

Build the
FUTURE through
SUSTAINABLE
POWER.

Fortaleza, 28 de julho de 2026 – A Companhia Energética do Ceará (“Enel Distribuição Ceará” ou “Companhia”) anuncia os seus resultados do segundo trimestre (“2T26”) e do primeiro semestre (“6M26”) de 2026. As informações financeiras e operacionais a seguir, exceto quando indicado de outra forma, são apresentadas de acordo com a legislação brasileira aplicável e vigente.

DESTAQUES



Crescimento de 13,9% na Margem Bruta nos 6M26;



Arrecadação atingiu 99,47% em junho/2026, representando o patamar mais alto em 5 anos;



R\$ 970,4 milhões de investimentos realizados nos 6M26, cerca de 24,4% superior ao montante investido no mesmo período em 2025;



Melhoria do indicador de qualidade DEC, com redução de 5,9% em relação a dezembro/2025, permanecendo desde julho de 2025 em patamares abaixo de 9 horas;



201 mil podas de árvores realizadas nos 6M26;



Total de colaboradores 12.546, crescimento de 7,4% sobre o mesmo período de 2025. Crescimento de 39,6% (+831) dos colaboradores próprios em comparação com junho/2025, ratificando o compromisso assumido pela empresa de melhoria contínua da qualidade do serviço e resiliência da rede;

DESTAQUES DO PERÍODO

	2T26	2T25	Var. %	6M26	6M25	Var. %
Receita Líquida (R\$ mil)	2.362.439	2.270.995	4,0%	4.723.694	4.207.945	12,3%
Margem Bruta (R\$ mil)	842.045	868.007	-3,0%	1.838.583	1.613.770	13,9%
Custos e despesas gerenciáveis (R\$ mil)	(969.499)	(923.806)	4,9%	(1.916.150)	(1.782.504)	7,5%
EBITDA (1) (R\$ mil)	506.911	573.727	-11,6%	1.166.924	985.200	18,4%
Margem EBITDA (%)	21,46%	25,26%	-3,80 p.p	24,70%	23,41%	1,29 p.p
Resultado Financeiro (R\$ mil)	(347.375)	(263.079)	32,0%	(625.563)	(448.892)	39,4%
Lucro Líquido (R\$ mil)	748	83.436	-99,1%	145.989	117.476	24,3%
Margem Líquida	0,03%	3,67%	-3,64 p.p	3,09%	2,79%	0,30 p.p
Volume de Energia - Venda e Transporte (GWh)	3.489	3.427	1,8%	6.972	6.858	1,7%
CAPEX (R\$ mil)	558.245	404.383	38,0%	970.440	779.918	24,4%
Dívida Líquida (R\$ mil)	6.682.840	5.341.943	25,1%	6.682.840	5.341.943	25,1%
DEC (12 meses)	8,12	9,20	-11,7%	8,12	9,20	-11,7%
FEC (12 meses)	4,21	4,59	-8,3%	4,21	4,59	-8,3%
Índice de Arrecadação (12 meses)	99,47%	97,46%	2,01 p.p	99,47%	97,46%	2,01 p.p
Perdas de Energia (12 meses)	18,25%	17,95%	0,30 p.p	18,25%	17,95%	0,30 p.p
PMSO (2) / Consumidor Efetivo Faturado	81,60	72,07	13,2%	163,00	153,46	6,2%

(1) EBITDA: EBIT + Depreciação e Amortização

(2) PMSO: Pessoal, Material, Serviços e Outras receitas/despesas operacionais e provisões

Prorrogação da 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 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. Em 28 de março de 2025, a Companhia protocolou na ANEEL o pedido formal de antecipação da prorrogação da sua concessão pelo prazo de 30 anos, de acordo com o disposto no referido Decreto.

Também em 28 de março, a Companhia protocolou no Ministério de Minas e Energia (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. Em 02 de fevereiro de 2026, a Companhia protocolou no MME o relatório final do Plano de Resultados, demonstrando, ao término de 2025, o cumprimento do Plano, com evidências objetivas de melhoria sustentável da continuidade do fornecimento, robustez operacional e governança.

Em 24 de março de 2026, por meio do Despacho nº 1.033/2026, a Diretoria Colegiada da ANEEL decidiu recomendar ao MME a prorrogação do Contrato de Concessão de Distribuição da Enel Ceará (de acordo com a decisão da ANEEL, a empresa cumpriu os critérios estabelecidos no Decreto nº 12.068/2024). O processo de prorrogação encontra-se aguardando tramitação perante o MME.

2 PERFIL CORPORATIVO

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

	2T26	2T25	Var. %
Linhas de Distribuição (Km)	162.025	159.958	1,3%
Linhas de Transmissão (Km)	6.024	5.740	4,9%
Subestações (Unid.)	131	128	2,3%
Volume de Energia 12 meses (GWh)	14.003	13.770	1,7%
Marketshare no Brasil - Nº de Clientes (1)	4,84%	4,71%	0,13 p.p
Marketshare no Brasil - Volume de Energia (2)	2,46%	2,44%	0,02 p.p

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

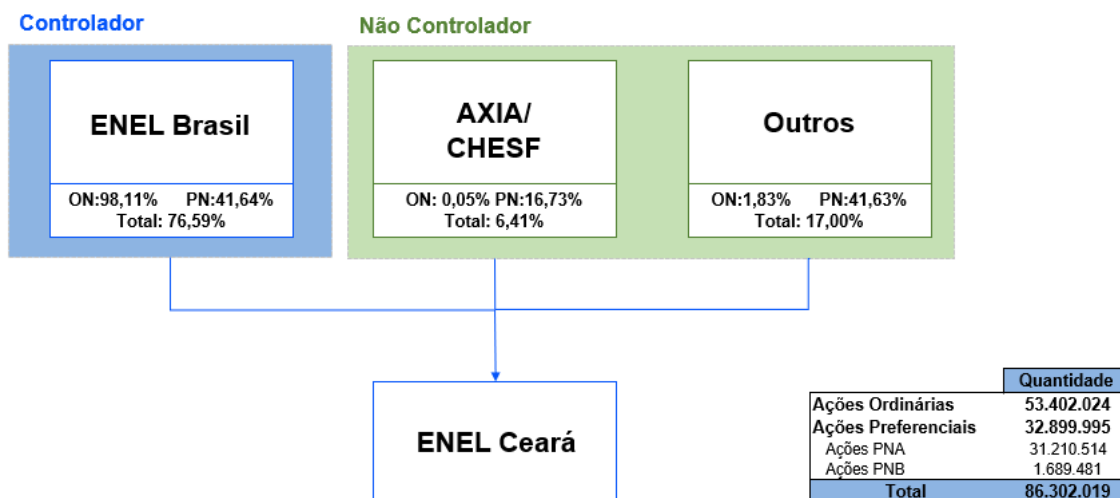
(2) Estimativa do volume de energia Brasil de acordo com a EPE

Organograma Societário Simplificado



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

Posição em 30 de junho de 2026



DESEMPENHO OPERACIONAL

Mercado de Energia

NÚMERO DE CONSUMIDORES (UNIDADES)

	2T26	2T25	Var. %	6M26	6M25	Var. %
Mercado Cativo	4.443.132	4.322.832	2,8%	4.443.132	4.322.832	2,8%
Residencial - Convencional	2.501.344	2.158.651	15,9%	2.501.344	2.158.651	15,9%
Residencial - Baixa Renda	1.323.823	1.538.156	-13,9%	1.323.823	1.538.156	-13,9%
Industrial	5.195	5.125	1,4%	5.195	5.125	1,4%
Comercial	191.906	183.270	4,7%	191.906	183.270	4,7%
Rural	365.456	383.096	-4,6%	365.456	383.096	-4,6%
Setor Público	55.408	54.534	1,6%	55.408	54.534	1,6%
Clientes Livres	3.023	2.187	38,2%	3.023	2.187	38,2%
Residencial	1	1	-	1	1	-
Industrial	671	542	23,8%	671	542	23,8%
Comercial	1.848	1.489	24,1%	1.848	1.489	24,1%
Rural	89	57	56,1%	89	57	56,1%
Setor Público	414	98	>100,0%	414	98	>100,0%
Revenda	2	2	0,0%	2	2	0,0%
Subtotal - Consumidores Efetivos Faturados	4.446.157	4.325.021	2,8%	4.446.157	4.325.021	2,8%
Consumo Próprio	373	346	7,8%	373	346	7,8%
Total - Número de Consumidores	4.446.530	4.325.367	2,8%	4.446.530	4.325.367	2,8%

A Companhia registrou no 2T26 um aumento de 2,8% em relação à quantidade de consumidores efetivos faturados no mesmo período em 2025.

No mercado cativo, o crescimento de 2,8% é explicado principalmente pelo aumento do número de consumidores das classes residencial convencional e comercial, impulsionado pelo crescimento vegetativo dessas categorias. Esse avanço, no entanto, foi parcialmente compensado pela redução observada na classe residencial baixa renda, decorrente do descadastramento de clientes após o processo de revisão cadastral realizado pelo Governo Federal. A iniciativa cruza informações do CadÚnico com outras bases de dados federais para identificar inconsistências cadastrais. Quando os dados não são confirmados ou atualizados pelos beneficiários, eles deixam de atender aos critérios para enquadramento na tarifa social de baixa renda.

Já o mercado livre continuou em trajetória de crescimento com alta de 38,2% entre os períodos analisados, reflexo da migração de clientes do mercado cativo.

