência para atividades de distribuição	-	-	(3.089.622)	-	-	(3.158.848)
Total faturado	4.376.692	7.387.804	2.262.955	4.304.884	7.700.088	2.550.677
Outras receitas originadas de contratos com clientes						
Fornecimento não faturado	-	-	490.580	-	-	538.345
Disponibilização do sistema de transmissão e distribuição - TUSD (cativo)	-	-	3.089.622	-	-	3.158.848
Disponibilização do sistema de transmissão e distribuição - TUSD (livre)	2.469	2.898.978	536.461	1.321	2.442.307	439.912
(-) DIC/FIC/DMIC/DICRI sobre TUSD - consumidores cativos e livres	-	-	(23.656)	-	-	(45.993)
Total de receitas originadas de contratos com clientes	4.379.161	10.286.782	6.355.962	4.306.205	10.142.395	6.641.789
Outras receitas						
Subvenção de recursos da CDE	-	-	349.307	-	-	243.692
Subvenção baixa renda	-	-	472.152	-	-	376.219
Ativo e passivo financeiro setorial	-	-	302.613	-	-	3.401
Atualização do ativo financeiro da concessão	-	-	269.181	-	-	208.404
Receita de construção	-	-	1.303.549	-	-	1.019.763
Outras receitas	-	-	205.810	-	-	181.381
Total de outras receitas	-	-	2.902.612	-	-	2.032.860
Receita operacional bruta	4.379.161	10.286.782	9.258.574	4.306.205	10.142.395	8.674.649
Deduções da receita						
Eficiência energética - P&D, FNDCT e EPE	-	-	(48.978)	-	-	(48.682)
Conta de Desenvolvimento Energético - CDE	-	-	(520.309)	-	-	(567.259)
Encargos do consumidor - CCRBT	-	-	(222.995)	-	-	(53.843)
Taxa de Fiscalização dos Serviços de Energia Elétrica - TSEE	-	-	(8.563)	-	-	(7.948)
ICMS	-	-	(1.293.715)	-	-	(1.259.357)
COFINS	-	-	(494.560)	-	-	(478.399)
PIS	-	-	(107.372)	-	-	(103.863)
ISS	-	-	(4.084)	-	-	(4.921)
Total deduções da receita	-	-	(2.700.576)	-	-	(2.524.272)
Total	4.379.161	10.286.782	6.557.998	4.306.205	10.142.395	6.150.377

(*) Não revisado pelos auditores independentes.



Notas Explicativas

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS INFORMAÇÕES FINANCEIRAS INTERMEDIÁRIAS

30 de setembro de 2025

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

Enel Distribuição Ceará

26. Custos e despesas operacionais (incluindo outras receitas)

Nos trimestres

01.07.2025 a 30.09.2025					
	Nota	Custo	Despesas gerais e administrativas	Perda por redução ao valor recuperável	Outras receitas operacionais
Pessoal		(55.126)	(5.061)	-	-
Material		(8.126)	(1.540)	-	-
Serviço de terceiros		(167.733)	(16.111)	-	-
Serviço de terceiros - partes relacionadas	29	-	(10.019)	-	-
Energia elétrica comprada para revenda		(877.533)	-	-	-
Energia elétrica comprada para revenda - partes relacionadas	29	(22.372)	-	-	-
Encargos do uso do sistema de transmissão		(162.925)	-	-	-
Depreciação e amortização		(177.844)	(7.759)	-	-
Perda esperada com créditos de liquidação duvidosa		-	-	(6.067)	-
Perda de recebíveis de clientes		-	-	(34.707)	-
Custo de construção		(507.552)	-	-	-
Provisões para processos judiciais e outros riscos		-	(15.726)	-	-
Receita de multas por impontualidade de clientes		-	-	-	28.217
Outras receitas (despesas) operacionais		(26.223)	(2.324)	-	860
Total		(2.005.434)	(58.540)	(40.774)	29.077
					(2.075.671)



Enel Distribuição Ceará

Notas Explicativas

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS INFORMAÇÕES FINANCEIRAS INTERMEDIÁRIAS

30 de setembro de 2025

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

01.07.2024 a 30.09.2024

	Nota	Custo	Despesas gerais e administrativas	Perda por redução ao valor recuperável	Outras receitas operacionais	Total
Pessoal		(43.461)	(12.187)	-	-	(55.648)
Material		(11.004)	(1.026)	-	-	(12.030)
Serviço de terceiros		(142.124)	(17.328)	-	-	(159.452)
Serviço de terceiros - partes relacionadas	29	(187)	(10.657)	-	-	(10.844)
Energia elétrica comprada para revenda		(909.610)	-	-	-	(909.610)
Energia elétrica comprada para revenda - partes relacionadas	29	(20.808)	-	-	-	(20.808)
Encargos do uso do sistema de transmissão		(229.589)	-	-	-	(229.589)
Depreciação e amortização		(148.621)	(6.718)	-	-	(155.339)
Perda esperada com créditos de liquidação duvidosa		-	-	(31.398)	-	(31.398)
Perda de recebíveis de clientes		-	-	(29.020)	-	(29.020)
Custo de construção		(448.162)	-	-	-	(448.162)
Provisões para processos judiciais e outros riscos		-	(12.035)	-	-	(12.035)
Receita de multas por impontualidade de clientes		-	-	-	8.970	8.970
Outras receitas (despesas) operacionais		(22.354)	11.874	-	(2.060)	(12.540)
Total		(1.975.920)	(48.077)	(60.418)	6.910	(2.077.505)



Enel Distribuição Ceará

Notas Explicativas

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS INFORMAÇÕES FINANCEIRAS INTERMEDIÁRIAS

30 de setembro de 2025

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

Nos períodos de nove meses

01.01.2025 a 30.09.2025						
	Nota	Custo	Despesas gerais e administrativas	Perda por redução ao valor recuperável	Outras receitas operacionais	Total
Pessoal		(161.608)	(22.843)	-	-	(184.451)
Material		(36.080)	(3.467)	-	-	(39.547)
Serviços		(474.614)	(48.150)	-	-	(522.764)
Serviços - partes relacionadas	29	-	(29.430)	-	-	(29.430)
Energia elétrica comprada para revenda		(2.247.097)	-	-	-	(2.247.097)
Energia elétrica comprada para revenda - partes relacionadas	29	(66.308)	-	-	-	(66.308)
Encargos do uso do sistema de transmissão		(547.603)	-	-	-	(547.603)
Depreciação e amortização		(510.490)	(33.050)	-	-	(543.540)
Perda esperada com créditos de liquidação duvidosa		-	-	(29.956)	-	(29.956)
Perda de recebíveis de clientes		-	-	(91.108)	-	(91.108)
Custo de construção		(1.303.549)	-	-	-	(1.303.549)
Provisões para processos judiciais e outros riscos		-	(47.776)	-	-	(47.776)
Receita de multas por impontualidade de clientes		-	-	-	63.372	63.372
Outras receitas (despesas) operacionais		(68.386)	969	-	821	(66.596)
Total		(5.415.735)	(183.747)	(121.064)	64.193	(5.656.353)



Enel Distribuição Ceará

Notas Explicativas

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS INFORMAÇÕES FINANCEIRAS INTERMEDIÁRIAS

30 de setembro de 2025

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

01.01.2024 a 30.09.2024

	Nota	Custo	Despesas gerais e administrativas	Perda por redução ao valor recuperável	Outras receitas operacionais	Total
Pessoal		(121.481)	(14.056)	-	-	(135.537)
Material		(26.303)	(2.485)	-	-	(28.788)
Serviços		(450.685)	(51.819)	-	-	(502.504)
Serviços - partes relacionadas	29	(187)	(32.115)	-	-	(32.302)
Energia elétrica comprada para revenda		(2.066.464)	-	-	-	(2.066.464)
Energia elétrica comprada para revenda - partes relacionadas	29	(61.024)	-	-	-	(61.024)
Encargos do uso do sistema de transmissão		(673.516)	-	-	-	(673.516)
Depreciação e amortização		(433.059)	(14.303)	-	-	(447.362)
Perda esperada com créditos de liquidação duvidosa		-	-	(96.785)	-	(96.785)
Perda de recebíveis de clientes		-	-	(74.620)	-	(74.620)
Custo de construção		(1.019.763)	-	-	-	(1.019.763)
Provisões para processos judiciais e outros riscos		(11.238)	(47.307)	-	-	(58.545)
Receita de multas por impontualidade de clientes		-	-	-	46.207	46.207
Outras receitas (despesas) operacionais		(61.364)	10.797	-	1.095	(49.472)
Total		(4.925.084)	(151.288)	(171.405)	47.302	(5.200.475)

Notas Explicativas

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS INFORMAÇÕES FINANCEIRAS INTERMEDIÁRIAS

30 de setembro de 2025

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



Enel Distribuição Ceará

26.1 Custo do serviço de energia elétrica

26.1.1 Energia elétrica comprada para revenda

		01.07.2025 a 30.09.2025	01.01.2025 a 30.09.2025	01.07.2024 a 30.09.2024	01.01.2024 a 30.09.2024
	Nota				
Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE		(62.914)	(174.100)	(52.756)	(120.746)
Contratos de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado - CCEAR's		(628.806)	(1.628.329)	(760.250)	(1.615.397)
Contratos de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado - CCEAR's - partes relacionadas	29	(18.950)	(56.374)	(17.680)	(51.864)
Regime de Contas de Garantia - CCGF		(81.964)	(243.114)	(84.993)	(255.053)
Regime de Contas de Garantia - CCGF - partes relacionadas		(3.422)	(9.934)	(3.127)	(9.160)
Eletrobrás Termonuclear S.A. - Eletronuclear		(32.268)	(96.477)	(35.653)	(108.817)
Risco hidrológico		(110.009)	(140.905)	(58.194)	(57.554)
Exposição involuntária		-	(23.773)	29.328	(8.953)
Geração distribuída	26.1.1	2.707	(25.856)	-	-
Outros		(536)	(1.569)	(450)	(1.395)
(-) Crédito de PIS e COFINS		72.777	196.587	84.040	193.500
		(863.385)	(2.203.844)	(899.735)	(2.035.439)
Energia elétrica comprada para revenda - PROINFA		(36.520)	(109.561)	(30.683)	(92.049)
Total		(899.905)	(2.313.405)	(930.418)	(2.127.488)

26.1.1 A Geração Distribuída - GD permite ao consumidor gerar energia e utilizar essa geração como crédito no seu consumo. Embora as regras de devolução ao consumidor pela GD não estejam consolidadas, a Companhia reconheceu provisão, com base em sua melhor estimativa.

26.1.2 Encargos do uso do sistema de transmissão

		01.07.2025 a 30.09.2025	01.01.2025 a 30.09.2025	01.07.2024 a 30.09.2024	01.01.2024 a 30.09.2024
Uso da rede elétrica		(133.085)	(438.592)	(151.199)	(476.994)
Encargos do Serviço do Sistema - ESS / EER		(61.459)	(164.271)	(95.731)	(237.480)
Encargos de conexão		(12.461)	(40.071)	(14.560)	(39.959)
(-) Crédito de PIS e COFINS		44.080	95.331	31.901	80.917
Total		(162.925)	(547.603)	(229.589)	(673.516)

Notas Explicativas**NOTAS EXPLICATIVAS ÀS INFORMAÇÕES FINANCEIRAS INTERMEDIÁRIAS**