Venda e Transporte de Energia na Área de Concessão

VENDA E TRANSPORTE DE ENERGIA (GWH)

	2T26	2T25	Var. %	6M26	6M25	Var. %
Mercado Cativo	2.382	2.444	-2,5%	4.857	4.964	-2,2%
Clientes Livres	1.098	974	12,7%	2.098	1.876	11,8%
Revenda	3	4	-25,0%	7	7	0%
Consumo Próprio	6	5	20,0%	11	11	-
Total - Venda e Transporte de Energia	3.489	3.427	1,8%	6.972	6.858	1,7%

Mercado Cativo

VENDA E TRANSPORTE DE ENERGIA NO MERCADO CATIVO (GWH)

	2T26	2T25	Var. %	6M26	6M25	Var. %
Residencial - Convencional	952	864	10,2%	1.926	1.746	10,3%
Residencial - Baixa Renda	552	614	-10,1%	1.125	1.259	-10,6%
Industrial	56	60	-6,7%	110	126	-12,7%
Comercial	258	278	-7,2%	518	577	-10,2%
Rural	202	223	-9,4%	458	467	-1,9%
Setor Público	361	405	-10,9%	720	787	-8,5%
Total - Venda de Energia no Mercado Cativo	2.382	2.444	-2,5%	4.857	4.964	-2,2%

O mercado cativo totalizou 2.382 GWh no 2T26 e 4.857 GWh nos 6M26, com redução de 2,5% e 2,2% respectivamente em relação aos mesmos períodos do ano anterior, refletindo principalmente: (i) a diminuição da base de clientes das classes residencial baixa renda e rural; e (ii) a menor demanda das classes industrial, comercial e poder público, em função de iniciativas de eficiência energética e da migração de consumidores de maior porte para o mercado livre.

Parte dessa redução foi compensada pelo maior consumo da classe residencial convencional, decorrente, principalmente, da reclassificação de clientes anteriormente enquadrados na categoria residencial baixa renda.

Clientes Livres

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

	2T26	2T25	Var. %	6M26	6M25	Var. %
Residencial	0,1	0,1	-	0,1	0,1	-
Industrial	585	550	6,4%	1.101	1.052	4,7%
Comercial	385	349	10,3%	761	676	12,6%
Rural	17	16	6,3%	34	32	6,3%
Setor Público	111	59	88,1%	202	117	72,6%
Total - Transporte de Energia para os Clientes Livres*	1.098	974	12,7%	2.098	1.876	11,8%

O mercado livre continuou apresentando crescimento consistente no consumo de energia, com alta de 12,7% no 2T26 e 11,8% nos 6M26 vs. o ano anterior, impulsionado principalmente pelo aumento do número de clientes em praticamente todas as classes.

Compra de Energia

COMPRA DE ENERGIA (GWH)

	2T26	2T25	Var. %	6M26	6M25	Var. %
Companhia Hidroelétrica do São Francisco - CHESF	52	106	-50,9%	105	215	-51,2%
Angra 1 e 2	56	103	-45,6%	110	205	-46,3%
PROINFA	54	55	-1,8%	102	103	-1,0%
Leilões e Quotas	3.104	3.048	1,8%	6.197	6.089	1,8%
Total - Compra de Energia s/ CCEE	3.266	3.313	-1,4%	6.514	6.612	-1,5%
Liquidação na CCEE	(114)	(50)	>100,0%	(130)	(160)	-18,8%
Total - Compra de Energia	3.152	3.262	-3,4%	6.384	6.452	-1,1%

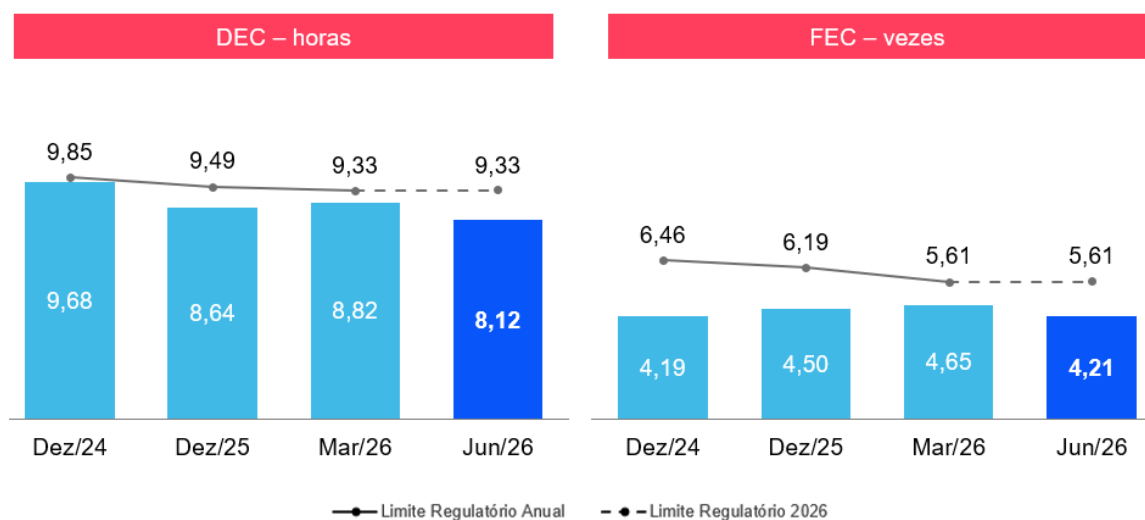
Balanço de Energia

BALANÇO DE ENERGIA

	2T26	2T25	Var. %	6M26	6M25	Var. %
Energia requerida (GWh)	4.735	4.576	3,5%	9.482	9.043	4,9%
Energia distribuída (GWh)	3.999	3.731	7,2%	7.921	7.497	5,7%
Mercado Cativo	2.897	2.754	5,2%	5.817	5.614	3,6%
Mercado Livre	1.101	977	12,7%	2.104	1.884	11,7%
Perdas na Distribuição - Sistema Coelce (GWh)	736	845	-12,9%	1.561	1.546	1,0%
Perdas na Distribuição - Sistema Coelce (%)	15,54%	18,47%	-2,93 p.p	16,46%	17,09%	-0,63 p.p

Indicadores Operacionais

Qualidade do Fornecimento



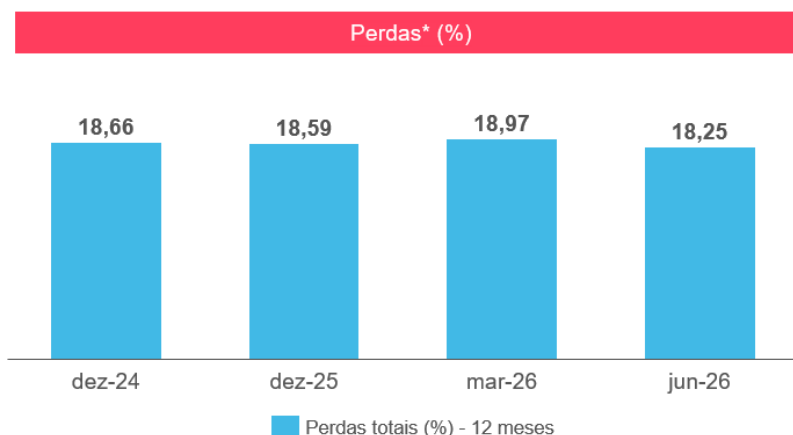
Os indicadores DEC (Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora) e FEC (Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora) medem a qualidade do fornecimento de energia do sistema de distribuição da Companhia.

A Enel Distribuição Ceará manteve evolução consistente dos indicadores de qualidade e eficiência operacional ao longo do primeiro semestre de 2026. Em bases regulatórias comparáveis, o DEC e o FEC dos últimos 12 meses (LTM) atingiram 8,12 e 4,21, respectivamente, mantendo assim seus resultados inferiores aos respectivos limites regulatórios de 9,33 horas e 5,61 interrupções, para o ano de 2026.

A evolução observada, reflete, principalmente, os investimentos contínuos em modernização da rede, com destaque para a ampliação, renovação e manutenção dos sistemas de telecontrole, que aumentaram a capacidade de operação remota, reduziram os tempos de localização e isolamento de defeitos e aceleraram o reestabelecimento do fornecimento de energia. Além disso, houve também o fortalecimento da estrutura

operacional através do *insourcing* e a evolução dos processos de despacho e atendimento emergencial, que contribuíram para ganhos sustentáveis de eficiência e para a melhoria da qualidade percebida pelos clientes.

Disciplina de Mercado – Perdas ⁽⁴⁾

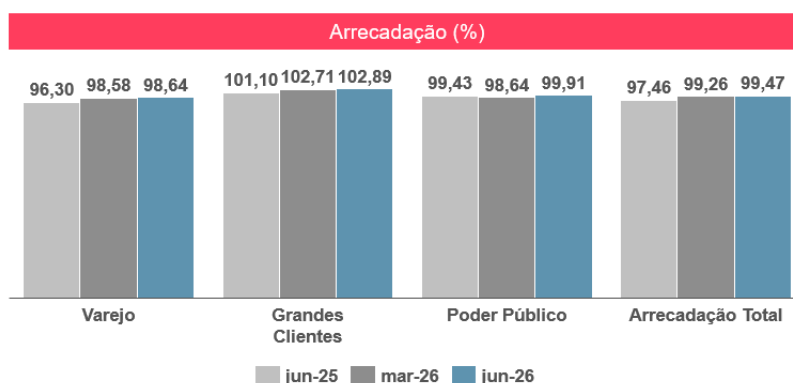


*Os indicadores de perdas apresentados foram calculados considerando a metodologia que reflete a mudança regulatória proposta pela ANEEL no Despacho ANEEL nº 684/2025, incorporando os resultados da Consulta Pública nº 09/2024, que dentre outras alterações, adota a energia medida como base de comparação, em vez da energia faturada.

As perdas de energia LTM alcançaram o valor de 18,25% em junho/2026, uma redução de 0,34 p.p. em relação às perdas registradas no em dezembro/2025 que foram de 18,59%.

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 321 GWh de energia ao final junho/26, considerando os últimos 12 meses.

Arrecadação



O índice de arrecadação da companhia atingiu 99,47% no 2T26 contra 97,46% no mesmo período do ano anterior (LTM), apresentando um crescimento expressivo de 2,01 p.p no período e atingindo o patamar mais alto dos últimos 5 anos.

Analizando os resultados por classe, observa-se variação relevante no setor varejo, com aumento de 2,34 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. No semestre foram realizadas as seguintes ações:

- i. Realização de 677 mil suspensões de fornecimento por meio de estratégia de concentração e comportamento de pagamento;
- ii. Negativações de 6,4 milhões de faturas;
- iii. 60,6 milhões de interações por meio de robôs, contato humano e whatsapp através das assessorias de cobrança;
- iv. Ações sistemáticas para os Grandes Clientes e negociações com Poder Público;
- v. Negociações com 139 mil consumidores.

Adicionalmente, a Companhia disponibiliza diferentes modalidades para quitação e negociação de débitos, como cartão de débito e crédito, Pix, boleto bancário e parcelamento junto à própria distribuidora, buscando atender às necessidades dos diferentes perfis de clientes e facilitar a regularização de pendências financeiras.

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.

4 DESEMPENHO ECONÔMICO - FINANCEIRO

Principais Contas do Resultado

DEMONSTRAÇÃO DE RESULTADO (R\$ MIL)

	2T26	2T25	Var. %	6M26	6M25	Var. %
Receita Operacional Líquida excl. receita de construção e atualização do ativo financeiro da concessão	1.732.659	1.753.516	-1,2%	3.489.497	3.194.261	9,2%
Custos e despesas não gerenciáveis ¹	(1.044.041)	(957.545)	9,0%	(1.960.172)	(1.798.178)	9,0%
Margem Bruta excl. atualização do ativo financeiro da concessão	688.618	795.971	-13,5%	1.529.325	1.396.083	9,5%
Atualização do ativo financeiro da concessão	153.427	72.036	>100,0%	309.258	217.687	42,1%
Margem Bruta	842.045	868.007	-3,0%	1.838.583	1.613.770	13,9%
Custos e despesas gerenciáveis excl. custo de construção e D&A (Opex)	(335.134)	(294.280)	13,9%	(671.659)	(628.570)	6,9%
EBITDA	506.911	573.727	-11,6%	1.166.924	985.200	18,4%
Depreciação e Amortização	(158.012)	(184.083)	-14,2%	(319.552)	(357.937)	-10,7%
Resultado Financeiro	(347.375)	(263.079)	32,0%	(625.563)	(448.892)	39,4%
IR/CS	(776)	(43.129)	-98,2%	(75.820)	(60.895)	24,5%
Lucro/Prejuízo Líquido	748	83.436	-99,1%	145.989	117.476	24,3%

¹ Inclui Energia elétrica comprada para revenda e Encargos do uso do sistema de transmissão

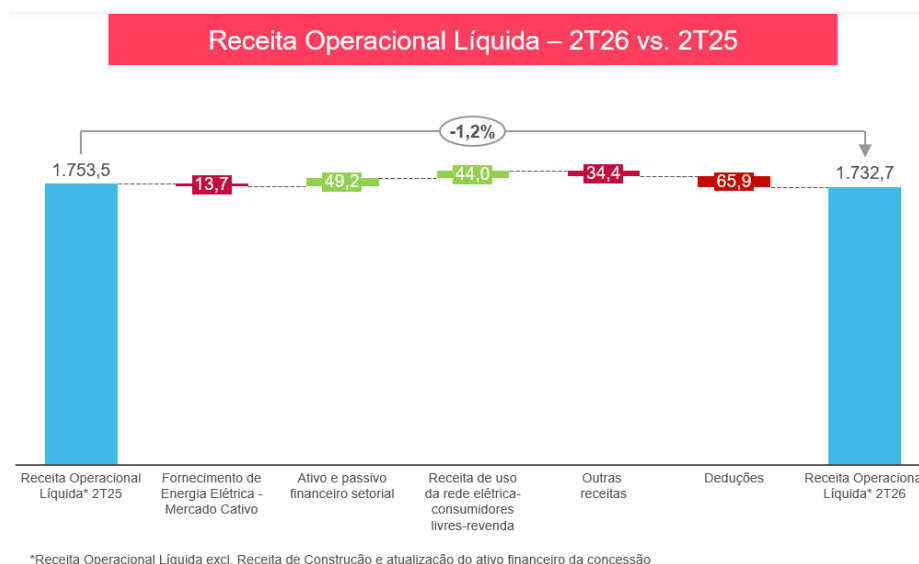
Receita Operacional Líquida

RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA (R\$ MIL)

	2T26	2T25	Var. %	6M26	6M25	Var. %
Fornecimento de Energia Elétrica	1.960.067	2.003.418	-2,2%	3.894.268	3.895.864	-0,0%
(-) DIC/FIC/DMIC/DICRI sobre TUSD Consumidores cativos e livres	(16.738)	(2.664)	>100,0%	(24.610)	(15.483)	58,9%
Subvenção baixa renda e CDE	303.682	259.950	16,8%	614.185	521.219	17,8%
Fornecimento de Energia Elétrica - Mercado Cativo	2.247.011	2.260.704	-0,6%	4.483.843	4.401.600	1,9%
Ativos e passivos financeiros setoriais	145.256	96.093	51,2%	377.540	(23.328)	<-100,0%
Receita de uso da rede elétrica - consumidores livres - revenda	222.567	178.580	24,6%	415.277	349.761	18,7%
Outras receitas	35.509	69.938	-49,2%	66.716	107.166	-37,7%
Receita Operacional Bruta¹	2.650.343	2.605.315	1,7%	5.343.376	4.835.199	10,5%
Tributos	(664.128)	(629.470)	5,5%	(1.325.892)	(1.239.075)	7,0%
Encargos Setoriais	(253.556)	(222.329)	14,0%	(527.987)	(401.863)	31,4%
Receita Operacional Líquida excl. Receita de Construção e atualização do ativo financeiro da concessão	1.732.659	1.753.516	-1,2%	3.489.497	3.194.261	9,2%
Receita de construção	476.353	445.443	6,9%	924.939	795.997	16,2%
Atualização do ativo financeiro da concessão	153.427	72.036	>100,0%	309.258	217.687	42,1%
Receita Operacional Líquida	2.362.439	2.270.995	4,0%	4.723.694	4.207.945	12,3%

¹ Desconsiderando Receita de Construção e Atualização do Ativo Financeiro da Concessão

A receita operacional líquida da Enel Distribuição Ceará registrou crescimento de 4,0% no 2T26 em relação ao mesmo trimestre no ano passado. Excluindo o efeito da receita de construção e da atualização do ativo financeiro da concessão, a receita operacional líquida da Companhia, no 2T26, atingiu o montante de R\$ 1,73 bilhão, o que representa uma redução de R\$ 20,8 milhões em relação ao 2T25, cujo montante foi de R\$ 1,75 bilhão. A redução da receita operacional líquida é resultado dos seguintes efeitos:



▪ **Redução de R\$ 13,7 milhões na receita de fornecimento de energia elétrica no mercado cativo, explicada pela:**

- Redução de R\$ 43,3 milhões na rubrica de fornecimento de energia elétrica, refletindo a menor demanda de clientes do mercado cativo, principalmente nas classes industrial, comercial e poder público, em decorrência da implementação de projetos de eficiência energética e da migração de consumidores de maior porte para o mercado livre de energia;
- Aumento de R\$ 14,0 milhões na rubrica de DIC/FIC/DMIC/DICRI sobre TUSD de consumidores cativos e livres em razão da ocorrência de interrupção prolongada que afetou um grupo específico de consumidores no 2T26, resultando na ultrapassagem dos limites individuais de continuidade estabelecidos pela regulamentação e, consequentemente, em maiores compensações aos clientes;

Estes efeitos foram parcialmente compensados pelo:

- Aumento de R\$ 43,6 milhões na rubrica de subvenções baixa renda e CDE relacionado, principalmente, aos efeitos da MP 1300/2025, que implementou desconto de 100% na conta de luz para famílias de baixa renda que consumam até 80 kWh por mês, a partir de julho de 2025;

▪ **Redução de R\$ 34,4 milhões em outras receitas** decorrente de diminuição do PLD (Preço da Liquidação das Diferenças) entre os períodos analisados (R\$ 129,40 2T26 vs. R\$ 189,19 2T25) referente a venda de energia excedente no mercado de curto prazo;

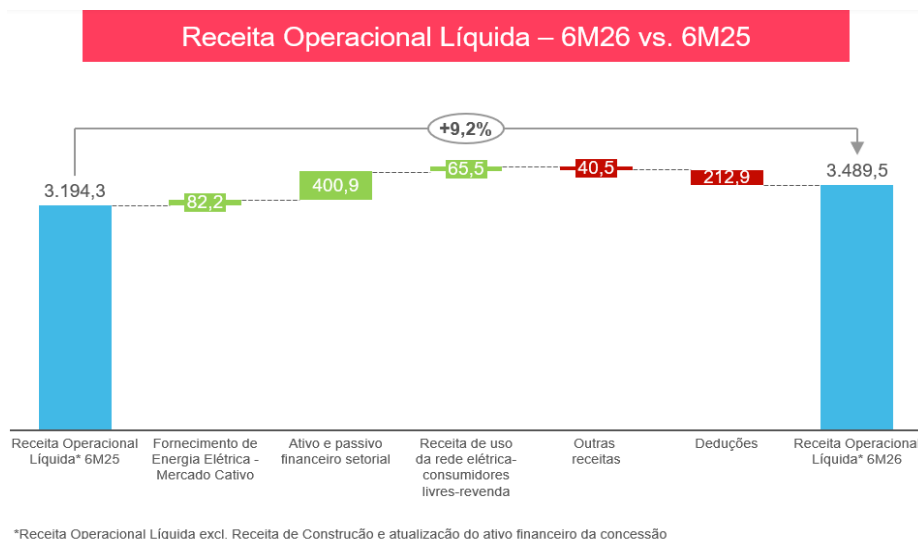
▪ **Aumento de R\$ 65,9 milhões em deduções** em função de:

- Aumento de R\$ 34,7 milhões na rubrica de tributos devido, principalmente, ao aumento no valor da base de cálculo e elevação no valor do ICMS, reflexo do reajuste tarifário;
- Aumento de R\$ 31,2 milhões na rubrica de encargos setoriais relacionado, principalmente, à elevação dos encargos atrelados à Conta de Desenvolvimento Energético (CDE), resultado da homologação do reajuste tarifário ocorrido em abril de 2026.