30 de setembro de 2025

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



Enel Distribuição Ceará

27. Resultado financeiro

	Nota	01.07.2025 a 30.09.2025	01.01.2025 a 30.09.2025	01.07.2024 a 30.09.2024	01.01.2024 a 30.09.2024
Receitas financeiras					
Renda de aplicações financeiras		5.383	19.927	6.697	14.002
Juros e atualização monetária sobre impontualidade de clientes		14.539	42.668	14.231	43.564
Dívida - marcação a mercado		12.164	13.248	(4.144)	53.174
Instrumento financeiro derivativo - hedge/swap - marcação a mercado		(15.673)	18.483	2.559	2.559
Instrumento financeiro derivativo - hedge/swap - juros		(777)	-	(4.195)	-
Juros fundo de pensão		3	9	4	13
Atualização monetária de ativos financeiros setoriais		3.249	61.678	2.785	41.388
Atualização monetária dos depósitos judiciais		(84)	674	391	1.679
Atualização de créditos tributários	27.1	4.260	52.510	-	-
Outras receitas financeiras		1.278	2.132	1.417	5.797
(-) PIS e COFINS sobre receitas financeiras		(1.400)	(8.650)	(1.387)	(5.667)
		22.942	202.679	18.358	156.509
Despesas financeiras					
Dívida - marcação a mercado		18.153	(21.733)	-	-
Custo de transação		(1.352)	(3.838)	(1.209)	(9.802)
Encargos de dívidas		(108.732)	(299.646)	(74.512)	(188.818)
Encargos de dívidas - empréstimos e debêntures		(80.627)	(184.782)	(51.970)	(209.189)
Variação monetária - debêntures		(2.581)	(31.141)	(3.345)	(41.732)
Variação monetária de processos judiciais e outros		(50.263)	(83.102)	(3.612)	(24.925)
Encargos fundo de pensão		(3.308)	(9.919)	(2.615)	(7.844)
Atualização de impostos e multas		(391)	(4.839)	(1.130)	(4.567)
Instrumento financeiro derivativo - hedge/swap - marcação a mercado		(11.818)	(11.818)	3.897	(46.409)
Instrumento financeiro derivativo - hedge/swap - juros		(28.730)	(69.156)	(15.456)	(49.816)
Juros capitalizados transferidos para o ativo contratual		5	15	5	15
Cartas de fiança e seguros em garantia		(2.114)	(8.458)	(1.887)	(4.606)
Imposto sobre operações financeiras - IOF		(3.391)	(10.277)	(4.997)	(16.751)
Atualização monetária de P&D e eficiência energética		(2.428)	(6.661)	7.063	4.478
Atualização monetária de ativos financeiros setoriais		(32.283)	(119.244)	(9.729)	(45.638)
Juros sobre obrigações de arrendamento		(3.483)	(16.820)	(2.703)	(5.800)
Outras despesas financeiras		(15.555)	(71.456)	(19.293)	(62.563)
		(328.898)	(952.875)	(181.493)	(713.967)
Variações cambiais líquidas					
Variações cambiais de dívidas		10.762	50.793	14.136	(108.838)
Variações cambiais de instrumentos financeiros derivativos		(10.762)	(50.801)	(14.136)	108.815
Outras variações cambiais		1.233	(3.411)	(136)	(482)
		1.233	(3.419)	(136)	(505)
Total		(304.723)	(753.615)	(163.271)	(557.963)

27.1 Contempla o saldo de R\$ 52.510 da atualização dos créditos tributários relacionados ao tema do indébito tributário (tema 962), conforme detalhado na nota explicativa nº 28.1

Notas Explicativas**NOTAS EXPLICATIVAS ÀS INFORMAÇÕES FINANCEIRAS INTERMEDIÁRIAS**

30 de setembro de 2025

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



Enel Distribuição Ceará

28. Imposto de renda e contribuição social

O imposto de renda e a contribuição social do exercício corrente e diferido são calculados com base nas alíquotas de 15%, acrescidas do adicional de 10% sobre o lucro tributável excedente de R\$ 240 para imposto de renda e 9% sobre o lucro tributável para contribuição social sobre o lucro líquido, e consideram a compensação de prejuízos fiscais e base negativa de contribuição social, limitada a 30% do lucro real do exercício.

A despesa com imposto de renda e contribuição social compreende os impostos de renda e contribuição social correntes e diferidos. O imposto corrente e o imposto diferido são reconhecidos no resultado a menos que estejam relacionados à combinação de negócios ou a itens diretamente reconhecidos no patrimônio líquido ou em outros resultados abrangentes.

(a) Imposto corrente

A despesa de imposto corrente é o imposto a pagar ou a receber estimado sobre o lucro ou prejuízo tributável do exercício e qualquer ajuste aos impostos a pagar com relação aos exercícios anteriores. O montante dos impostos correntes a pagar ou a receber é reconhecido no balanço patrimonial como ativo ou passivo fiscal pela melhor estimativa do valor esperado dos impostos a serem pagos ou recebidos que reflete as incertezas relacionadas a sua apuração, se houver. Ele é mensurado com base nas taxas de impostos decretadas na data do balanço. Os ativos e passivos fiscais correntes são compensados somente se certos critérios forem atendidos.

A Companhia é tributada pelo regime de lucro real com recolhimentos por estimativa mensal.

A Administração avalia, periodicamente, a posição fiscal de situações que requeiram interpretações da regulamentação fiscal e estabelece provisões quando apropriado.

Notas Explicativas

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS INFORMAÇÕES FINANCEIRAS INTERMEDIÁRIAS

30 de setembro de 2025

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



Enel Distribuição Ceará

A composição da base de cálculo e dos saldos desses tributos é a seguinte:

Nos trimestres:

	01.07.2025 a 30.09.2025		01.07.2024 a 30.09.2024	
	Imposto de renda	Contribuição social	Imposto de renda	Contribuição social
Composição dos tributos no resultado:				
Na rubrica de tributos				
Correntes	68.429	24.635	(27.550)	(10.900)
Diferidos	(59.368)	(23.374)	(1.423)	473
Incentivo fiscal	(5.587)	-	(5.843)	-
Total	3.474	1.261	(34.816)	(10.427)
Demonstração do cálculo dos tributos - despesa:				
Resultado antes dos tributos	(30.341)	(30.341)	113.400	113.400
Adições:				
Gratificação a administradores	(72)	(72)	335	335
Perdão de dívida	(310)	(310)	2.115	2.115
Outras despesas indedutíveis	221	221	-	-
Doações	20	20	108	108
Multas indedutíveis	(398)	(398)	(118)	(118)
Total das adições	(539)	(539)	2.440	2.440
Base de cálculo	(30.880)	(30.880)	115.840	115.840
Alíquota nominal dos tributos	15,00%	9,00%	15,00%	9,00%
Alíquota adicional sobre o valor excedente a R\$ 20/mês	10,00%	-	10,00%	-
Despesa com tributos às alíquotas nominais	7.721	2.780	(28.951)	(10.426)
Incentivos	-	-	(5.843)	-
Ajuste de anos anteriores	(4.247)	(1.519)	(22)	(1)
Total	3.474	1.261	(34.816)	(10.427)
Alíquota efetiva	11,45%	4,16%	30,70%	9,19%

Nos períodos de nove meses:

	01.01.2025 a 30.09.2025		01.01.2024 a 30.09.2024	
Nota	Imposto de renda	Contribuição social	Imposto de renda	Contribuição social
Composição dos tributos no resultado:				
Na rubrica de tributos				
Correntes	68.429	24.635	(71.331)	(26.676)
Diferidos	(104.137)	(39.500)	(34.551)	(11.444)
Incentivo fiscal	(5.587)	-	14.641	-
Total	(41.295)	(14.865)	(91.241)	(38.120)
Demonstração do cálculo dos tributos - despesa:				
Resultado antes dos tributos	148.030	148.030	391.939	391.939
Adições:				
Gratificação a administradores	663	663	1.180	1.180
Perdão de dívida	40	40	1.933	1.933
Outras despesas indedutíveis	-	-	(34)	(34)
Doações	359	359	415	415
Multas indedutíveis	(398)	(398)	28.042	28.042
Total das adições	664	664	31.536	31.536
Base de cálculo	148.694	148.694	423.475	423.475
Alíquota nominal dos tributos	15,00%	9,00%	15,00%	9,00%
Alíquota adicional sobre o valor excedente a R\$ 20/mês	10,00%	-	10,00%	-
Despesa com tributos às alíquotas nominais	(37.149)	(13.382)	(105.851)	(38.113)
Incentivo Lei Rouanet	-	-	14.641	-
Ajuste de anos anteriores	(4.146)	(1.483)	(31)	(7)
Total	(41.295)	(14.865)	(91.241)	(38.120)
Alíquota efetiva	27,90%	10,04%	23,28%	9,73%

Notas Explicativas

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS INFORMAÇÕES FINANCEIRAS INTERMEDIÁRIAS
30 de setembro de 2025
(Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma)



Enel Distribuição Ceará

(b) Imposto Diferido

Impostos diferidos passivos são reconhecidos para todas as diferenças temporárias não tributáveis. Impostos diferidos ativos são reconhecidos para todas as diferenças temporárias dedutíveis, créditos e prejuízos tributários não utilizados, na extensão em que seja provável que lucros tributáveis futuros estejam disponíveis para que as diferenças temporárias possam ser realizadas e os créditos e prejuízos tributários possam ser utilizados.

A recuperação do saldo dos impostos diferidos ativos é revisada a cada encerramento de balanço ou em período inferior, quando ocorrer eventos relevantes que requeiram uma revisão. Quando não for mais provável que lucros tributáveis futuros estarão disponíveis para permitir a recuperação de todo o ativo, ou parte dele, o saldo do ativo é ajustado pelo montante que se espera que seja recuperado, de acordo com o prazo máximo da concessão, considerando a sua renovação, vide nota 1.3. A expectativa de geração de lucros tributáveis futuros é determinada por estudo técnico.

Impostos diferidos ativos e passivos são mensurados à alíquota do imposto determinada pela legislação tributária vigente na data do balanço e que se espera ser aplicável na data de realização dos ativos ou liquidação dos passivos que geraram os tributos diferidos.

O imposto diferido é reconhecido de acordo com a transação que o originou, seja no resultado ou no patrimônio líquido.

Impostos diferidos ativos e passivos estão apresentados líquidos em razão dos impostos diferidos serem relacionados somente à Companhia e sujeitos à mesma autoridade tributária, além de haver um direito legal assegurando a compensação do ativo contra o passivo fiscal.

(b.1) Saldos acumulados dos tributos diferidos sobre diferenças temporárias, prejuízos fiscais e bases negativas, são como segue:

	Nota	Balanços patrimoniais		Resultado		Outros resultados abrangentes	
		30.09.2025	31.12.2024	01.01.2025	01.01.2024	01.01.2025	01.01.2024
				a	a	a	a
		30.09.2025	31.12.2024	30.09.2025	30.09.2024	30.09.2025	30.09.2024
Tributos diferidos ativos:							
Provisão para créditos de liquidação duvidosa		10.900	156.847	(145.947)	33.317	-	-
Arrendamento - CPC 06 (R2)		2.953	1.442	1.511	(305)	-	-
Prejuízo fiscal e base negativa	28.1	205.401	114.930	90.471	(42.005)	-	-
Provisão para processos judiciais e outros riscos		128.927	98.301	30.625	10.396	-	-
Provisão perda de bens		1.805	1.805	-	-	-	-
Benefício pós-emprego		72.416	66.069	-	-	6.347	(1.981)
Instrumentos financeiros derivativos		-	-	-	13.775	-	-
Instrumentos financeiros derivativos - PL		-	400	-	-	(400)	(3.272)
Subsídio CDE	8	4.098	-	-	-	(4.098)	-
Outras provisões		61.360	88.040	(26.680)	12.379	-	-
		487.860	527.834	(50.020)	27.557	1.849	(5.253)
Tributos diferidos passivos:							
Correção Monetária Especial - CME e Complementar (CMC)		(1.303)	(1.324)	21	22	-	-
Ativo contratual da concessão		(709.635)	(613.608)	(96.027)	(75.246)	-	-
Desreconhecimento do passivo regulatório		18.455	13.950	4.505	4.390	-	-
Instrumentos financeiros derivativos - PL		-	-	-	-	-	308
Instrumentos financeiros derivativos - Resultado		(10.189)	(10.560)	371	-	-	-
Realização do benefício fiscal da incorporação	11	-	-	(2.487)	(2.718)	-	-
		(702.672)	(611.542)	(93.617)	(73.552)	-	308
Total		(214.812)	(83.708)	(143.637)	(45.995)	1.849	(4.945)

28.1 Em dezembro de 2024, a Companhia amparada nas avaliações de seus assessores legais registrou (i) imposto a compensar no montante de R\$ 108.010, de saldo negativo referente a reapuração do ano de 2022 e 1º e 2º trimestres do ano de 2023, e (ii) R\$ 14.224 de tributo diferido ativo referente a reapuração dos anos de 2021 a 2024, ambos relacionados com a exclusão da atualização financeira da Taxa SELIC sobre o indébito tributário, referido na nota explicativa nº. 15, em razão do posicionamento do Supremo Tribunal Federal – STF, no sentido de que não incidem IRPJ e CSLL sobre a parcela da Taxa SELIC na repetição de indébitos tributários (Tema 962). A Companhia em 2024, após discussões setoriais e

Notas Explicativas

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS INFORMAÇÕES FINANCEIRAS INTERMEDIÁRIAS
30 de setembro de 2025
(Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma)



Enel Distribuição Ceará

pareceres jurídicos reavaliou o êxito obtido em ação judicial em trâmite acerca do tema. A Companhia irá adotar os procedimentos de recuperação do crédito tributário de acordo com as previsões legais.

Dessa forma, no saldo em 31 de dezembro de 2024 de R\$ 114.930, de Prejuízo fiscal e base negativa, está contemplado o reconhecimento de R\$ 14.224 de tributo diferido ativo, referente a reapuração dos anos de 2021 a 2024, mencionado anteriormente no item ii.