Tais efeitos foram parcialmente compensados pelo:

- **Aumento de R\$ 49,2 milhões na rubrica de ativos e passivos financeiros setoriais** relacionado ao acréscimo da carga contratada de energia hídrica, em conjunto com a deterioração das condições hidrológicas e aumento nos encargos setoriais, gerando maiores custos com compra de energia, e, portanto, uma CVA ativa entre os períodos analisados;
- **Aumento de R\$ 44,0 milhões na receita de uso da rede elétrica (consumidores livres-revenda),** explicado pelo aumento do número de clientes e do consumo nesta categoria;

No acumulado do ano, receita operacional líquida da Companhia excluindo o efeito da receita de construção e a atualização do ativo financeiro da concessão apresentou uma variação positiva de 9,2%, ou R\$ 295,2 milhões, em relação ao mesmo período no ano anterior, totalizando R\$ 3,4 bilhões. Destaca-se a variação no 6M26 versus 6M25 dos seguintes itens que compõem a receita operacional líquida:



- **Aumento de R\$ 82,2 milhões na receita de fornecimento de energia elétrica no mercado cativo, explicada, principalmente, pelo:**
 - Aumento de R\$ 92,9 milhões na rubrica de subvenções baixa renda e CDE relacionado, principalmente, aos efeitos da MP 1300/2025, que implementou desconto de 100% na conta de luz para famílias de baixa renda que consumam até 80 kWh por mês, a partir de julho de 2025;
- **Aumento de R\$ 400,9 milhões na rubrica de ativos e passivos financeiros setoriais** relacionado ao acréscimo da carga contratada de energia hídrica, em conjunto com a deterioração das condições hidrológicas e aumento nos encargos setoriais, gerando maiores custos com compra de energia, e, portanto, uma CVA mais ativa entre os períodos analisados;
- **Aumento de R\$ 65,5 milhões na receita de uso da rede elétrica (consumidores livres-revenda),** explicado pelo aumento do número de clientes e do consumo nesta categoria;

Tais efeitos foram parcialmente compensados pela:

- **Redução de R\$ 40,5 milhões na rubrica de outras receitas** decorrente de diminuição do PLD (Preço da Liquidação das Diferenças) entre os períodos analisados referente a venda de energia excedente no mercado de curto prazo;
- **Aumento de R\$ 212,9 milhões em deduções** em função de:
 - Aumento de R\$ 86,8 milhões na rubrica de tributos devido, principalmente, ao aumento no valor da base de cálculo e elevação no valor do ICMS, reflexo do reajuste tarifário;
 - Aumento de R\$ 126,1 milhões na rubrica de encargos setoriais relacionado, principalmente, à elevação dos encargos atrelados à Conta de Desenvolvimento Energético (CDE), resultado da homologação do reajuste tarifário ocorrido em abril de 2026.

Custos e Despesas Operacionais

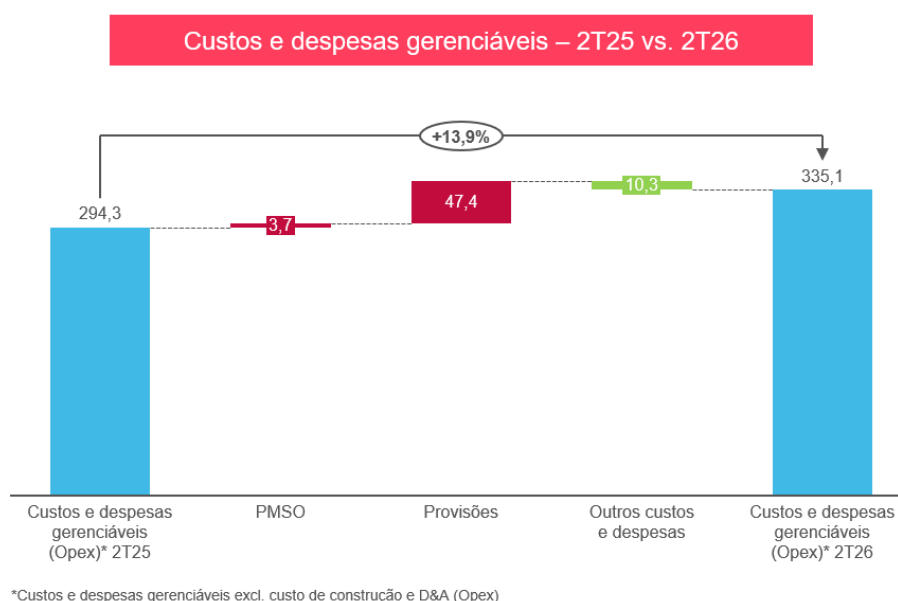
CUSTOS DO SERVIÇO E DESPESAS OPERACIONAIS (R\$ MIL)

	2T26	2T25	Var. %	6M26	6M25	Var. %
Energia elétrica comprada para revenda e Encargos do uso do sistema de transmissão	(1.044.041)	(957.545)	9,0%	(1.960.172)	(1.798.178)	9,0%
Custos e despesas não gerenciáveis	(1.044.041)	(957.545)	9,0%	(1.960.172)	(1.798.178)	9,0%
Pessoal	(90.888)	(57.657)	57,6%	(173.283)	(124.264)	39,4%
Desp de Pessoal	(127.054)	(91.014)	39,6%	(242.737)	(189.684)	28,0%
Capitalização de Pessoal	36.166	33.357	8,4%	69.453	65.420	6,2%
Material	(4.074)	(23.621)	-82,8%	(14.641)	(29.881)	-51,0%
Serviço de Terceiros	(156.281)	(166.948)	-6,4%	(361.703)	(358.331)	0,9%
Outras Receitas/Despesas Operacionais	(19.193)	(18.490)	3,8%	(23.429)	(38.870)	-39,7%
PMSO	(270.436)	(266.716)	1,4%	(573.056)	(551.346)	3,9%
Prov. para Créditos de Liquidação Duvidosa e Perda de Recebíveis	(55.042)	(29.723)	85,2%	(99.556)	(80.330)	23,9%
Provisão para riscos fiscais, cíveis e trabalhistas	(37.315)	(15.247)	>100,0%	(52.103)	(32.050)	62,6%
Provisões	(92.357)	(44.970)	>100,0%	(151.659)	(112.380)	35,0%
Receita de multas por impontualidade de clientes	27.659	17.406	58,9%	53.056	35.156	50,9%
Outros custos e despesas	27.659	17.406	58,9%	53.056	35.156	50,9%
Custos e despesas gerenciáveis excl. custo de construção e D&A (Opex)	(335.134)	(294.280)	13,9%	(671.659)	(628.570)	6,9%
Depreciação e Amortização (D&A)	(158.012)	(184.083)	-14,2%	(319.552)	(357.937)	-10,7%
Custo de Construção	(476.353)	(445.443)	6,9%	(924.939)	(795.997)	16,2%
Custos e despesas gerenciáveis	(969.499)	(923.806)	4,9%	(1.916.150)	(1.782.504)	7,5%
Custos do Serviço e Despesa Operacional	(2.013.540)	(1.881.351)	7,0%	(3.876.322)	(3.580.682)	8,3%

Os custos e despesas operacionais no 2T26 registraram crescimento de 7,0% em comparação ao 2T25. Excluindo-se o efeito do custo de construção, os custos e despesas operacionais da Companhia no trimestre alcançaram o montante de R\$ 1,53 bilhão, representando um aumento de 7,1% (R\$ 101,1 milhões) em relação ao valor registrado no mesmo período no ano anterior (R\$ 1,43 bilhão).

Os custos e despesas não gerenciáveis, apresentaram um aumento R\$ 86,4 milhões, influenciado pelo aumento de volume na compra de energia hídrica, em conjunto com uma elevação nos encargos do serviço do sistema - ESS.

Já os custos e despesas gerenciáveis excluindo custo de construção e depreciação e amortização (opex), apresentaram aumento de R\$ 40,8 milhões quando comparado com o mesmo período no ano anterior, em razão das seguintes variações:



- Aumento de R\$ 3,7 milhões em PMSO, reflexo, principalmente, do:

- Aumento de R\$ 33,2 milhões na rubrica de despesa de pessoal em função do projeto *insourcing* que visa o aumento da contratação de colaboradores próprios;

Este efeito foi parcialmente compensado pela:

- Redução de R\$ 19,5 milhões na rubrica de material em virtude do reconhecimento de créditos decorrentes da venda de materiais excedentes, que compensou parcialmente as despesas associadas à aquisição de materiais;
- Redução de R\$ 10,6 milhões na rubrica de serviços de terceiros, em função do avanço do projeto *insourcing* que prevê a ampliação da contratação de colaboradores próprios em substituição a serviços terceirizados.

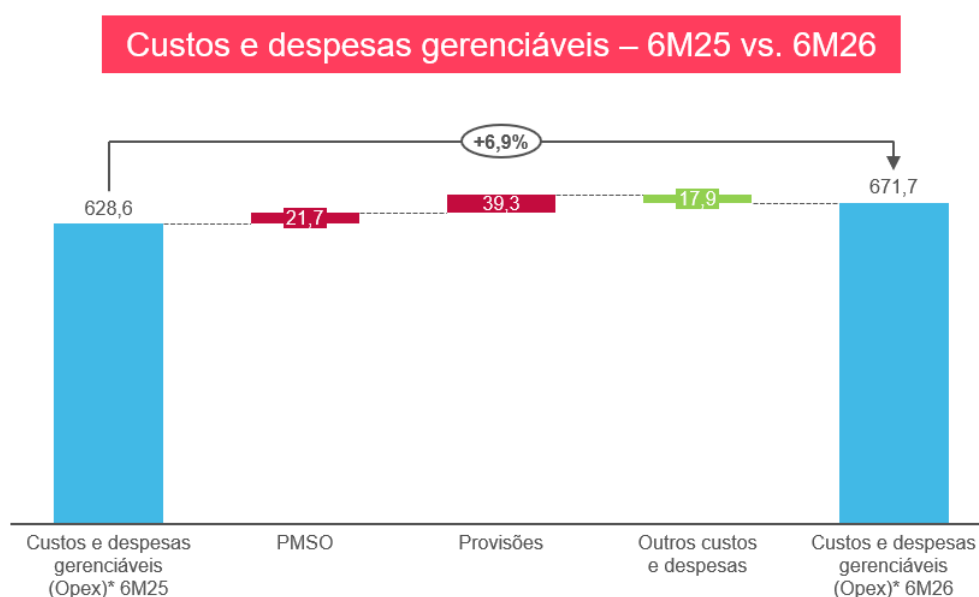
▪ **Aumento de R\$ 47,4 milhões em provisões em razão de:**

- Aumento de R\$ 25,3 milhões na rubrica de provisão para créditos de liquidação duvidosa e perda de recebíveis em função, principalmente, do crescimento no volume de baixas (*write-offs*) de créditos relacionados ao período da pandemia, que ultrapassaram o período de cinco anos, e, portanto, foram reconhecidos como perdas;
- Aumento de R\$ 22,1 milhões na rubrica de provisão para riscos fiscais, cíveis e trabalhistas em virtude de aumento no volume de processos cíveis classificados como de perda provável, relacionados, em sua maioria, a reclamações de consumidores;

▪ **Aumento de R\$ 10,3 milhões em outros custos e despesas devido** uma melhora na arrecadação das contas em atraso dos clientes percebida entre os períodos analisados;

No acumulado do ano, os custos e despesas não gerenciáveis totalizaram R\$ 1,9 bilhão, resultado 9,0% ou R\$ 161,9 milhões superior em relação ao mesmo período em 2025 em razão de aumento de volume na compra de energia hídrica, em conjunto com uma elevação nos encargos do serviço do sistema - ESS. Este efeito foi parcialmente compensado com a baixa de provisão relativa à Geração Distribuída (GD) em torno de R\$ 108 milhões.