Para o período findo em 30 de setembro de 2025, referente ao imposto a compensar, a Companhia registrou R\$ 52.510 de atualização financeira. Quanto ao tributo diferido ativo, não ocorreram compensações

(c) Incentivo fiscal

A Companhia conta com benefícios fiscal SUDENE – Superintendência do Desenvolvimento do Nordeste, que reduz 75% do imposto de renda e adicionais não restituíveis, calculado sobre o lucro da exploração, referente à atividade de distribuição de energia. Para o período de nove meses findo em 30 de setembro de 2025, não houve constituição de incentivo fiscal, devido ao prejuízo fiscal do período, a Companhia não apurou base para registro do incentivo.

29. Transações com partes relacionadas

Os contratos celebrados entre partes relacionadas são submetidos à anuência prévia da ANEEL, de acordo com o Módulo V da Resolução Normativa nº 948/2021.

Os saldos a receber de partes relacionadas não apresentam risco de recuperação. Dessa forma nenhuma perda esperada foi registrada nos períodos de seis meses findos em 30 de setembro de 2025 e 2024.

A seguir são apresentados os saldos a receber e a pagar, e as receitas e despesas das transações, com efeito líquido por parte relacionada, envolvendo a controladora e demais empresas com controle comum.

29.1 Controladora (Enel Brasil)

		30.09.2025	31.12.2024	01.01.2025 a 30.09.2025	01.01.2024 a 30.09.2024
Natureza da operação	Vigência	Passivo	Ativo (passivo)	Despesas	Despesas
Dividendos a pagar	Dezembro de 2022 a dezembro de 2024	(177.948)	(177.948)	-	-
Compartilhamento de Infraestrutura	Março de 2029	(14.433)	14.947	(6.456)	(6.695)
Compartilhamento de recursos humanos	Fevereiro de 2024	(58.340)	(44.751)	(13.819)	(13.836)
Mútuo	Vide Nota 15	(2.448.255)	(2.156.527)	(240.777)	(92.357)
Prestação de serviço técnicos e gestão	Março de 2020 a março de 2025	(176.286)	(143.794)	(35.706)	(31.952)
Contratos de Prestação de Serviços Técnicos de TI	Junho de 2030	(126.137)	(110.943)	(41.552)	(24.281)
Comissão de fiança	Abril de 2028	(191)	(458)	(791)	(768)
Contrato de Prestação de Serviços Técnicos Administrativos, Financeiros e de Suporte Contábil	Fevereiro de 2030	(3.214)	-	(3.214)	-
Total		(3.004.804)	(2.619.474)	(342.315)	(169.889)

Notas Explicativas

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS INFORMAÇÕES FINANCEIRAS INTERMEDIÁRIAS

30 de setembro de 2025

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



Enel Distribuição Ceará

29.2 Empresas de controle comum

		30.09.2025	31.12.2024	01.01.2025 a 30.09.2025	01.01.2024 a 30.09.2024
Natureza da operação	Vigência	Ativo (passivo)	Ativo (passivo)	Receitas (despesas)	Receitas (despesas)
Benefício pós-emprego					
Fundação Coelce de Seguridade Social - FAELCE	Até o final da concessão	(132.670)	(109.767)	(10.590)	(8.764)
		(132.670)	(109.767)	(10.590)	(8.764)
Suprimento de energia - CCEAR					
EGP Projetos I S.A.	Até o final da concessão	-	-	-	-
EGP Paranapanema	Até o final da concessão	(115)	(104)	(1.009)	(930)
EGP Mourão	Até o final da concessão	(32)	(29)	(285)	(262)
EGP Santa Angela 04	Até o final da concessão	(69)	(89)	(502)	(483)
EGP Santa Angela 19	Até o final da concessão	(63)	(81)	(460)	(442)
EGP Santa Esperança 13	Até o final da concessão	(38)	(57)	(330)	(314)
EGP Santa Angela 05	Até o final da concessão	(73)	(94)	(532)	(513)
EGP Santa Angela 08	Até o final da concessão	(66)	(86)	(485)	(466)
EGP Santa Angela 03	Até o final da concessão	(72)	(92)	(524)	(504)
EGP Santa Angela 11	Até o final da concessão	(59)	(76)	(432)	(416)
EGP Santa Angela 07	Até o final da concessão	(53)	(68)	(385)	(370)
EGP Santa Angela 06	Até o final da concessão	(74)	(95)	(536)	(516)
EGP Santa Angela 15	Até o final da concessão	(69)	(89)	(504)	(484)
EGP Santa Angela 14	Até o final da concessão	(62)	(80)	(453)	(436)
EGP Santa Angela 09	Até o final da concessão	(65)	(84)	(475)	(458)
EGP Santa Angela 17	Até o final da concessão	(68)	(87)	(495)	(476)
EGP Santa Angela 21	Até o final da concessão	(62)	(80)	(455)	(438)
EGP Santa Angela 1	Até o final da concessão	(71)	(91)	(517)	(497)
EGP Santa Angela 2	Até o final da concessão	(74)	(94)	(534)	(513)
EGP Santa Angela 10	Até o final da concessão	(62)	(81)	(456)	(439)
EGP Santa Angela 20	Até o final da concessão	(71)	(91)	(517)	(497)
EGP Zeus II - Delfina 8 S.A.	Até o final da concessão	(69)	(86)	(491)	(470)
EGP Santa Esperança 15	Até o final da concessão	(47)	(57)	(325)	(310)
EGP Santa Esperança 17	Até o final da concessão	(39)	(54)	(307)	(293)
EGP Cabeça de Boi S.A.	Até o final da concessão	(103)	(130)	(683)	(654)
EGP Fazenda S.A.	Até o final da concessão	(69)	(87)	(457)	(438)
EGP Salto Apiacas S.A.	Até o final da concessão	(170)	(214)	(1.126)	(1.079)
ENEL Trading Brasil SA	Até o final da concessão	(4.795)	(4.524)	(42.503)	(38.544)
EGP Morro do Chapéu I Eólica S.A.	Até o final da concessão	(142)	(173)	(987)	(942)
EGP Morro do Chapéu II Eólica S.A.	Até o final da concessão	(132)	(160)	(916)	(874)
EGP Volta Grande S.A.	Até o final da concessão	(979)	(887)	(8.640)	(7.967)
		(7.863)	(8.020)	(66.321)	(61.025)
Comissão (propaganda e publicidade - venda em fatura de energia)					
Enel X Brasil S.A.	Maio de 2028	-	15	1.446	1.271
		-	15	1.446	1.271
Prestação de serviços de desenvolvimento					
Gridspertise Latam S.A	Dezembro de 2026	-	-	-	187
ENEL X Brasil S.A.	Maio de 2028	(99)	(204)	-	-
		(99)	(204)	-	187
Compartilhamento de recursos humanos e infraestrutura					
ENEL Distribuição Rio - AMPLA	Fevereiro de 2024	(2.404)	(2.404)	-	-
ENEL Distribuição São Paulo - ELETROPAULO	Fevereiro de 2024	(4.176)	(4.176)	-	-
ENEL Green Power Cachoeira Dourada S.A.	Fevereiro de 2024	(1.383)	(1.383)	-	-
EGP Volta Grande S.A.	Fevereiro de 2024	461	461	-	-
		(7.502)	(7.502)	-	-
ENEL Distribuição São Paulo - ELETROPAULO	Março de 2029	(2.661)	(1.396)	(1.264)	-
		(2.661)	(1.396)	(1.264)	-
Reembolso expatriados					
ENEL SPA	Dezembro de 2025	1.726	1.726	-	(285)
Enel Colombia S.A. E.S.P	Dezembro de 2025	(83)	(389)	267	-
ENEL Itália	Dezembro de 2025	(113)	-	(119)	-
Enel Global Services S.r.l.	Dezembro de 2025	1.067	1.067	-	(325)
Enel Grids S.r.l.	Dezembro de 2025	(1.739)	(1.527)	(317)	163
		858	877	(169)	(447)
Mútuo					
ENEL Finance International N.V.	Março de 2021 a março de 2025	-	(522.242)	(13.851)	51.190
Enel Cachoeira Dourada S.A.	Fevereiro a setembro de 2025	(21.925)	-	(1.765)	-
		(21.925)	(522.242)	(15.616)	51.190
Compra e venda de ativo imobilizado					
ENEL Distribuição São Paulo - ELETROPAULO	Dezembro de 2024	-	(9.977)	-	-
		-	(9.977)	-	-
Multa Contratual					
ENEL X Brasil S.A.	Maio de 2028	-	(310)	-	-
		-	(310)	-	-
Total		(171.862)	(658.526)	(92.514)	(17.588)

Notas Explicativas**NOTAS EXPLICATIVAS ÀS INFORMAÇÕES FINANCEIRAS INTERMEDIÁRIAS**

30 de setembro de 2025

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



Enel Distribuição Ceará

Suprimento de energia – CCEAR: Os contratos de suprimento de energia – CCEAR são regulados pela ANEEL, motivo pelo qual não há anuência para tais transações.

Compartilhamento: O contrato de compartilhamento, decorre de reembolso do compartilhamento das despesas de infraestrutura condominial, de informática e telecomunicações, pelo critério regulatório de rateio, nos termos do artigo 12 do Módulo V da Resolução ANEEL nº 948/2021 e reembolso do compartilhamento de recursos humanos entre as partes relacionadas, conforme Despacho nº 1.373 publicado em 16 de maio. A contabilização da despesa/receita de compartilhamento é efetuada na rubrica de origem. Os contratos vencidos estão em processo de renegociação.

Mútuos: As informações sobre os contratos de mútuos encontram-se detalhadas nos quadros da nota explicativa nº 16.

Remuneração da Administração

A remuneração total do Conselho de Administração e dos administradores da Companhia nos períodos de nove meses findos em 30 de setembro de 2025 e 2024, encontra-se disposta no quadro abaixo. A Companhia não possui remuneração baseada em ações e mantém ainda benefícios usuais de mercado para rescisões de contratos de trabalho.

	01.07.2025 a 30.09.2025	01.01.2025 a 30.09.2025	01.07.2024 a 30.09.2024	01.01.2024 a 30.09.2024
Benefício de curto prazo (salários, encargos, benefícios, bônus)	391	1.836	1.301	2.207
Benefício pós-emprego (previdência - contribuição definitiva)	-	-	17	34
Outros benefícios de longo prazo (bônus diferido - incentivo de longo prazo)	60	178	60	119
Total	451	2.014	1.378	2.360

30. Objetivos e políticas para gestão do risco financeiro**Considerações gerais**

A Companhia possui políticas de mitigação de riscos financeiros e adota estratégias operacionais e financeiras visando manter a liquidez, segurança e rentabilidade de seus ativos. Com essa finalidade, mantém sistemas gerenciais de controle e acompanhamento das suas transações financeiras e seus respectivos valores, com o objetivo de monitorar os riscos e oportunidades/condições de cobertura no mercado.

30.1 Instrumentos financeiros**30.1.1 Valor justo e classificação dos instrumentos financeiros**

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS INFORMAÇÕES FINANCEIRAS INTERMEDIÁRIAS
Notas Explicativas 2025
 (Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma)



Enel Distribuição Ceará

Os principais instrumentos financeiros, classificados de acordo com as práticas contábeis adotadas pela Companhia são como segue:

			30.09.2025		31.12.2024	
	Categoria	Nível (a)	Contábil	Valor justo	Contábil	Valor justo
Ativo						
Caixa e equivalentes de caixa	Custo amortizado	2	107.772	107.772	214.124	214.124
Títulos e valores mobiliários	Valor justo por meio do resultado	2	520	520	475	475
Contas a receber de clientes	Custo amortizado	2	1.985.067	1.985.067	2.048.728	2.048.728
Créditos a receber - subvenção e outros	Valor justo por meio de outros resultados abrangentes	2	540.523	540.523	245.151	245.151
Cauções e depósitos	Custo amortizado	2	24.024	24.024	21.813	21.813
Depósitos vinculados	Custo amortizado	2	61.109	61.109	59.806	59.806
Ativo contratual da concessão	Valor justo por meio do resultado	2	1.581.551	1.581.551	1.514.389	1.514.389
Ativo financeiro indenizável (concessão)	Valor justo por meio do resultado	3	8.384.949	8.384.949	7.228.279	7.228.279
Instrumentos financeiros derivativos	Valor justo por meio de outros resultados abrangentes	2	-	-	67.700	67.700
Instrumentos financeiros derivativos	Valor justo por meio do resultado	2	54.506	54.506	81.883	81.883
Total do ativo			12.740.021	12.740.021	11.482.348	11.482.348
Passivo						
Fornecedores	Custo amortizado	2	1.561.395	1.561.395	1.267.060	1.267.060
Empréstimos e financiamentos em moeda nacional	Custo amortizado	2	2.748.480	2.746.384	2.838.940	2.185.608
Empréstimos e financiamentos em moeda estrangeira	Custo amortizado	2	-	-	346.608	340.327
Empréstimos e financiamentos em moeda estrangeira	Valor justo por meio do resultado	2	370.597	370.597	428.291	428.291
Debêntures	Custo amortizado	2	1.500.076	1.511.275	1.195.514	1.197.215
Debêntures	Valor justo por meio do resultado	2	1.194.132	1.194.132	638.139	638.139
Obrigações por arrendamentos	Custo amortizado	2	151.914	151.914	76.925	76.925
Consumidores - desconto CDE	Custo amortizado	2	304.688	304.688	-	-
Passivo financeiro setorial	Custo amortizado	2	513.220	513.220	423.045	423.045
Instrumentos financeiros derivativos	Valor justo por meio de outros resultados abrangentes	2	-	-	2.536	2.536
Instrumentos financeiros derivativos	Valor justo por meio do resultado	2	36.796	36.796	7.873	7.873
Total do passivo			8.381.298	8.390.401	7.224.931	6.567.019

(a) Conforme detalhado na nota explicativa 30.2 Hierarquia do valor justo.

Notas Explicativas**NOTAS EXPLICATIVAS ÀS INFORMAÇÕES FINANCEIRAS INTERMEDIÁRIAS**

30 de setembro de 2025

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



Enel Distribuição Ceará

Operações com instrumentos financeiros derivativos

A Companhia possui instrumentos derivativos com objetivo exclusivo de proteção econômica e financeira. Inicialmente, os derivativos são reconhecidos pelo valor justo na data em que um contrato é celebrado e subsequentemente remensurado ao seu valor justo.

Os contratos em aberto em 30 de setembro de 2025 são os seguintes:

Contraparte	Data do contrato	Data de Vencimento	Categoria	Indexador ativo	Indexador passivo	Valor nominal
Itaú I (8ª Debêntures)	30/05/22	17/05/32	Fair Value Hedge	IPCA + 6,2137%	CDI + 0,83%	200.000
Itaú II (8ª Debêntures)	30/05/22	17/05/32	Fair Value Hedge	IPCA + 6,2137%	CDI + 0,83%	150.000
BTG Pactual (8ª Debêntures)	30/05/22	17/05/32	Fair Value Hedge	IPCA + 6,2137%	CDI + 0,78%	250.000
Scotiabank V	23/09/22	23/09/26	Fair Value Hedge	USD + 5,45%	CDI + 1,62%	230.000
Scotiabank VI	21/11/22	21/11/25	Fair Value Hedge	USD + 5,45%	CDI + 1,38%	130.000
XP (12ª Debêntures 2ª Série)	27/05/25	15/05/30	Fair Value Hedge	IPCA + 7,90%	CDI + 0,40%	500.000
Total						1.460.000

Notas Explicativas (em reais, exceto quando indicado de outra forma)

Enel Distribuição Ceará

A movimentação é como segue:

Derivativos

Saldo em 31 de dezembro de 2023	(45.324)
Efeito no resultado financeiro	129.578
Juros provisionados	(70.580)
Marcação a mercado no resultado	(43.850)
Marcação a mercado no patrimônio líquido	8.716
Pagamento de juros	68.182
Pagamento de principal	17.947
Saldo em 30 de setembro de 2024	64.669
Saldo em 31 de dezembro de 2024	139.174
Juros provisionados	(69.156)
Variação cambial	(50.801)
Marcação a mercado no resultado	6.665
Marcação a mercado no patrimônio líquido	1.177
Recebimento de principal	(83.407)
Pagamento de juros	70.019
Pagamento de principal	4.039
Saldo em 30 de setembro de 2025	17.710

Os valores da curva e de mercado do instrumento financeiro (*swap*) em 30 de setembro de 2025, estão dispostos a seguir:

Contraparte	Valor justo (contábil)	Valor da curva	Resultado financeiro
IPCA x DI 24.03.22 Debêntures 8ª Emissão - Itaú I	6.020	22.634	(16.614)
IPCA x DI 24.03.22 Debêntures 8ª Emissão - Itaú II	4.515	16.976	(12.460)
IPCA x DI 24.03.22 Debêntures 8ª Emissão - BTG Pactual	8.064	28.343	(20.279)
Fixo (USD) x DI 23.09.22 - Scotiabank V	4.160	6.648	(2.489)
Fixo (USD) x DI 21.11.22 - Scotiabank VI	(5.553)	(5.214)	(339)
IPCA x DI 15.05.25 Debêntures 12ª Emissão 2ª Série - XP	504	(9.622)	10.125
Total	17.710	59.765	(42.056)

As operações descritas acima se qualificam para *hedge accounting* e estão classificadas como (i) *hedge* de fluxo de caixa, para as operações de troca de moeda com taxas flutuantes e de taxas flutuantes para fixa (ii) *hedge* de valor justo para a operação de troca de taxas flutuantes e taxa fixa para flutuante. São contabilizados como ativos financeiros quando o valor justo for positivo, e como passivos financeiros quando o valor justo for negativo.

A estimativa de valor justo das operações de swap foi elaborada baseando-se no modelo de fluxos futuros a valor presente, descontados a taxas de mercado apresentadas pela B3 na posição de 30 de setembro de 2025.

(i) Hedge de fluxo de caixa

A parcela altamente eficaz do hedge de fluxo de caixa, os ganhos e as perdas decorrentes das variações do valor justo do instrumento são reconhecidos no patrimônio líquido, na rubrica "Outros resultados abrangentes". A parcela não efetiva do hedge é registrada na demonstração do resultado financeiro, juntamente com os juros e variação cambial da operação, se aplicável.

Para cálculo da efetividade do *hedge*, a Companhia não desassocia a parcela do risco de crédito da contraparte (bancos) uma vez que os contratos dos instrumentos de hedge são celebrados com instituições que possuem alta solvência, liquidez e baixo risco de crédito.

Quando um instrumento de hedge de fluxo de caixa vence, é vendido ou extinto; ou quando um hedge de fluxo de caixa não mais atende aos critérios da contabilidade de hedge, todo ganho ou perda acumulado diferido e os custos de hedge diferidos existentes no patrimônio são imediatamente reclassificados para o resultado.

Os valores acumulados no patrimônio líquido são reclassificados nos períodos em que o item protegido afetar o resultado, conforme segue: os ganhos ou perdas relacionadas à parcela efetiva dos swaps de taxa de juros que protegem os empréstimos a taxas variáveis são reconhecidos na demonstração do resultado como despesas financeiras ao mesmo tempo que as despesas de juros sobre os empréstimos protegidos.

Notas Explicativas (exceto quando indicado de outra forma)

Enel Distribuição Ceará

Se a contabilização do hedge de fluxo de caixa for descontinuada, o montante que foi acumulado em outros resultados abrangentes deverá permanecer em outros resultados abrangentes acumulados se ainda houver a expectativa de que os fluxos de caixa futuros protegidos por hedge ocorram. Caso contrário, o valor será imediatamente reclassificado para o resultado como ajuste de reclassificação. Após descontinuada a contabilização, uma vez ocorrido o fluxo de caixa objeto do hedge, qualquer montante remanescente em outros resultados abrangentes acumulados deverá ser contabilizado, dependendo da natureza da transação subjacente, conforme descrito anteriormente.

(ii) Hedge de valor justo

As variações no valor justo de derivativos designados e qualificados como hedge de valor justo são registradas na demonstração do resultado, com quaisquer variações no valor justo do ativo ou passivo protegido por hedge que são atribuíveis ao risco protegido. A Companhia aplica a contabilidade de hedge de valor justo para se proteger contra o risco de juros fixos de empréstimos e exposição cambial. O ganho ou perda relacionado é reconhecido na demonstração do resultado como "Despesas financeiras", bem como as variações no valor justo dos empréstimos.

Assim como no tratamento do hedge de fluxo de caixa, para o cálculo da efetividade do hedge a Companhia não desassocia a parcela do risco de crédito da contraparte (bancos), uma vez que os contratos dos instrumentos de hedge são celebrados com instituições que possuem alta solvência, liquidez e baixo risco de crédito.

Se o hedge não mais atender aos critérios de contabilização do hedge, o ajuste no valor contábil de um item protegido por hedge, para o qual o método de taxa efetiva de juros é utilizado, é amortizado no resultado durante o período até o vencimento.

(iii) Sumário da posição dos contratos

O valor justo (contábil) é a diferença entre o efeito das pontas ativa e passiva marcadas à mercado no balanço patrimonial. Os valores da dívida líquidos da posição do hedge estão demonstrados a seguir, posição em 30 de setembro de 2025:

Dívida	Taxa de juros contratual a.a.	30.09.2025	Categoria
Scotiabank V	USD + 5,45%	238.429	Fair value hedge
Operação com instrumento derivativo - ponta ativa	USD + 5,45%	(235.486)	Fair value hedge
Operação com instrumento derivativo - ponta passiva	CDI + 1,62%	231.327	Fair value hedge
		234.270	
Scotiabank VI	USD + 5,45%	132.168	Fair value hedge
Operação com instrumento derivativo - ponta ativa	USD + 5,45%	(130.537)	Fair value hedge
Operação com instrumento derivativo - ponta passiva	CDI + 1,62%	136.090	Fair value hedge
		137.721	
12ª Debêntures - 2ª Série	IPCA + 7,90%	533.489	Fair value hedge
Operação com instrumento derivativo - ponta ativa	IPCA + 7,90%	(517.207)	Fair value hedge
Operação com instrumento derivativo - ponta passiva	CDI + 0,40%	516.704	Fair value hedge
		532.986	
8ª Debêntures	IPCA + 6,2137%	660.641	Fair value hedge
Operação com instrumento derivativo - ponta ativa	IPCA + 6,2137%	(214.763)	Fair value hedge
Operação com instrumento derivativo - ponta passiva	CDI + 0,83%	208.743	Fair value hedge
Operação com instrumento derivativo - ponta ativa	IPCA + 6,2137%	(161.072)	Fair value hedge
Operação com instrumento derivativo - ponta passiva	CDI + 0,83%	156.557	Fair value hedge
Operação com instrumento derivativo - ponta ativa	IPCA + 6,2137%	(268.508)	Fair value hedge
Operação com instrumento derivativo - ponta passiva	CDI + 0,78%	260.444	Fair value hedge
		642.042	

A diferença entre o valor na curva (*accrual*) e o valor justo se dá pela distinta metodologia de cálculo, pois enquanto o saldo de swap na curva é calculado pelo valor do principal mais juros até 30 de setembro de 2025, o saldo do *swap* a mercado é calculado considerando a curva futura dos indicadores descontada pelo CDI futuro.

30.2 Hierarquia do valor justo

Ao mensurar o valor justo de um ativo ou um passivo, a Companhia usa dados observáveis de mercado, tanto quanto possível. Os valores justos são classificados em diferentes níveis em uma hierarquia baseada nas

informações (*inputs*) utilizadas nas técnicas de avaliação da seguinte forma:

- Nível 1: dados provenientes de mercado ativo (preço cotado não ajustado) de forma que seja possível acessar diariamente inclusive na data da mensuração do valor justo;
- Nível 2: dados diferentes dos provenientes de mercado ativo (preço cotado não ajustado) incluídos no Nível 1, extraído de modelo de precificação baseado em dados observáveis de mercado;
- Nível 3: dados extraídos de modelo de precificação baseado em dados não observáveis de mercado.

30.3 Gerenciamento de riscos

A Companhia adota as diretrizes do Sistema de Controle Interno e de Gestão de Riscos (SCIGR), definidas pela Holding Enel SpA, que estabelecem as normas para a gestão de riscos, incluindo políticas, procedimentos e sistemas. Essas diretrizes são aplicadas em todos os níveis da Companhia, abrangendo os processos de identificação, análise, avaliação, tratamento, monitoramento e comunicação dos riscos enfrentados continuamente pelos negócios.

A supervisão desse sistema é realizada pelo Conselho de Administração da Enel SpA, que conta com um comitê de controles e riscos. Este comitê apoia o conselho na avaliação dos controles internos e do sistema de gestão de riscos, além de auxiliar na aprovação de relatórios financeiros periódicos.

Para a Enel Brasil e suas subsidiárias, existe uma política específica de controle e gestão de riscos, revisada e aprovada anualmente pelo Conselho de Administração. Essa política segue os requisitos locais de gestão de riscos, garantindo aderência às práticas e regulamentações pertinentes.

Adicionalmente, a Companhia possui procedimentos organizacionais que tratam da gestão de riscos de forma abrangente. Esses procedimentos complementam as políticas específicas estabelecidas para riscos em diferentes funções corporativas ou linhas de negócio do grupo. Entre elas, destacam-se: a política de gestão de garantias, a política de controle de risco de commodity, a política de controle de risco de crédito e contraparte, a política de controle de risco financeiro, a política de cobertura (taxa de câmbio e taxa de juros), e a política de riscos e oportunidades relacionadas às mudanças climáticas, entre outras. Essas políticas incluem limites e indicadores que são monitorados regularmente.