Os custos e despesas gerenciáveis, excluindo custo de construção e depreciação e amortização (opex) nos 6M26, apresentaram aumento de R\$ 43,1 milhões nos 6M26 em comparação aos 6M25. As principais variações podem ser explicadas por:



*Custos e despesas gerenciáveis excl. custo de construção e D&A (Opex)

▪ **Aumento de R\$ 21,7 milhões em PMSO, reflexo, principalmente, do:**

- Aumento de R\$ 49,0 milhões na rubrica de despesa de pessoal, em função do avanço do projeto *insourcing* que prevê a ampliação da contratação de colaboradores próprios em substituição a serviços terceirizados;

Este efeito foi parcialmente compensado pela:

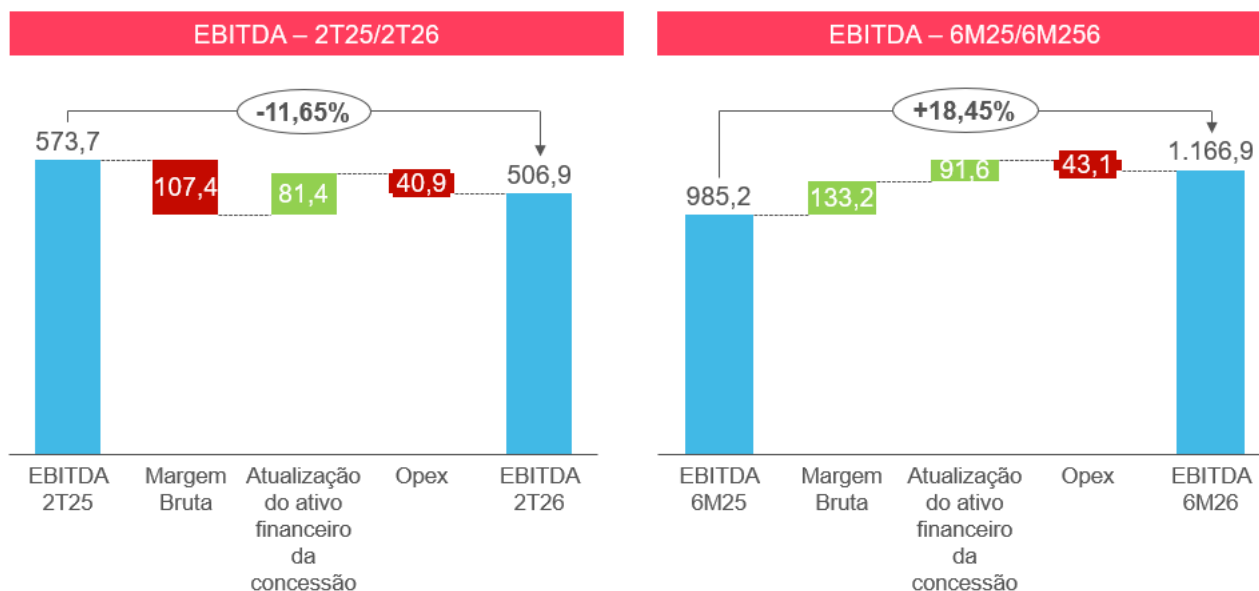
- Redução de R\$ 15,2 milhões na rubrica de material em virtude do reconhecimento de créditos decorrentes da venda de materiais excedentes, que compensou parcialmente as despesas associadas à aquisição de materiais;
- Redução de R\$ 15,4 milhões na rubrica de outras receitas/despesas operacionais, explicada principalmente, pela menor despesa com desativação de ativos em relação ao mesmo período do ano anterior.

▪ **Aumento de R\$ 39,3 milhões em provisões em razão de:**

- Aumento de R\$ 19,2 milhões na rubrica de provisão para créditos de liquidação duvidosa e perda de recebíveis decorrente, principalmente, do maior volume de baixas (*write-offs*) de créditos originados durante o período da pandemia que ultrapassaram o prazo de cinco anos e, consequentemente, foram reconhecidos como perdas. Esse efeito foi parcialmente compensado pela melhoria da expectativa de arrecadação junto ao segmento B2G (Poder Público) e pelos efeitos positivos da MP nº 1.300/2025, que ampliou os subsídios destinados à classe residencial baixa renda;
- Aumento de R\$ 20,1 milhões na rubrica de provisão para riscos fiscais, cíveis e trabalhistas em função do crescimento do volume de processos cíveis classificados como de perda provável, relacionados, em sua maioria, a reclamações de consumidores.

- **Aumento de R\$ 17,9 milhões em outros custos e despesas devido** uma melhora na arrecadação das contas em atraso dos clientes percebida entre os períodos analisados;

EBITDA



O EBITDA no 2T26 totalizou R\$ 506,9 milhões, o que representa uma redução de R\$ 66,8 milhões em relação ao 2T25. Esse desempenho reflete, principalmente, a contração da margem bruta (receita líquida menos custos não gerenciáveis), decorrente da redução da receita de fornecimento de energia elétrica, em conjunto com uma elevação dos custos de compra de energia, influenciado pelos efeitos do reajuste tarifário aplicado a partir de abril de 2026. Adicionalmente, houve um crescimento do opex em grande parte devido ao *write-off* das dívidas relacionadas ao período da pandemia e não de deterioração recente da carteira.

No acumulado do ano, o EBITDA da Companhia atingiu R\$ 1.166,9 milhões, registrando um crescimento de 18,4%, ou R\$ 181,7 milhões em relação ao mesmo período do ano anterior. Esse resultado foi impulsionado pelo aumento da margem bruta, refletindo o maior faturamento decorrente dos efeitos tarifários e da atualização do ativo financeiro da concessão. Esse crescimento foi parcialmente compensado pelo aumento de R\$ 43,1 milhões nos custos e despesas operacionais gerenciáveis, excluindo custo de construção e depreciação e amortização (Opex), **explicado principalmente por:** (i) maiores despesas de pessoal, associadas à estratégia de fortalecimento da estrutura própria e à melhoria da qualidade do serviço; e (ii) aumento das perdas de recebíveis, em razão do maior volume de baixas (*write-offs*) de créditos originados durante o período da pandemia.

Resultado Financeiro

RESULTADO FINANCEIRO (R\$ MIL)

	2T26	2T25	Var. %	6M26	6M25	Var. % (2)
Receita de aplicações financeiras	5.632	10.477	-46,2%	9.360	14.544	-35,6%
Despesas líquidas relacionadas à dívida (1)	(240.754)	(195.490)	23,2%	(465.527)	(370.420)	25,7%
Outros resultados financeiros não relacionados à dívida	(112.253)	(78.066)	43,8%	(169.396)	(93.016)	82,1%
Juros e atualização monetária sobre impontualidade de clientes	17.306	14.436	19,9%	32.203	28.129	14,5%
Atualização do ativo/passivo financeiro setorial (líquidas)	(33.323)	(24.473)	36,2%	(27.808)	(28.532)	-2,5%
Atualização de provisão para riscos tributários, cíveis e trabalhistas	(14.908)	(18.006)	-17,2%	(49.302)	(32.839)	50,1%
Encargos fundo de pensão	(3.844)	(3.303)	16,4%	(7.688)	(6.611)	16,3%
Variações monetárias e cambiais - outros	(1.072)	(6.449)	-83,4%	(2.996)	(21.452)	-86,0%
Outras receitas (despesas) financeiras líquidas	(76.412)	(40.271)	89,7%	(113.805)	(31.711)	>100,0%
Resultado Financeiro	(347.375)	(263.079)	32,0%	(625.563)	(448.892)	39,4%

(1) Despesas líquidas relacionadas à dívida = Encargos de dívida e variações monetárias + variações cambiais + instrumentos financeiros derivativos + marcação a mercado da dívida

O Resultado Financeiro Líquido da Companhia encerrou o 2T26 com uma despesa líquida de R\$ 347,3 milhões, representando um aumento de R\$ 84,3 milhões em relação ao mesmo trimestre do ano anterior. Essa variação é explicada, principalmente, pelo:

- **Aumento de R\$ 45,3 milhões nas despesas líquidas relacionadas à dívida** devido, principalmente, a maior volume de dívida entre os períodos analisados;
- **Redução de R\$ 4,9 milhões na receita de aplicações financeiras** em função da diminuição do caixa médio do período;
- **Aumento de R\$ 34,1 milhões nos outros resultados financeiros não relacionados à dívida, explicado basicamente por:**
 - Aumento de R\$ 36,1 milhões na rubrica de outras receitas (despesas) financeiras líquidas, devido, principalmente, a despesa associada à antecipação dos créditos homologados referente ao subsídio CDE no 2T26, efeito não observado no mesmo trimestre do ano anterior;
 - Aumento de R\$ 8,8 milhões na despesa líquida de atualização de ativos e passivos financeiros setoriais em razão, principalmente, de ajuste relacionado à atualização de diferimentos tarifários;

Estes efeitos foram parcialmente compensados por:

- Redução líquida de R\$ 5,3 milhões nas despesas com variações monetárias e cambiais – outros, decorrente, principalmente, da menor incidência de atualização monetária sobre autos de infração de ICMS, em função da redução do saldo dessas contingências.