A Companhia também conta com um Comitê de Riscos Local no Brasil, com o objetivo de garantir o envolvimento da alta gestão nas questões de risco significativas. O comitê oferece uma visão integrada da exposição a riscos atuais e futuros, além de assegurar a coordenação entre a unidade de Controle de Riscos (Risk Control Brazil) e as áreas responsáveis pelos processos de negócio relacionados aos riscos. Essa estrutura promove uma cultura em que o risco é considerado em todas as decisões e em todos os níveis da organização.

Por fim, a Companhia utiliza uma taxonomia homogênea de riscos, conhecida como 'catálogo de riscos', também definida pela Enel SpA. Este catálogo contempla seis macrocategorias de risco: financeiros, estratégicos, governança e cultura, tecnologia digital, compliance e operacional, além de 38 subcategorias de risco. Essa estrutura permite uma abordagem uniforme na identificação e gestão dos riscos que podem afetar os objetivos da Companhia.

(a) Estrutura de gerenciamento de riscos

O SCIGR é composto por três linhas de defesa, com o objetivo de garantir uma gestão eficaz e eficiente. Nessa estrutura, as áreas de negócios formam a primeira linha de defesa, as áreas de Controles Internos e de Controle de Riscos atuam como segunda linha, e, finalmente, a Auditoria Interna representa a terceira linha de defesa. Cada linha tem um papel distinto na governança da organização, sendo responsável por informar e manter a alta administração e os diretores atualizados sobre a gestão de riscos. A alta administração é informada pelas primeiras e segundas linhas, enquanto o Conselho de Administração (diretores) recebe as informações das segunda e terceira linhas.

A área de Controle de Riscos segue a norma internacional ISO 31000:2018 (G31000) e adota suas diretrizes para a gestão de riscos. Seu principal objetivo é identificar preventivamente riscos (endógenos e exógenos), analisá-los, avaliá-los e quantificar o impacto e a probabilidade de materialização desses riscos. Além disso,

Notas Explicativas (tais, exceto quando indicado de outra forma)

Enel Distribuição Ceará

promove o tratamento adequado por meio do suporte às áreas de negócio na definição de ações de mitigação e planos de ação, juntos com seus respectivos proprietários do risco (risk owners), garantindo as boas práticas de governança corporativa e a continuidade do negócio.

Embora o processo de gestão de riscos seja descentralizado, com cada gestor sendo responsável pelos riscos em seus respectivos processos de negócio, a área de Controle de Riscos desempenha um papel essencial no mapeamento e consolidação de riscos. Ela é responsável por integrar as informações de riscos de todas as unidades de negócio, alinhando-se aos princípios de governança de riscos do Grupo Enel e assegurando a manutenção adequada do processo. Essa abordagem facilita a visualização clara e a priorização dos riscos, apoiando a tomada de decisões estratégicas e a implementação de ações de gestão de riscos mais eficazes.

(b) Riscos resultantes de instrumentos financeiros

A Companhia possui exposição para os seguintes riscos resultantes de instrumentos financeiros:

(b.1) Risco de crédito

Esse risco decorre da possibilidade de a Companhia incorrer em perdas resultantes da dificuldade de recebimento dos valores faturados a seus clientes ou do descumprimento das obrigações contratuais por parte de uma contraparte em um instrumento financeiro.

No caso de transações financeiras, existem políticas que estabelecem regras e limites para realizar operações com contrapartes. Essas políticas levam em consideração, dentre outras variáveis, a classificação de risco de crédito (rating) e valor do patrimônio líquido da contraparte.

O risco é basicamente proveniente de: (i) contas a receber de clientes; (ii) equivalentes de caixa e investimentos de curto prazo; (iii), ativo financeiro setorial; (iv) ativo contratual (infraestrutura em construção); e (v) ativo financeiro da concessão.

O valor contábil dos ativos financeiros representa a exposição máxima do crédito. A exposição máxima ao risco do crédito na data de 30 de setembro de 2025 é:

	Nota	30.09.2025	31.12.2024
Caixa e equivalentes de caixa	b.1.1	107.772	214.124
Títulos e valores mobiliários	b.1.1	520	475
Contas a receber de clientes	b.1.2	1.985.067	2.048.728
Depósitos vinculados	b.1.1	61.109	59.806
Ativo contratual da concessão	b.1.3	1.581.551	1.514.389
Ativo financeiro indenizável (concessão)	b.1.3	8.384.949	7.228.279
Instrumentos financeiros derivativos	b.1.4	17.710	139.174
Total		12.138.678	11.204.975

No caso dos créditos com consumidores, a Companhia tem o direito de interromper o fornecimento de energia caso o cliente deixe de realizar o pagamento de suas faturas, dentro de parâmetros e prazos definidos pela legislação e regulamentação específicas. A perda esperada para créditos de liquidação duvidosa é estabelecida em montante julgado suficiente, pela Administração da Companhia, para cobrir prováveis riscos de realização das contas a receber.

Os riscos relativos aos créditos setoriais e indenizáveis são considerados como bastante reduzidos, visto que os contratos firmados asseguram o direito incondicional de receber caixa ao final da concessão a ser pago pelo Poder Concedente, referente a custos não recuperados por meio de tarifa.

(b.1.1) Caixa e equivalentes de caixa, investimentos de curto prazo e depósitos vinculados

O excedente de caixa da Companhia é aplicado de forma conservadora em ativos financeiros de baixo risco, sendo os principais instrumentos financeiros representados por CDB's (Certificados de Depósitos Bancários) e operações compromissadas. Os investimentos têm alta liquidez, sendo prontamente conversíveis em recursos disponíveis de acordo com as necessidades de caixa da Companhia. As aplicações financeiras da Companhia buscam rentabilidade compatíveis com às variações do CDI. Dada à natureza e característica das aplicações

Notas Explicativas (em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma)

Enel Distribuição Ceará

financeiras, já estão reconhecidas pelo seu valor justo, em contrapartida ao resultado.

Em 30 de setembro de 2025, para o saldo de caixa e equivalentes de caixa, títulos e valores mobiliários e instrumentos financeiros derivativos, a Companhia possuía a seguinte exposição de ativos com a seguinte classificação de risco realizada pela Agência Standard & Poor's (escala nacional):

Equivalente de caixa e títulos e valores mobiliários	30.09.2025	31.12.2024
AAA	32.322	111.737
AA+	44.400	73.605
Total	76.722	185.342

Instrumentos financeiros derivativos	30.09.2025	31.12.2024
AAA	17.710	139.174
Total	17.710	139.174

(b.1.2) Consumidores, revendedores e contas a receber de acordos

A Companhia está obrigada, por força de regulamentação do setor de energia elétrica e por cláusula incluída no contrato de concessão, a fornecer energia elétrica para todos os clientes localizados na sua área de concessão. De acordo com a regulamentação do setor de energia elétrica, a Companhia tem o direito de cortar o fornecimento de energia elétrica dos consumidores que não efetuem o pagamento das faturas.

A Companhia tem executado diversas ações objetivando a redução e combate à inadimplência tais como: negativação de clientes em empresas de proteção ao crédito, corte do fornecimento de energia elétrica, cobrança judicial, protesto de clientes junto aos cartórios, contratação de agências de cobranças, envio de cartas de aviso de cobrança e de mensagens via "SMS", e-mail e "URA" (Unidade de Resposta Audível). Adicionalmente, foi lançado o portal de negociação e realização de negociações através de feirões e do call center. A Companhia utiliza uma solução de análise preditiva ("Predictive Analytics") possibilitando avaliar a propensão de pagamento de acordo ao perfil de cada cliente, para definir a melhor estratégia de cobrança.

Além disto a Companhia tem buscado novos meios de pagamentos de forma a facilitar o pagamento das faturas pelos clientes, como o Cartão de Crédito e Carteiras Digitais, bem como realiza campanhas periódicas de incentivo ao cadastro na fatura digital e débito automático.

A área de Controle de Riscos da Companhia monitora o saldo de contas a receber, utilizando uma ferramenta de monitoramento de crédito. As informações geradas por essa ferramenta são reportadas mensalmente à diretoria por meio de um reporte de riscos, assegurando que a alta gestão esteja constantemente atualizada sobre o perfil de inadimplência e as ações corretivas necessárias.

(b.1.3) Ativo financeiro setorial, ativo contratual (infraestrutura em construção) e ativo financeiros da concessão

A Administração da Companhia considera bastante reduzido o risco desses créditos, visto que os contratos firmados asseguram o direito incondicional de receber caixa ao final da concessão a ser pago pelo Poder Concedente: (i) referente a custos não recuperados por meio de tarifa (ativo financeiro setorial); e (ii) referente aos investimentos em curso e efetuados em infraestrutura e que não foram amortizados até o vencimento da concessão (ativo contratual e ativo financeiro da concessão).

(b.1.4) Operação com instrumentos financeiros derivativos

A Companhia aplica o risco de crédito para todas as operações de swap vigentes, que é calculado individualmente por banco e por Companhia.

(b.2) Gerenciamento de capital

A Companhia controla sua estrutura de capital de acordo com as condições macroeconômicas, de forma a possibilitar o pagamento de dividendos, maximizar o retorno de capital aos acionistas, bem como a captação de novos empréstimos e emissões de valores mobiliários junto ao mercado financeiro e de capitais, entre outros instrumentos que julgar necessário. A Companhia também monitora constantemente sua liquidez e os seus níveis de alavancagem financeira.

De forma a manter ou ajustar a estrutura de capital, a Companhia pode revisar a sua prática de pagamento de dividendos e/ou aumentar o capital através de emissão de novas ações. A estrutura de capital da Companhia encontra-se demonstrada no quadro a seguir:

	Nota	30.09.2025	31.12.2024
Empréstimos e financiamentos	16	3.119.077	3.613.839
Debêntures	16	2.694.208	1.833.653
Instrumentos financeiros derivativos	30	(17.710)	(139.174)
Dívida		5.795.575	5.308.318
Caixa e equivalentes de caixa	5	(107.772)	(214.124)
Títulos e valores mobiliários	6	(520)	(475)
Dívida líquida (a)		5.687.283	5.093.719
Patrimônio líquido (b)	23	5.211.994	5.139.622
Índice de endividamento líquido (a/[a+b])		52,18%	49,78%

O índice de endividamento em 30 de setembro de 2025 e 31 de dezembro de 2024, calculados pela razão entre dívida líquida e patrimônio líquido mais dívida líquida, estão demonstrados no quadro acima.

(b.3) Risco de liquidez

O risco de liquidez é o risco de a Companhia encontrar dificuldade de cumprir com obrigações contratadas em datas previstas.

A Companhia adota como política de gerenciamento de risco: (i) manter um nível mínimo de caixa como forma de assegurar a disponibilidade de recursos financeiros; (ii) monitorar diariamente os fluxos de caixa previstos e realizados; (iii) manter aplicações financeiras com vencimentos diários ou que fazem frente aos desembolsos, de modo a promover máxima liquidez; (iv) estabelecer diretrizes para contratação de operações de hedge para mitigação dos riscos financeiros da Companhia, bem como a operacionalização e controle destas posições.

A área de Controle de Riscos da Companhia monitora o gerenciamento do fluxo de caixa, de forma consolidada a nível Brasil, através de procedimentos regidos pela política de controle de risco financeiro, onde há limite anual estabelecido para verificar o nível mínimo de caixa para asseguarção dos recursos financeiros. As informações geradas são reportadas mensalmente à diretoria por meio de um reporte de riscos, assegurando que a alta gestão esteja constantemente atualizada sobre o desempenho do fluxo de caixa e as ações corretivas necessárias.

A Companhia apresentou um caixa positivo gerado de suas atividades operacionais nos últimos exercícios.

Para se precaver de qualquer necessidade emergencial de caixa, a Companhia mantém limites abertos de conta garantida para utilização em operações de curto prazo, cujo montante em 30 de setembro de 2025 é de R\$ 500.000. Adicionalmente, a Companhia possui autorização da Aneel para a realização de mútuo com partes relacionadas, sendo ampliado em 20 de maio de 2025 para até R\$ 4.500.000, através do Despacho de Nº 1.517/25.

Do total de dívida no passivo circulante, parte significativa refere-se a créditos com a controladora Enel Brasil, no montante de R\$ 792.238, que possuem exigibilidade flexível e com vencimentos podendo ser renegociados caso seja necessário.

A Companhia conta também com o apoio financeiro da Holding do grupo (Enel Spa) que, por meio da Enel Finance International (EFI), disponibiliza recursos para financiar investimentos e capital de giro.

Notas Explicativas (em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma)

Enel Distribuição Ceará

A capacidade de suporte é verificada por meio da posição positiva de caixa e liquidez em 30 de setembro de 2025 dos Controladores, e reforçada pela nota de risco de crédito do Grupo classificada como AAA (bra) pela Fitch.

A tabela a seguir apresenta informações sobre os vencimentos futuros da Companhia, que estão sendo considerados no fluxo de caixa projetado:

	Nota	Até três meses	De três a doze meses	De um a cinco anos	Mais de cinco anos	total
Fornecedores	15	1.390.956	91.326	79.113	-	1.561.395
Empréstimos e financiamentos - pré fixados	16	133.360	251.031	-	-	384.391
Empréstimos e financiamentos - pós fixados	16	169.997	32.995	82.881	-	285.873
Empréstimos e financiamentos - partes relacionadas		666.264	146.462	2.265.730	-	3.078.456
Debêntures	17	78.628	1.104.293	1.806.490	512.221	3.501.632
Instrumentos financeiros derivativos	30.1	49.722	52.459	171.114	(30.578)	242.717
Total		2.488.927	1.678.566	4.405.328	481.643	9.054.464

(b.4) Riscos de mercado

(b.4.1) Risco de taxa de juros

Esse risco é oriundo da possibilidade de a Companhia vir a incorrer em perdas por conta de flutuações nas taxas de juros ou outros indexadores de dívida, como por exemplo, indicadores de inflação, que aumentem as despesas financeiras relativas a empréstimos e financiamentos captados no mercado.

A área de Controle de Riscos da Companhia monitora as flutuações nas taxas de juros e/ou outros indexadores, de forma consolidada a nível Brasil, através de procedimentos regidos pela política de cobertura das taxas de juros e da utilização de uma ferramenta de monitoramento das dívidas, onde há limite anual estabelecido. As informações geradas são reportadas mensalmente à diretoria por meio de um reporte de riscos, assegurando que a alta gestão esteja constantemente atualizada sobre o desempenho das flutuações das taxas de juros e as ações corretivas necessárias.

Em 30 de setembro de 2025, a Companhia possuía 100% da dívida total indexada a taxas variáveis (CDI, IPCA, USD SOFR e TJLP).

Equivalente de caixa e títulos e valores mobiliários

	30.09.2025	%	31.12.2024	%
Selic	76.202	99,32%	111.737	60,29%
CDI	520	0,68%	73.605	39,71%
Total	76.722	100,00%	185.342	100,00%

Ativo indenizável

	30.09.2025	%	31.12.2024	%
IPCA	8.384.949	100,00%	7.228.279	100,00%
Total	8.384.949	100,00%	7.228.279	100,00%

Notas Explicativas (em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma)

Enel Distribuição Ceará

Empréstimos, financiamentos e derivativos

	30.09.2025	%	31.12.2024	%
CDI	5.645.764	97,42%	4.928.432	92,84%
IPCA	169.756	2,93%	393.359	7,41%
TJLP	201	0,00%	232	0,00%
USD SOFR	-	0,00%	984	0,02%
Taxa fixa	(20.146)	-0,35%	(14.689)	-0,28%
Total	5.795.575	100,00%	5.308.318	100,00%

Em relação à eventual exposição de ativos e passivos relevantes às variações de mercado (cambio, taxas de juros e inflação), a Companhia adota como estratégia a diversificação de indexadores e, eventualmente, se utiliza de instrumento financeiros derivativos para fins de proteção, à medida em que se identifique esta necessidade e haja condições de mercado adequadas que o permitam.

Análise de sensibilidade ao risco de taxa de juros sobre instrumentos financeiros

Essas análises têm por objetivo ilustrar a sensibilidade às mudanças em variáveis de mercado nos instrumentos financeiros da Companhia. A Administração da Companhia revisa regularmente essas estimativas e premissas utilizadas nos cálculos. Não obstante, a liquidação das transações envolvendo essas estimativas poderá resultar em valores diferentes dos estimados devido à subjetividade inerente ao processo utilizado na preparação dessas análises.

A seguir é apresentada a análise de sensibilidade nos saldos de ativos financeiros e dívidas da Companhia em 30 de setembro de 2025 estabelecida por meio da projeção das receitas (despesas) financeiras para os próximos 12 meses de acordo com a curva futura dos indicadores divulgada pela B3.

Para os cenários adverso e remoto, foi considerada uma deterioração/aumento de 25% e 50%, respectivamente, no fator de risco principal do instrumento financeiro em relação ao nível utilizado no cenário provável (índices projetados divulgados pela B3).

As projeções consideram o índice de atualização da dívida, acrescido do spread contratual, conforme definido na nota explicativa nº 16 e 17.

Ativos financeiros	30.09.2025	Projeção receitas financeiras - um ano				
		Cenário I (-50%)	Cenário II (-25%)	Cenário provável	Cenário III (+25%)	Cenário IV (+50%)
Selic		7,50%	11,25%	15,00%	18,75%	22,50%
Caixa e equivalentes de caixa e Títulos e valores mobiliários	76.202	5.715	8.573	11.430	14.288	17.145
CDI		7,17%	10,75%	14,33%	17,91%	21,50%
Caixa e equivalentes de caixa e Títulos e valores mobiliários	520	37	56	75	93	112
IPCA		2,06%	3,08%	4,11%	5,14%	6,17%
Ativo financeiro indenizável (concessão)	8.384.949	172.730	258.256	344.621	430.986	517.351
Total	8.461.671	178.482	266.885	356.126	445.367	534.608

Em seguida, apresenta-se a análise de sensibilidade estabelecida com o uso de cenários e projeções em relação a eventos futuros relativos ao comportamento do swap da Companhia:

Notas Explicativas



NOTAS EXPLICATIVAS ÀS INFORMAÇÕES FINANCEIRAS INTERMEDIÁRIAS

30 de setembro de 2025

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

Enel Distribuição Ceará

Dívidas	30.09.2025	Projeção receitas financeiras - um ano				
		Cenário I (-50%)	Cenário II (-25%)	Cenário provável	Cenário III (+25%)	Cenário IV (+50%)
CDI						
Mútuo Coelce - Enel BR XIV	(123.165)	(9.936)	(14.122)	(18.183)	(22.126)	(25.958)
DEBÊNTURES 9ª EMISSÃO	(983.831)	(28.491)	(39.767)	(50.701)	(61.315)	(71.628)
Mútuo Coelce - Enel BR XVI	(212.981)	(17.224)	(24.463)	(31.485)	(38.304)	(44.931)
Mútuo Coelce - Enel BR XVII	(34.307)	(2.774)	(3.940)	(5.072)	(6.170)	(7.237)
Mútuo Coelce - Enel BR XIX	(50.473)	(4.041)	(5.757)	(7.421)	(9.037)	(10.607)
Mútuo Coelce - Enel BR XX	(75.626)	(6.055)	(8.626)	(11.119)	(13.540)	(15.893)
Mútuo Coelce - Enel BR XXI	(49.969)	(3.966)	(5.664)	(7.312)	(8.911)	(10.466)
Mútuo Coelce - Enel BR XXII	(32.287)	(2.463)	(3.560)	(4.624)	(5.657)	(6.661)
Mútuo Coelce - Enel BR XXIII	(116.621)	(8.895)	(12.857)	(16.701)	(20.433)	(24.061)
Mútuo Coelce - Enel BR XXIV	(28.494)	(2.173)	(3.141)	(4.081)	(4.992)	(5.879)
Mútuo Coelce - Enel BR XXV	(182.525)	(13.922)	(20.123)	(26.139)	(31.981)	(37.658)
Mútuo Coelce - Enel BR XXVI	(24.326)	(1.855)	(2.682)	(3.484)	(4.262)	(5.019)
Mútuo Coelce - Enel BR XXVII	(170.052)	(12.970)	(18.748)	(24.353)	(29.795)	(35.085)
Mútuo Coelce - Enel BR XXVIII	(30.340)	(2.314)	(3.345)	(4.345)	(5.316)	(6.260)
Mútuo Coelce - Enel BR XXIX	(24.230)	(1.848)	(2.671)	(3.470)	(4.245)	(4.999)
Mútuo Coelce - Enel BR XXX	(444.497)	(36.389)	(51.499)	(66.156)	(80.388)	(94.220)
Mútuo Coelce - Enel BR XXXI	(131.817)	(7.922)	(11.303)	(14.582)	(17.765)	(20.859)
Mútuo Coelce - Enel BR XXXII	(137.232)	(877)	(1.270)	(1.651)	(2.020)	(2.380)
Mútuo Coelce - Enel BR XXXIII	(34.292)	(219)	(317)	(412)	(505)	(595)
Mútuo Coelce - Enel BR XXXIV	(114.170)	(731)	(1.057)	(1.374)	(1.682)	(1.981)
Mútuo Coelce - Enel BR XXXV	(319.258)	(2.043)	(2.957)	(3.843)	(4.703)	(5.539)
Mútuo Coelce - Enel BR XXXVI	(22.625)	(1.780)	(2.549)	(3.295)	(4.019)	(4.723)
Mútuo Coelce - Enel BR XXXVII	(33.595)	(629)	(917)	(1.197)	(1.469)	(1.732)
Mútuo Coelce - Enel BR XXXVIII	(54.802)	(4.317)	(6.179)	(7.986)	(9.740)	(11.445)
Mútuo I Coelce - CDSA	(21.875)	(272)	(397)	(518)	(636)	(751)
DEBÊNTURES 12ª EMISSÃO - 1ª série	(516.246)	(43.361)	(61.279)	(78.660)	(95.537)	(111.940)
MUFG 4131 - COELCE	(155.068)	(2.005)	(2.893)	(3.754)	(4.590)	(5.402)
IPCA						
BNB Contrato N° 16.2018.204.23875 - SEMIÁRIDO	(65.063)	(2.570)	(3.146)	(3.716)	(4.282)	(4.843)
BNB Contrato N° 16.2018.204.23875 - OUTRAS REGIÕES	(58.591)	(2.315)	(2.833)	(3.347)	(3.856)	(4.362)
TJLP						
FINEP - COELCE	(201)	(11)	(15)	(19)	(23)	(28)
SWAP						
DEBÊNTURES 8ª EMISSÃO	(660.641)	(52.850)	(58.829)	(64.759)	(70.642)	(76.477)
DEBÊNTURES - SWAP 8ª EMISSÃO ITAU 200MBRL PA	214.763	16.836	18.741	20.630	22.504	24.363
DEBÊNTURES - SWAP 8ª EMISSÃO ITAU 200MBRL PP	(208.743)	(16.610)	(23.705)	(30.586)	(37.269)	(43.763)
DEBÊNTURES - SWAP 8ª EMISSÃO ITAU 150MBRL PA	161.072	12.627	14.055	15.472	16.878	18.272
DEBÊNTURES - SWAP 8ª EMISSÃO ITAU 150MBRL PP	(156.557)	(12.458)	(17.778)	(22.940)	(27.952)	(32.822)
DEBÊNTURES - SWAP 8ª EMISSÃO BTG PACTUAL 250MBRL PA	268.508	21.049	23.431	25.792	28.135	30.460
DEBÊNTURES - SWAP 8ª EMISSÃO BTG PACTUAL 250MBRL PP	(260.444)	(20.594)	(29.445)	(38.031)	(46.368)	(54.471)
SCOTIABANK 4131 - COELCE V	(238.429)	154.359	61.337	(6.595)	(60.421)	(105.149)
SCOTIABANK 4131 SWAP V - COELCE PA	235.486	(152.454)	(60.580)	6.514	59.675	103.851
SCOTIABANK 4131 SWAP V - COELCE PP	(231.327)	(20.225)	(28.092)	(35.724)	(43.134)	(50.336)
SCOTIABANK 4131 - COELCE VI	(132.168)	15.709	7.164	924	(4.020)	(8.128)
SCOTIABANK 4131 SWAP VI - COELCE PA	130.537	(15.515)	(7.076)	(913)	3.970	8.028
SCOTIABANK 4131 SWAP VI - COELCE PP	(136.090)	(1.950)	(2.729)	(3.486)	(4.219)	(4.932)
DEBÊNTURES 12ª EMISSÃO - 2ª série	(533.489)	(50.286)	(55.023)	(59.722)	(64.384)	(69.008)
DEBÊNTURES - SWAP 12ª EMISSÃO 2ª Série PA	517.207	48.751	53.344	57.900	62.419	66.901
DEBÊNTURES - SWAP 12ª EMISSÃO 2ª Série PP	(516.704)	(38.893)	(56.447)	(73.476)	(90.011)	(106.081)
Total	(5.795.578)	(336.872)	(479.709)	(618.000)	(752.138)	(882.434)

Conforme demonstrado acima, as variações do dólar sobre a parcela da dívida coberta pelo *swap* são compensadas quase que inteiramente pelo resultado de sua ponta ativa.