No acumulado do ano, o resultado financeiro líquido apresentou uma despesa de R\$ 625,5 milhões, representando um aumento de R\$ 176,7 milhões em relação ao mesmo período de 2025. Esta variação é explicada, principalmente, pelos seguintes fatores:

- **Aumento de R\$ 95,2 milhões nas despesas líquidas relacionadas à dívida**, refletindo a elevação da taxa média do CDI (6,79% nos 6M26 versus 6,36% nos 6M25), combinada ao maior volume de dívida contratada entre os períodos analisados;

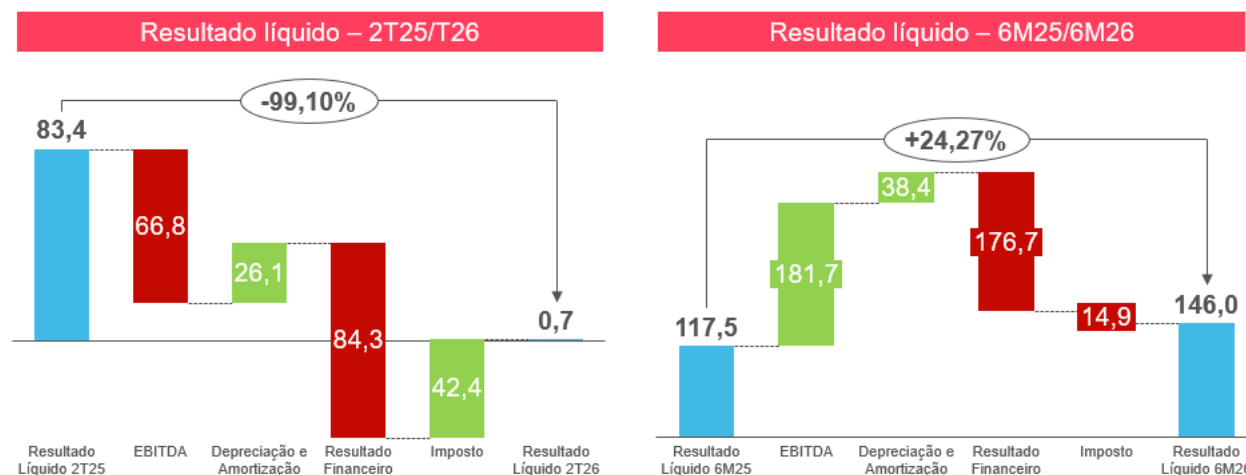
- **Redução de R\$ 5,1 milhões nas receitas de aplicações financeiras**, em função do menor caixa médio registrado no período;
- **Aumento de R\$ 76,4 milhões nos outros resultados financeiros não relacionados à dívida decorrente basicamente de:**

- Aumento de R\$ 16,4 milhões na atualização de provisões para riscos tributários, cíveis e trabalhistas, explicado, principalmente, pela atualização monetária de um processo cível que, antes de sua baixa no primeiro trimestre de 2026, teve seu valor majorado em decorrência de decisão judicial desfavorável à Companhia;
- Aumento de R\$ 82,0 milhões em outras receitas (despesas) financeiras líquidas, decorrente principalmente: (i) do aumento de R\$ 40,9 milhões na despesa associada à antecipação dos créditos homologados referentes ao subsídio da CDE em abril de 2026, efeito não observado no mesmo período do ano anterior; e (ii) da redução de R\$ 38,1 milhões na atualização monetária de créditos tributários. Em relação a este último efeito, vale destacar que, em dezembro de 2024, com base no entendimento do Supremo Tribunal Federal (STF) de que não incidem IRRF e CSLL sobre a parcela correspondente à taxa Selic na repetição de indébitos tributários, a Companhia reconheceu créditos tributários referentes a valores pagos a maior entre 2021 e 2024. Esse reconhecimento resultou em uma atualização monetária mais elevada nos 6M25, efeito que não se repetiu nos 6M26.

Estes efeitos foram parcialmente compensados por:

- Redução líquida de R\$ 18,4 milhões nas despesas com variações monetárias e cambiais – outros, decorrente, principalmente, da menor incidência de atualização monetária sobre autos de infração de ICMS, em função da redução do saldo dessas contingências.

Resultado Líquido



A Companhia registrou lucro líquido de R\$ 0,7 milhão no 2T26, representando uma redução de R\$ 82,6 milhões em relação ao 2T25. Esse desempenho reflete, principalmente, a redução do EBITDA, combinada ao aumento da despesa financeira líquida e compensado parcialmente pela menor carga tributária no período.

No acumulado dos seis primeiros meses de 2026, o lucro líquido totalizou R\$ 146,0 milhões, um crescimento de R\$ 28,5 milhões em comparação ao mesmo período do ano anterior. O resultado foi impulsionado pela expansão do EBITDA, refletindo a melhoria do desempenho operacional da Companhia. Esse efeito foi parcialmente compensado pelo aumento das despesas financeiras, decorrente principalmente do maior custo do endividamento e das despesas relacionadas à antecipação de créditos homologados.

Endividamento

INDICADORES DE ENDIVIDAMENTO

	2T26	2T25	Var. %	6M26	6M25	Var. %
Dívida bruta (R\$ mil)	7.205.983	5.526.987	30,4%	7.205.983	5.526.987	30,4%
Dívida com Terceiros	3.910.747	3.150.110	24,1%	3.910.747	3.150.110	24,1%
Dívida Intercompany	3.295.236	2.376.877	38,6%	3.295.236	2.376.877	38,6%
(-) Caixa, Equivalentes e Aplicações Financ. (R\$ mil)	523.143	185.044	>100,0%	523.143	185.044	>100,0%
Dívida líquida (R\$ mil)	6.682.840	5.341.943	25,1%	6.682.840	5.341.943	25,1%
Dívida Bruta / EBITDA Ajustado(1)*	2,98	2,65	12,4%	2,98	2,65	12,4%
Dívida Líquida / EBITDA Ajustado (1)*	2,76	2,56	7,8%	2,76	2,56	7,8%
Dívida bruta / (Dívida bruta + PL)	0,56	0,51	9,7%	0,56	0,51	9,7%
Dívida líquida / (Dívida líquida + PL)	0,54	0,50	7,8%	0,54	0,50	7,8%

(1) 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 totalizou R\$ 7.206 milhões ao final do 2T26, um aumento de R\$ 1.679 milhões em comparação ao mesmo período do ano anterior. A evolução da dívida reflete, principalmente, captações realizadas para refinanciamento, investimentos e capital de giro, no montante de R\$ 3.943 milhões, bem como a apropriação de juros e atualização monetária de R\$ 897 milhões. Esses efeitos foram parcialmente compensados por amortizações de principal e pagamento de encargos financeiros, que somaram R\$ 2.641 milhões e R\$ 521 milhões, respectivamente. Adicionalmente, foi reconhecido ajuste negativo de R\$ 1 milhão relativo aos contratos de swap vinculados às dívidas vigentes.

Classificação de Riscos (Rating)

Em 24 de abril de 2026, a agência classificadora de risco de crédito corporativo Fitch Ratings atualizou o rating de crédito corporativo da Companhia de longo prazo na Escala Nacional Brasil para 'AA+(bra)', com perspectiva negativa.

Colchão de Liquidez

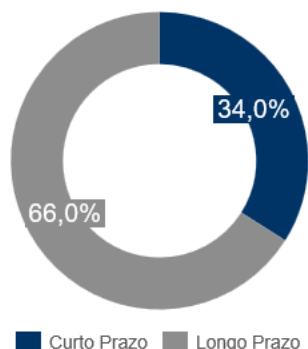
Para se precaver de qualquer necessidade emergencial de caixa, a Companhia manteve limites abertos de conta garantida para utilização em operações de curto prazo, cujo montante em 30 de junho de 2026 era de R\$ 100 milhões. Adicionalmente, a Companhia possui autorização da Aneel para a realização de mútuo com partes relacionadas (locais e dos controladores indiretos), o qual foi ampliado em 20 de maio de 2025 para até R\$ 4.500 milhões, através do Despacho de Nº 1.517/25.

A Companhia conta também com o apoio financeiro da *Enel Finance International* (EFI), que pode disponibilizar recursos para financiar investimentos e capital de giro, utilizando o limite autorizado pela Aneel para a realização de mútuos financeiros.

Para a realização de financiamentos com bancos e captações no mercado de capitais, a Companhia pode utilizar, quando necessário e conveniente, a garantia da Enel Brasil e, eventualmente, de outras empresas do Grupo.

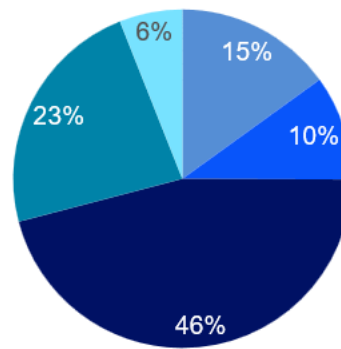
A capacidade de suporte financeiro pelo Grupo é verificada por meio da posição positiva de caixa e liquidez, a qual permitiu a realização de operações de mútuos e eventuais aportes de capital realizados nos últimos anos. Tal capacidade de suporte se manteve na posição verificada em 30 de junho de 2026 dos Controladores, e prospectivamente por meio do contrato de linha de crédito firmado entre Enel Américas e a Enel Brasil em 20 de abril de 2026, no montante de USD 2 bilhões.

Abertura da Dívida Bruta – CP e LP
Posição Final em Jun./26



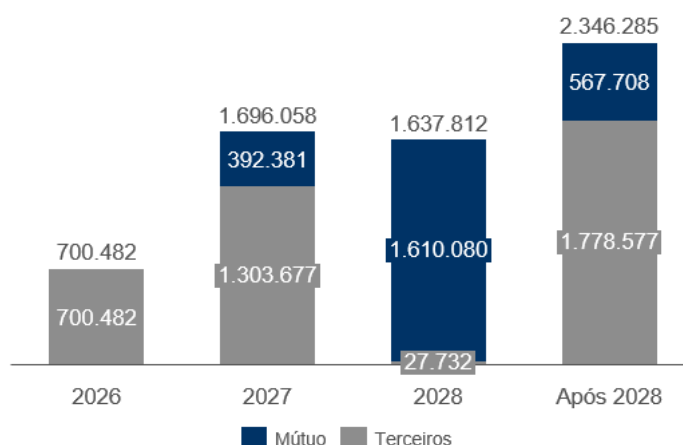
■ Curto Prazo ■ Longo Prazo

Abertura da Dívida Bruta – Credor
Posição Final em Jun./26



■ Notas Comerciais ■ Debêntures
■ Bancos ■ BNB
■ Mútuo

Curva de Amortização de Saldo de Dívida com SWAP (R\$Mil)
Posição Final em Jun./26



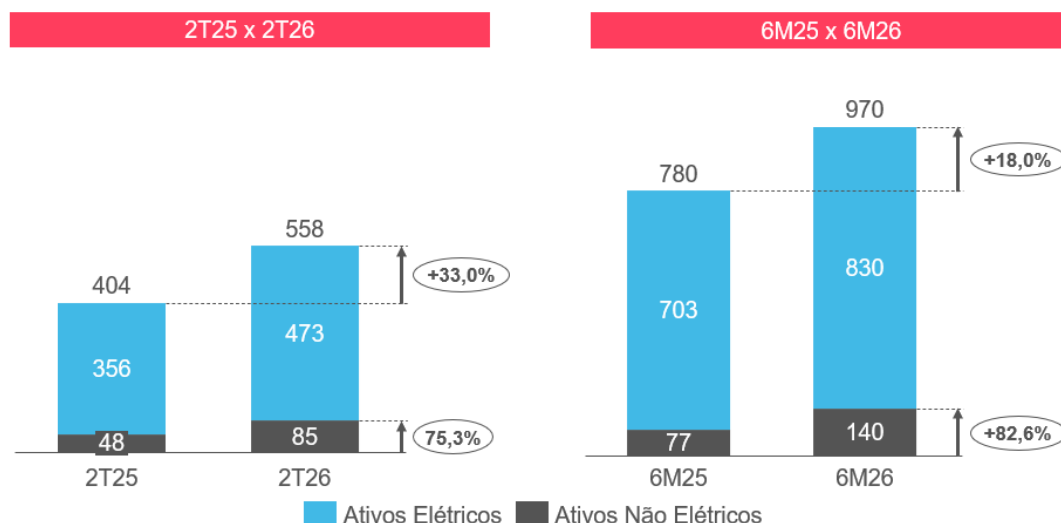
■ Mútuo ■ Terceiros

Investimentos

INVESTIMENTOS (R\$ MIL)

	2T26	2T25	Var. %	6M26	6M25	Var. %
Manutenção	227.741	144.768	57,3%	352.700	261.602	34,8%
Crescimento	32.954	52.048	-36,7%	87.677	118.283	-25,9%
Novas Conexões	297.535	202.813	46,7%	530.042	381.441	39,0%
Financiado pela Companhia	558.229	399.629	39,7%	970.420	761.327	27,5%
Financiado pelo Cliente	15	4.754	-99,7%	20	18.590	-99,9%
Total	558.245	404.383	38,0%	970.440	779.918	24,4%

Ativos Elétricos e Não Elétricos



A Companhia investiu R\$ 558,2 milhões no 2T26, registrando crescimento de 38,0% em relação ao 2T25. Os investimentos foram direcionados principalmente à conexão de novos clientes, à melhoria da qualidade do fornecimento e à modernização da infraestrutura da rede.

Do montante investido, R\$ 297,5 milhões foram aplicados em novas conexões, enquanto R\$ 227,7 milhões foram destinados à manutenção da rede elétrica, incluindo R\$ 92,5 milhões em manutenção corretiva. Adicionalmente, os investimentos em expansão e fortalecimento do sistema totalizaram R\$ 32,9 milhões, com destaque para projetos de aumento da confiabilidade da rede (R\$ 7,1 milhões) e de redução de perdas de energia (R\$ 12,1 milhões).

No acumulado do ano, o montante investido na área de concessão totalizou R\$ 970,4 milhões, atingindo crescimento de 24,4% em relação aos 6M25. Do total investido no semestre, destacam-se: (i) as atividades de novas conexões, onde foram alocados R\$ 530,0 milhões, e (ii) as atividades de manutenção para qualidade com um total de R\$ 352,7 milhões.

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

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

Os pilares ESG (*Environmental, Social and Governance*) fazem parte da nossa estratégia de sustentabilidade, assim como a Agenda 2030 da ONU, ambos direcionadores considerados tendências 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, com destaque para 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, e uma avaliação dos impactos, riscos e oportunidades ESG. A partir disso, os objetivos são definidos e desdobrados em metas e iniciativas de curto, médio e longo prazos, compondo o Plano de Sustentabilidade da empresa, que é 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 Distribuição Ceará abrange o ciclo 2026-2028 e estabelece objetivos ESG específicos em 3 pilares temáticos. Sendo 2 pilares ambientais sobre Mudanças Climáticas e Capital Natural, e um terceiro pilar voltado para o tema social com foco na Transição Justa e Inclusiva. De forma transversal um modelo de Governança Sólida garante as melhores e mais atuais práticas de integridade,

transparência e de gestão quanto ao respeito dos direitos humanos e Aceleradores de Crescimento - inovação, digitalização e economia circular- fortalecem a estratégia do Grupo.

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 da ENEL e o programa ECoS- *Extra-checking on site* que verifica a performance ambiental dos processos ENEL. Importante destacar que estes programas compõem o Sistema de Gestão ambiental certificado, ISO 14001.

A fim de contribuir com uma transição energética justa e inclusiva e gerar valor compartilhado para a sociedade cearense e comunidades locais, em especial as de maior vulnerabilidade social, 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.

Até o final do segundo trimestre a Enel Distribuição Ceará acumulou em 2026 R\$ 15,5 milhões investidos e beneficiou 193.540 pessoas, por meio de 109 projetos/iniciativas. Como destaque do período, relacionamos algumas ações realizadas pelo programa social Enel Compartilha:

Projeto de Eficiência Energética com os Correios – ODS 7

Em junho, a Enel Distribuição Ceará concluiu a obra de modernização dos sistemas de iluminação e condicionamento ambiental dos Correios, em Fortaleza. O projeto foi contemplado na Chamada Pública de Projetos (CPP 2023), com investimento de R\$ 500 mil e conta com substituição de 339 lâmpadas entre bulbo e tubular e 38 condicionadores de ar. As ações visam proporcionar a Redução da Demanda na Ponta de 46,95 kW e economia de energia estimada em 178,92 MWh/ano. A modernização proporcionada pelo projeto está beneficiando diretamente 240 funcionários próprios.

Ecoenel inaugura um novo ecoponto no Parque do Cocó – ODS 7

Até o final do segundo trimestre de 2026, o programa Ecoenel arrecadou, em 21 municípios, aproximadamente 1.486 toneladas de recicláveis, beneficiando 3.777 clientes com bônus de R\$ 662 mil na conta de energia. Como destaque, o programa inaugurou um ecoponto no Parque Estadual do Cocó, em parceria com o Governo do Ceará, por meio da Secretaria do Meio Ambiente e Mudança do Clima (Sema). A inauguração integrou as ações do junho Ambiental que promove iniciativas voltadas à conscientização ambiental em todo o estado do Ceará.

Enel Compartilha Eficiência - Troca de Equipamentos – ODS 7

O programa Enel Compartilha Eficiência tem como foco possibilitar adequação da conta de energia ao orçamento de famílias de baixa renda, por meio da substituição de refrigeradores e lâmpadas por modelos novos e mais eficientes. Até o final do segundo trimestre do ano foram realizados 57 eventos que beneficiaram 25.274 pessoas em 38 municípios com a troca de 2.862 geladeiras e 9.517 lâmpadas por modelos em LED. Como destaque, nos meses de maio e junho realizamos troca de geladeiras nos nove municípios, quais sejam: Cascavel, Fortaleza, Iguatu, Juazeiro do Norte, Mauriti, Moraújo, Quixadá, Russas e Sobral, que receberam a pesquisa IASC.

Indicadores ASG - Enel Ceará*

* Valores não auditados pelos auditores independentes

Indicadores

	2T26	2T25
Colaboradores Próprios (Unid)	2.929	2.098
Colaboradores terceirizados (Unid)	9.617	9.584
% de mulheres na Empresa	12,4%	14,9%
% de mulheres em cargos de liderança (1)	19,6%	19,8%
Taxa de Rotatividade (2)	4,4%	5,3%
Número de membros no conselho (Unid)	8	8
Número de membros independentes no conselho (Unid)	1	2
% de mulheres no conselho	12,5%	12,5%
Beneficiados pelos projetos sociais**	193.540	127.884
Resíduos perigosos enviados para recuperação	93%	99%
Resíduos não perigosos enviados para recuperação	98%	95%
Avaliação de fornecedores ambientais (3)	4	3
Realização de ECoS Ambiental (4)	-	-

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

(3) Meta 2026: 8; (4) Meta 2026: 1

**Nota sobre o número de Beneficiados pelos projetos sociais: A Companhia considera, na apuração de beneficiados, tanto os beneficiados diretos quanto os indiretos, refletindo o alcance ampliado de suas iniciativas.

No 4T25, houve uma mudança nos critérios de apuração de beneficiados, realizada à nível Holding, aumentando significativamente a contabilização de beneficiados indiretos, que são estimados com base em métricas específicas, que consideram o impacto das ações sobre as famílias e o investimento financeiro associado aos projetos. A mudança realizada expandiu o número de categorias de projetos, acompanhando o aumento do escopo e do volume de investimentos da Companhia.