(b.4.2) Risco de câmbio

Este risco é proveniente da possibilidade de flutuações na taxa de câmbio, que possam acarretar perdas para a Companhia, como por exemplo, a valorização de moedas estrangeiras frente ao real, que aumentaria as despesas financeiras relativas a empréstimos e financiamentos indexados a estas moedas. De forma a evitar este risco, todas as dívidas mais relevantes na modalidade de 4131 indexadas ao dólar, possuem contratos de *swap* (Dólar para Real/Spread para CDI). A seguir é apresentada a exposição da Companhia em 30 de setembro de 2025 (em reais).

Passivos em moeda estrangeira	30.09.2025
Empréstimos e financiamentos	370.597
Exposição patrimonial	370.597
Ponta ativa - instrumentos financeiros	(1.527.574)
Total	(1.156.977)

A Companhia eventualmente se utiliza de instrumentos derivativos com o propósito único de proteção (*hedge*) dos riscos de variação cambial, não possuindo, portanto, objetivos especulativos na utilização desses instrumentos. Os instrumentos de proteção utilizados são *swaps* de moeda (câmbio) sem nenhum componente de alavancagem, cláusula de margem, ajustes diários ou ajustes periódicos.

A estratégia de proteção cambial é aplicada de acordo com o grau de previsibilidade da exposição, com a disponibilidade de instrumentos de proteção adequados e o custo-benefício de realizar operações de proteção (em relação ao nível de exposição e seus potenciais impactos):

- Proteção total: quando o montante e o prazo da exposição são conhecidos e indicam impacto potencial relevante;
- Proteção parcial: proteção para a parte cuja exposição é conhecida, caso seu impacto potencial seja relevante, e manter exposição na parcela na qual há incerteza (evitando-se posições especulativas);
- Proteção dinâmica: quando não há certeza sobre a exposição temporal, mas há impacto potencial relevante que possa ser identificado e parcialmente mitigado por posições contrárias equivalentes não especulativas.

A área de Controle de Riscos da Companhia também monitora as flutuações nas taxas de câmbio, de forma consolidada a nível Brasil, através de procedimentos regidos pela política de cobertura das taxas de câmbio. As informações geradas são reportadas mensalmente à diretoria por meio de um reporte de riscos, assegurando que a alta gestão esteja constantemente atualizada sobre o desempenho das flutuações das taxas de câmbio e as ações corretivas necessárias.

(b.4.3) Risco de preço Regulação

Risco da revisão e do reajuste das tarifas de fornecimento

Os processos de Revisão e Reajuste tarifários ordinários são garantidos por contrato de concessão e empregam metodologias previamente definidas nos Procedimentos de Regulação Tarifária (Proret). Contudo, podem ocorrer fatos que alterem o equilíbrio econômico-financeiro definido nos processos ordinários, que se atenderam aos critérios de admissibilidade e às evidências de desequilíbrio econômico-financeiro normatizados no Submódulo 2.9 do Proret (Resolução normativa Aneel nº 1.003, de 1º de fevereiro de 2022), poderão ensejar revisão tarifária extraordinária a pedido da distribuidora.

No caso de desequilíbrio econômico-financeiro da concessão, a Companhia pode requerer ao regulador a abertura de uma revisão tarifária extraordinária, ficando a realização desta a critério do regulador. A ANEEL também poderá proceder com revisões extraordinárias caso haja criação, alteração ou exclusão de encargos e/ou tributos, para repasse às tarifas.

Os processos de reajuste e revisão tarifária de todas as concessionárias de distribuição de energia elétrica são efetuados segundo metodologia elaborada e publicada pela ANEEL e submetidos à avaliação pública.

Alterações de metodologia nos reajustes ou nas revisões tarifárias propostas pelo regulador podem impactar de forma significativa a condição financeira e os resultados operacionais da Companhia.

(a) Outros riscos

(b.1) Risco de regulação

As atividades da Companhia, assim como de seus concorrentes são regulamentadas e fiscalizadas pela ANEEL. Qualquer alteração no ambiente regulatório poderá exercer impacto sobre as atividades da Companhia.

(b.2) Risco de contratação de energia

O portfólio de contratos de energia da Companhia consiste nos seguintes componentes: PROINFA; Contratos de Cotas de Garantia Física - CCGF, Cotas de Angra 1 e 2 e Contratos de Comercialização de Energia Elétrica no Ambiente Regulado - CCEAR's.

De acordo com o Decreto MME nº 5.163/2004, a contratação de energia elétrica pelos agentes de distribuição deverá ser realizada através de licitação na modalidade de leilão, sendo que a duração desses contratos (CCEAR's) será estabelecida pelo próprio MME.

A legislação atual estabelece que as empresas de distribuição devem garantir o atendimento a 100% dos seus mercados de energia e prevê que a ANEEL deverá considerar, no repasse dos custos de aquisição de energia elétrica, até 105% do montante total de energia elétrica contratada em relação à carga anual de fornecimento da distribuidora.

A estratégia para contratação de energia pela Companhia busca assegurar que o nível de contratação permaneça na faixa entre 100% e 105%, minimizando os custos com a compra de energia requerida para atendimento ao mercado cativo. Adotou-se, dessa forma, uma abordagem de gestão de risco na compra de energia focada na identificação, mensuração de volume, preços e período de suprimento, além da utilização de ferramentas de otimização para suporte na decisão de contratação de energia.

As incertezas do cenário macroeconômico e meteorológico impactam significativamente as projeções da carga para contratação. Porém, os modelos utilizados norteiam as contratações com níveis de riscos aceitáveis e no decorrer do tempo há a possibilidade de ajustes dos níveis contratuais.

Os principais fatores de incerteza na compra de energia estão relacionados à previsão da necessidade de aquisição de energia nova com antecedência de 3 a 7 anos em relação ao início do suprimento da energia elétrica adquirida e à expectativa de preços futuros. O não atendimento a 100% do mercado poderá ensejar a aplicação de penalidades por insuficiência de contratação e repasse não integral às tarifas dos custos de compra de energia no Mercado de Curto Prazo. As penalidades decorrentes do não atendimento à totalidade do mercado de energia elétrica dos agentes de distribuição não serão aplicáveis na hipótese de exposição contratual involuntária reconhecida pela ANEEL.

Adicionalmente, a ANEEL não repassará os custos de aquisição de energia elétrica às tarifas dos consumidores finais, caso o nível de contratação seja superior a 105% do montante total de energia elétrica contratada em relação à carga anual de fornecimento do agente de distribuição. Na hipótese de sobrecontratação involuntária ser reconhecida pela ANEEL, haverá o repasse integral dos custos de compra de energia à tarifa mesmo em níveis de contratação acima de 105% em relação à carga anual de fornecimento.

Para mitigação dos riscos de sobre e subcontratação (exposição), há instrumentos previstos na regulamentação tais como (i) leilões de ajuste, (ii) MCSD (Mecanismo de Compensação de Sobras e Déficits) de energia nova e existente, (iii) acordos bilaterais de redução contratual, (iv) venda de energia temporária, (v) opção por redução dos CCEAR's de energia existente devido a migração de clientes ao mercado livre, acréscimos na aquisição de energia decorrentes de contratos celebrados antes da edição da Lei nº 10.848/2004 e outras variações de mercado, (vi) a venda de energia ao mercado livre em Leilão de Excedentes e (vii) o reconhecimento de sobrecontratação ou exposição involuntária.

Conforme disposto na Resolução Normativa ANEEL nº 1009, de 22 de março de 2022, a eventual exposição ou sobrecontratação involuntária a qual as distribuidoras possam ser submetidas, por fatos alheios a sua vontade, poderá ser repassada às respectivas tarifas. Este repasse deverá ser concedido, desde que os

Notas Explicativas (em reais, exceto quando indicado de outra forma)

Enel Distribuição Ceará

agentes de distribuição utilizem de todos os mecanismos previstos na regulamentação para atendimento à obrigação de contratação da totalidade de seu mercado de energia elétrica.

No caso da sobrecontratação voluntária acima do limite de repasse de 105%, a diferença entre a receita de venda da sobrecontratação no mercado de curto prazo e o custo de compra de energia é absorvida pela concessionária podendo resultar em risco ou oportunidade dependendo do cenário de preços de energia ao longo do ano.

Um fator que impacta consideravelmente o nível de contratação é a migração de consumidores atendidos por fontes alternativas ao mercado livre. O direito à redução de contratos de compra de energia em caso de migração dos consumidores atendidos por fontes alternativas ao mercado livre foi reconhecido a partir da Resolução nº 726/2016, após discussão na Audiência Pública nº 85/2013. Entretanto, a redução contratual só vale para contratos firmados em leilões de energia posteriores à publicação da Resolução, e, até o momento, a empresa não possui em seu portfólio contratos vigentes que permitam essa redução. Além disso, a crescente instalação de centrais de geração distribuída na área de concessão da companhia também tem contribuído bastante para a elevação dos níveis de contratação.

A sobrecontratação advinda da saída de consumidores para o mercado livre é involuntária e, portanto, deve ser integralmente repassada aos seus consumidores. De igual maneira, com base na Lei 14.300, de 06 de janeiro de 2022, a Companhia também entende que a sobrecontratação provocada pela instalação de centrais de geração distribuída também é involuntária, e repassada aos consumidores.

Adicionalmente, para reduzir o nível de sobrecontratação a Companhia celebrou acordos bilaterais nos termos da Resolução Normativa nº 1009 de 2022 e participou em quase todos os Mecanismos de Compensação de Sobras e Déicits - MCS D de energia existente e de energia nova.

31. Compromissos

Os compromissos relacionados a contratos de longo prazo estão descritos como segue:

	2027	2028	2029	2030	Após 2030
Compra de energia	5.655.034	2.208.617	2.267.622	2.325.600	34.770.151

Estes contratos representam o volume total contratado pelo preço corrente ao período de nove meses findo em 30 de setembro de 2025 que foram homologados pela ANEEL.

32. Seguros

Os principais ativos em serviço da Companhia estão segurados por uma apólice de risco operacional e o seguro de responsabilidade civil que faz parte do programa de seguros corporativos do Grupo Enel Brasil.

As especificações por modalidade de risco, estão demonstradas a seguir:

Riscos	Data de vigência		Importância assegurada	Limite máximo de garantia sinistro
	De	Até		
Riscos operacionais	31/10/24	31/10/25	10.164.398	6.284.546
Responsabilidade civil geral	31/10/24	31/10/25	N/A	115.775
Responsabilidade civil administradores	10/11/24	10/11/25	N/A	86.382
Riscos ambientais	31/10/24	31/10/25	N/A	125.691

Riscos Operacionais: Estão cobertos as subestações, escritórios administrativos, lojas, almoxarifados, parques, subparques, máquinas e equipamentos, móveis e utensílios.

33. Informações complementares às demonstrações do fluxo de caixa

33.1 Principais transações que não impactaram caixa e equivalentes de caixa:

Não impacta caixa	30.09.2025	30.09.2024
Compensações de PIS e COFINS (ICMS)	(130.878)	(218.505)
Total	(130.878)	(218.505)

A Companhia classifica os juros pagos e recebidos como atividade operacional (juros de dívidas e aplicações financeiras, dentre outros), com exceção aos juros pagos que são capitalizados como parte do custo de construção da infraestrutura, os quais são classificados como desembolso de caixa, nas atividades de investimento (adições do ativo de contrato). A seguir é demonstrada a conciliação dos pagamentos de juros alocados por atividade nas demonstrações dos fluxos de caixa:

Pagamento de juros	30.09.2025	30.09.2024
Apresentados nas atividades operacionais	(230.159)	(362.444)
Apresentados nas atividades de investimento (juros capitalizados)	15	15
Total	(230.144)	(362.429)

33.2 Conciliação das atividades de financiamento:

Seguindo as orientações do CPC 03 (R2) parágrafo 44A, a Companhia deve divulgar informações que permitam aos usuários das informações financeiras intermediárias avaliar as alterações em passivos provenientes de atividades de financiamento, incluindo as alterações decorrentes dos fluxos de caixa e de não caixa.

O quadro a seguir, apresenta a conciliação das atividades de financiamento com as respectivas notas explicativas:

Efeito caixa	Nota	30.09.2025	30.09.2024
Atividades de financiamentos			
Adiantamento para futuro aumento de capital		-	580.580
Captação de empréstimos e financiamentos	16	1.220.487	1.025.693
Pagamento de empréstimos e financiamentos (principal)	16	(1.892.117)	(169.243)
Captação de debêntures	17	1.000.000	-
Pagamento de debêntures (principal)	17	(197.701)	(1.458.081)
Pagamento de arrendamento (principal)		(26.141)	(15.620)
Pagamento de instrumento financeiro derivativo (principal)		79.368	(17.947)
Total		183.896	(635.198)

Comentário Sobre o Comportamento das Projeções Empresariais

Comentários sobre o comportamento das Projeções Empresariais

a. objeto da projeção

Em novembro de 2024, o Grupo Enel apresentou a atualização do plano estruturado de ações divulgado originalmente em abril do mesmo ano, que visa reforçar a resiliência da sua rede elétrica para enfrentar os crescentes desafios climáticos do Estado, além de garantir a melhoria da qualidade dos serviços prestados aos clientes da área de atuação da Companhia. As medidas, que começaram a ser implementadas ao longo de 2024, têm o objetivo de satisfazer as necessidades de fornecimento de energia dos consumidores.

O plano tem o respaldo dos acionistas controladores da Companhia e prevê investimentos de R\$ 7,4 bilhões no período de 2025 a 2027 em toda a área de concessão, representando um crescimento de 53% versus o plano anterior, que totalizava R\$ 4,8 bilhões de investimentos previstos para o período de 2024 a 2026.

Um ponto relevante do plano inclui a contratação, neste período, de 1.750 novos colaboradores para atuar, principalmente, na operação em campo até 2027.

Dentre as iniciativas apresentadas anteriormente pela Enel Ceará, além do reforço significativo das equipes de profissionais próprios que atuam em campo, foi destacada a intensificação das manutenções preventivas, o aumento do número de podas preventivas e modernização da rede elétrica. Por ano, a previsão é de realização de mais de 50 mil manutenções, cerca de 320 mil podas e inspeções em 90 mil pontos em todo o Estado.

No período de 2025 a 2027, a Companhia dará sequência na modernização, ampliação e construção de subestações, beneficiando cerca de 2 milhões de clientes, além da construção de mais de 170 km de rede de alta tensão para apoiar os novos pontos de suprimentos. Adicionalmente, até 2027, cerca de 10 mil km de média e baixa tensão serão construídos, para dar apoio às estruturas e conexão de novos clientes. De material, mais de 13 mil transformadores e 123 mil postes estão sendo inseridos na estrutura atual. Na área de atendimento, a Companhia manterá o investimento durante os próximos três anos, em reforma, ampliação e climatização de novas lojas, canais digitais, autoatendimento e unidades móveis.

b. período projetado e o prazo de validade da projeção

Início em 2025 até o final de 2027 com validade até a materialização do total de investimentos, substituição ou atualização por nova projeção.

c. premissas da projeção, com a indicação de quais podem ser influenciadas pela administração do emissor e quais escapam ao seu controle

Premissas baseadas nos planos estratégicos da Holding e controladora indireta (Enel SpA e Enel Américas respectivamente), que incluem os investimentos por região previstos para o triênio 2025-2027.

Do ponto de vista da Companhia, tais premissas podem ser influenciadas principalmente pelo desenvolvimento da operação, incluindo a supervisão e execução dos contratos de serviços.

Dentre as variáveis que escapam do controle da Administração, destacam-se: (i) fatores macroeconômicos, tais como câmbio, taxa de juros e inflação; (ii) eventuais mudanças regulatórias locais; (iii) condições de mercado, incluindo preço de insumos, serviços e matérias-primas, prestadores de serviços, fornecedores e demais riscos do item 4.1 do Formulário de Referência.

d. valores dos indicadores que são objeto da previsão

O plano tem o respaldo dos acionistas controladores da Companhia e prevê investimentos de R\$ 7,4 bilhões no período de 2025 a 2027, em toda a área de concessão, para uma melhoria contínua do fornecimento de energia.

Comentário Sobre o Comportamento das Projeções Empresariais

e. Acompanhamento das projeções

INVESTIMENTOS (R\$ MIL)*								
	3T25	3T24	Var. %	2T25	Var. % (1)	9M25	9M24	Var. % (2)
Manutenção	178.481	148.474	20,2%	144.768	23,3%	440.083	329.694	33,5%
Crescimento	68.994	64.130	7,6%	52.048	32,6%	187.277	143.382	30,6%
Novas Conexões	251.093	247.067	1,6%	202.813	23,8%	632.534	686.015	-7,8%
Financiado pela Companhia	498.568	459.670	8,5%	399.629	24,8%	1.259.895	1.159.090	8,7%
Financiado pelo Cliente	18.347	3.250	>100,0%	4.754	>100,0%	36.937	11.980	>100,0%
Total	516.915	462.920	11,7%	404.383	27,8%	1.296.832	1.171.070	10,7%

(1) Variação entre 3T25 e 2T25; (2) Variação entre 9M25 e 9M24

Durante o 1T25, o Grupo implementou mudanças relacionadas à mudança de taxonomia de algumas rubricas de investimentos. Desta forma, os números de 2024, foram reclassificados para fins de comparação. Cabe destacar, que o montante total permanece o mesmo alterando apenas os valores entre classes.

A Companhia investiu R\$ 516,9 milhões no 3T25, representando um crescimento de 11,7% em relação ao montante investido no mesmo período do ano passado. Do volume investido no 3T25, este foi alocado, principalmente em atividades de novas conexões, totalizando R\$ 269,4 milhões (R\$ 251,1 milhões de recursos próprios e R\$ 18,3 milhões financiados pelos clientes).

Para manutenção foram investidos R\$ 178,4 milhões, sendo R\$ 87,7 milhões para as atividades relacionadas a manutenção corretiva. Na parte de crescimento foram investidos R\$ 68,9 milhões, com destaque para atividades voltadas para a qualidade (R\$ 18,5 milhões) e ao programa de redução de perdas (R\$ 12,2 milhões).

No acumulado do ano o montante total investido atingiu R\$ 1,3 bilhões, o que representa um aumento de 10,7% ou R\$ 125,8 milhões frente o mesmo período de 2024.

Pareceres e Declarações / Relatório da Revisão Especial - Sem Ressalva

Relatório do auditor independente sobre a revisão das informações trimestrais - ITR

Ao Conselho de Administração e Acionistas da
Companhia Energética do Ceará – Coelce
Fortaleza - CE

Introdução

Revisamos as informações financeiras intermediárias da Companhia Energética do Ceará – Coelce (“Companhia”), contidas no Formulário de Informações Trimestrais - ITR referente ao trimestre findo em 30 de setembro de 2025, que compreendem o balanço patrimonial em 30 de setembro de 2025 e as respectivas demonstrações do resultado e do resultado abrangente para os períodos de três e nove meses findos naquela data e das mutações do patrimônio líquido e dos fluxos de caixa para o período de nove meses findo naquela data, incluindo as notas explicativas.

A administração da Companhia é responsável pela elaboração das informações financeiras intermediárias de acordo com o Pronunciamento Técnico CPC 21 (R1) – Demonstração Intermediária e com a norma internacional de contabilidade IAS 34 - Interim Financial Reporting, emitida pelo International Accounting Standards Board (IASB), assim como pela apresentação dessas informações de forma condizente com as normas expedidas pela Comissão de Valores Mobiliários, aplicáveis à elaboração das Informações Trimestrais - ITR. Nossa responsabilidade é a de expressar uma conclusão sobre essas informações financeiras intermediárias com base em nossa revisão.

Alcance da revisão

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

Conclusão sobre as informações financeiras intermediárias

Com base em nossa revisão, não temos conhecimento de nenhum fato que nos leve a acreditar que as informações financeiras intermediárias incluídas nas informações trimestrais acima referidas não foram elaboradas, em todos os aspectos relevantes, de acordo com o CPC 21 (R1) e a IAS 34, aplicáveis à elaboração de Informações Trimestrais - ITR e apresentadas de forma condizente com as normas expedidas pela Comissão de Valores Mobiliários.

Outros Assuntos

Demonstrações do valor adicionado

As informações trimestrais acima referidas incluem a demonstração do valor adicionado (DVA), referente ao período de nove meses findo em 30 de setembro de 2025, elaborada sob a responsabilidade da administração da Companhia e apresentada como informação suplementar para fins do IAS 34. Essa demonstração foi submetida a procedimentos de revisão executados em conjunto com a revisão das informações trimestrais – ITR da Companhia, com o objetivo de concluir se ela está conciliada com as informações financeiras intermediárias e registros contábeis, conforme aplicável, e se sua forma e conteúdo estão de acordo com os critérios definidos no Pronunciamento Técnico CPC 09 (R1) – Demonstração do Valor Adicionado. Com base em nossa revisão, não temos conhecimento de nenhum fato que nos leve a acreditar que essa demonstração do valor adicionado não foi elaborada, em todos os aspectos relevantes, segundo os critérios definidos nesse Pronunciamento Técnico e de forma consistente em relação às informações financeiras intermediárias tomadas em conjunto.

Valores correspondentes

Os valores correspondentes ao exercício findo em 31 de dezembro de 2024 e aos períodos de três e nove meses findos em 30 de setembro de 2024, apresentados para fins de comparação, foram anteriormente auditados e revisados por outros auditores independentes que emitiram relatórios, datados de 26 de fevereiro de 2025 e 24 de outubro de 2024, respectivamente, os quais, não contiveram nenhuma modificação. Os valores correspondentes relativos a Demonstração do valor adicionado (DVA) referente ao período de nove meses findo em 30 de setembro de 2024, foram submetidos aos mesmos procedimentos de revisão por aqueles auditores independentes e, com base em sua revisão, aqueles auditores emitiram relatório reportando que não tiveram conhecimento de nenhum fato que os levasse a acreditar que a DVA não foi elaborada, em todos os seus aspectos relevantes, de forma consistente com as informações financeiras intermediárias tomadas em conjunto.

Fortaleza, 29 de outubro de 2025.

Forvis Mazars Auditores Independentes
CRC 2SP023701/O-8

Tiago de Sá Barreto Bezerra
Contador CRC 1 CE 024436/O-5

Pareceres e Declarações / Declaração dos Diretores sobre as Demonstrações Financeiras

Os diretores da Companhia Energética do Ceará ("Enel Distribuição Ceará" ou "Companhia") inscrita no CNPJ/MF Nº 07.047.251/0001-70, com sede na Rua Padre Valdevino nº 150, Bairro Centro, Fortaleza - CE, nos termos e para fins das disposições constantes nos incisos V e VI do § 1º do artigo 25 da Instrução CM nº 480, de 07 de dezembro de 2009, conforme alterada, DECLARAM que reviram, discutiram e concordam com as conclusões expressas no Relatório dos Auditores Independentes da Companhia, Forvis Mazars Auditores Independentes, bem como reviram, discutiram e concordam com as Informações Financeiras Intermediárias da Companhia - ITR referentes aos períodos de três e nove meses findos em 30 de setembro de 2025.

Fortaleza, 29 de outubro de 2025.

José Nunes de Almeida Neto
Diretor-Presidente

Francesco Tutoli
Diretor de Administração, Finanças, Controle e Relação com Investidores

Alain Rosolino
Diretor de Pessoas e Organização

José Nunes de Almeida Neto
Diretor de Relações Institucionais

José Nunes de Almeida Neto
Diretor de Comunicação

Charles de Capdeville
Diretor de Operações de Infra-Estrutura e Redes

Ana Claudia Gonçalves Rebello
Diretora Jurídica

Luiz Flavio Xavier de Sá
Diretor de Mercado

Anna Paula Hiotte Pacheco
Diretora de Regulação

VAGO
Diretor de Compras

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

Os diretores da Companhia Energética do Ceará ("Enel Distribuição Ceará" ou "Companhia") inscrita no CNPJ/MF Nº 07.047.251/0001-70, com sede na Rua Padre Valdevino nº 150, Bairro Centro, Fortaleza - CE, nos termos e para fins das disposições constantes nos incisos V e VI do § 1º do artigo 25 da Instrução CM nº 480, de 07 de dezembro de 2009, conforme alterada, DECLARAM que reviram, discutiram e concordam com as conclusões expressas no Relatório dos Auditores Independentes da Companhia, Forvis Mazars Auditores Independente, bem como reviram, discutiram e concordam com as Informações Financeiras Intermediárias da Companhia - ITR referentes aos períodos de três e nove meses findos em 30 de setembro de 2025.

Fortaleza, 29 de outubro de 2025.

José Nunes de Almeida Neto
Diretor-Presidente

Francesco Tutoli
Diretor de Administração, Finanças, Controle e Relação com Investidores

Alain Rosolino
Diretor de Pessoas e Organização

José Nunes de Almeida Neto
Diretor de Relações Institucionais

José Nunes de Almeida Neto
Diretor de Comunicação

Charles de Capdeville
Diretor de Operações de Infra-Estrutura e Redes

Ana Claudia Gonçalves Rebello
Diretora Jurídica

Luiz Flavio Xavier de Sá
Diretor de Mercado

Anna Paula Hiotte Pacheco
Diretora de Regulação

VAGO
Diretor de Compras