ASPECTOS REGULATÓRIOS

Reajuste Tarifário Anual 2026

A Agência Nacional de Energia Elétrica ("ANEEL"), em reunião pública da sua Diretoria, que ocorreu em 22 de abril, deliberou sobre o reajuste tarifário anual de 2026 a ser aplicado a partir de 22 de abril de 2026, Resolução Homologatória nº 3.574/2026.

Em abril de 2026, a ANEEL aprovou o Reajuste Tarifário Anual da Companhia com um índice de reajuste de +0,82% composto por (i) reajuste econômico de +4,47%, sendo +5,71% de Parcela A, -1,24% de Parcela B e (ii) componente financeiro de -3,65%. Considerando a retirada do componente financeiro do último processo tarifário de +4,96%, o efeito médio a ser percebido pelos consumidores é de +5,78%.

O índice é composto pelos seguintes itens:

Reajuste Tarifário Enel CE		2026
Encargos Setoriais		2,80%
Custos de Transporte		0,04%
Custos de Aquisição de Energia		2,87%
PARCELA A		5,71%
Distribuição		-1,24%
PARCELA B		-1,24%
Reajuste econômico		4,47%
CVA total		4,64%
Outros financeiros		-8,28%
Reajuste financeiro		-3,65%
Reajuste total		0,82%
Componentes financeiros do processo anterior		4,96%
Efeito para o consumidor		5,78%

O reajuste tarifário médio de +5,78% a ser percebido pelos consumidores apresenta variações para diversos níveis de tensão, conforme detalhado a seguir:

Níveis de Tensão	Efeito Médio
Alta Tensão	+9,61%
Baixa Tensão	+4,67%
Efeito Médio	+5,78%

Parcela A

Para o próximo ano regulatório, a Parcela A foi reajustada em +9,7%, representando +5,71% no reajuste econômico com os seguintes componentes:

- Encargos Setoriais: R\$ 1.456 milhões. Um acréscimo de +17,8%, representando +2,8% no reajuste econômico;
- Energia Comprada: R\$ 3.032 milhões. Um acréscimo de +8,0%, contemplando o custo de compra de energia que representa +2,87% no reajuste econômico decorrente principalmente dos contratos de leilão de energia nova; e
- Encargos de Transmissão: R\$ 573 milhões. Os custos de transmissão tiveram aumento de +0,5%, correspondendo a um efeito de +0,04% no reajuste econômico.

Parcela B

Para o próximo ano regulatório, a Parcela B foi reajustada em -3,0%, representando uma participação de -1,24% no reajuste econômico, resultado da combinação dos seguintes componentes:

- IGP-M de -1,83% no período de 12 meses findos em março de 2026; e
- Fator X de +1,175%, 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 -1,003%; 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\$ 295 milhões, dentre os quais destacam-se basicamente:

- (i) recomposição de diferimento tarifário de R\$ 587 milhões negativos;
- (ii) reversão de risco hidrológico negativo de R\$ 172 milhões;
- (iii) impacto negativo de R\$ 124 milhões na reversão de componente econômico referente a quitação da conta de escassez hídrica;
- (iv) neutralidade de créditos de PIS/COFINS de R\$ 17 milhões negativos;
- (v) impacto negativo de R\$ 15 milhões na arrecadação CDE escassez hídrica e COVID dos clientes livres.

Tais efeitos foram parcialmente compensados por:

- (vi) R\$ 375 milhões positivos referentes aos itens de Compensação de Variação de Valores de Itens da Parcela A ("CVA");
- (vii) previsão do risco hidrológico positivo em R\$ 201 milhões; e
- (viii) recomposição de diferença positiva de cobertura CDE GD de R\$ 77 milhões.

Repactuação do Uso de Bem Público e Efeitos Tarifários

Em 19 de maio de 2026, por meio do Despacho nº 1.832/2026, a Diretoria da ANEEL aprovou a metodologia de rateio dos recursos de Uso do Bem Público ("UBP"), decorrentes da antecipação de pagamentos realizados por concessionários de geração hidrelétrica pela exploração de potenciais hidráulicos da União. A metodologia contempla os consumidores das distribuidoras localizadas nas áreas da SUDAM e da SUDENE, grupo no qual se enquadra a Enel Ceará. Posteriormente, pelo Despacho nº 2.102/2026, de 9 de junho de 2026, a ANEEL delegou à STR o cálculo e a publicação do novo reposicionamento tarifário das distribuidoras cujos processos tarifários já haviam sido homologados sem a antecipação desses recursos.

Dessa forma, após o efetivo repasse dos valores à Companhia, a ANEEL deverá recalcular as tarifas da Enel Ceará, de modo que o benefício seja refletido ao consumidor final. Considerando que o recebimento dos recursos pela distribuidora e o correspondente repasse tarifário ocorrerão de forma paralela, não se espera impacto no resultado da Companhia, preservando-se a natureza do mecanismo como instrumento de modicidade tarifária.

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.

O ano de 2026 começa sem custo extra na conta de energia da população brasileira. A ANEEL confirmou a bandeira tarifária verde no mês de janeiro, graças a manutenção do volume de chuvas e do nível dos reservatórios das usinas, não sendo necessário despachar as usinas termétricas na mesma quantidade do mês anterior, o que evita a cobrança de custos adicionais na conta de energia do consumidor. O ano de 2026 começa com alívio nas contas dos consumidores, mantendo a bandeira verde também nos meses de fevereiro a abril de 2026.

Em maio, a ANEEL precisou acionar a bandeira tarifária amarela, pois o início do período seco acarretou redução do volume de chuvas, que foram menores do que as projeções consideradas. Isto acarreta redução

do nível dos reservatórios hidráulicos e consequentemente a necessidade da geração de usinas termelétricas. A bandeira amarela se manteve também para o mês de junho de 2026.

As bandeiras tarifárias de 2026, reflexo das condições hidrológicas, estão demonstradas a seguir:

2026	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez
Bandeira Tarifária												
PLD gatilho - R\$/MWh	183,05	354,65	427,08	258,01	237,58	222,92						

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 19 de dezembro de 2025, o Despacho n.º 3.850 da Aneel definiu os valores limites do PLD de 2026. O PLD máximo foi fixado em R\$ 1.611,04/MWh e o valor mínimo em R\$ 57,31/MWh. Esses limites passaram a vigorar em 1º de janeiro de 2026 com término previsto para 31 de dezembro de 2026.

7 BENEFÍCIO FISCAL SUDENE

Em 27 de julho de 2026, a Diretoria Colegiada da SUDENE aprovou o Laudo Constitutivo nº 0151/2026 reconhecendo o enquadramento da Companhia ao benefício de redução do IRPJ e adicionais, calculado com base no lucro da exploração da atividade de distribuição de energia elétrica, nos termos do art. 1º da MP nº 2.199-14/2001. O benefício tem prazo de aproveitamento de 10 anos, de 1º de janeiro de 2026 a 31 de dezembro de 2035. O aproveitamento do referido benefício está sujeito à legislação tributária vigente, competindo à Receita Federal a definição quanto à sua aplicação concreta na apuração do imposto. A Companhia seguirá com os trâmites legais perante os Órgãos competentes.

ANEXO 1

DRE (R\$ MIL)

	2T26	2T25	Var. %	6M26	6M25	Var. %
Receita Operacional Bruta	3.280.123	3.122.794	5,0%	6.577.573	5.848.883	12,5%
Fornecimento de Energia - Mercado Cativo	2.247.011	2.260.704	-0,6%	4.483.843	4.401.600	1,9%
CVA	145.256	96.093	51,2%	377.540	(23.328)	<-100,0%
Receita de uso da rede elétrica - consumidores livres	222.567	178.580	24,6%	415.277	349.761	18,7%
Receita de Construção	476.353	445.443	6,9%	924.939	795.997	16,2%
Outras Receitas	188.936	141.974	33,1%	375.974	324.853	15,7%
Deduções da Receita Operacional	(917.684)	(851.799)	7,7%	(1.853.879)	(1.640.938)	13,0%
Receita Operacional Líquida	2.362.439	2.270.995	4,0%	4.723.694	4.207.945	12,3%
Custo do Serviço de Energia Elétrica	(1.044.041)	(957.545)	9,0%	(1.960.172)	(1.798.178)	9,0%
Energia elétrica comprada para revenda e despesas da CCEE	(786.489)	(789.420)	-0,4%	(1.505.158)	(1.413.500)	6,5%
Encargos de conexão e uso da rede	(257.552)	(168.125)	53,2%	(455.014)	(384.678)	18,3%
Custo/Despesa Operacional	(969.499)	(923.806)	4,9%	(1.916.150)	(1.782.504)	7,5%
Pessoal	(90.888)	(57.657)	57,6%	(173.283)	(124.264)	39,4%
Material	(4.074)	(23.621)	-82,8%	(14.641)	(29.881)	-51,0%
Serviços de terceiros	(156.281)	(166.948)	-6,4%	(361.703)	(358.331)	0,9%
Depreciação e amortização	(158.012)	(184.083)	-14,2%	(319.552)	(357.937)	-10,7%
Provisões	(92.357)	(44.970)	>100,0%	(151.659)	(112.380)	35,0%
Custo de construção	(476.353)	(445.443)	6,9%	(924.939)	(795.997)	16,2%
Outras receitas/despesas operacionais	8.466	(1.084)	<-100,0%	29.627	(3.714)	<-100,0%
EBITDA	506.911	573.727	-11,6%	1.166.924	985.200	18,4%
EBIT	348.899	389.644	-10,5%	847.372	627.263	35,1%
Resultado Financeiro	(347.375)	(263.079)	32,0%	(625.563)	(448.892)	39,4%
Receita Financeira	76.825	45.577	68,6%	132.613	179.737	-26,2%
Despesa Financeira	(424.942)	(305.428)	39,1%	(760.401)	(623.977)	21,9%
Variações Cambiais	742	(3.228)	<-100,0%	2.225	(4.652)	<-100,0%
Resultado antes dos impostos	1.524	126.565	-98,8%	221.809	178.371	24,4%
IR/CS	(776)	(43.129)	-98,2%	(75.820)	(60.895)	24,5%
Lucro/Prejuízo Líquido	748	83.436	-99,1%	145.989	117.476	24,3%