

Build the
FUTURE through
SUSTAINABLE
POWER.

Rio de Janeiro, 29 de abril de 2025 – A Ampla Energia e Serviços S.A. (“Enel Distribuição Rio” ou “Companhia”) anuncia os seus resultados do primeiro trimestre (“1T25”). 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

DESTAQUES DO PERÍODO

	1T25	1T24	Var. %	4T24	Var. % (1)
Receita Bruta (R\$ mil)	3.441.345	3.159.301	8,9%	3.497.871	-1,6%
Receita Líquida (R\$ mil)	2.307.716	2.055.408	12,3%	2.412.889	-4,4%
EBITDA (2) (R\$ mil)*	484.298	463.669	4,4%	541.137	-10,5%
Margem EBITDA (%)*	20,99%	22,56%	-1,57 p.p	22,43%	-1,44 p.p
Margem EBITDA ex-Receita de Construção*	24,63%	25,92%	-1,29 p.p	26,76%	-2,13 p.p
EBIT (3) (R\$ mil)*	275.255	279.005	-1,3%	324.743	-15,2%
Margem EBIT (%)*	11,93%	13,57%	-1,64 p.p	13,46%	-1,53 p.p
Lucro (Prejuízo) Líquido (R\$ mil)	49.806	28.350	75,7%	706.812	-93,0%
Margem Líquida	2,16%	1,38%	0,78 p.p	29,29%	-27,13 p.p
Margem Líquida ex-Receita de Construção	2,53%	1,58%	0,95 p.p	34,95%	-32,42 p.p
Volume de Energia - Venda e Transporte (GWh)*	3.272	3.214	1,8%	2.937	11,4%
CAPEX (R\$ mil)*	314.093	285.448	10,0%	371.923	-15,5%
DEC (12 meses)*	8,40	9,46	-11,2%	9,14	-8,1%
FEC (12 meses)*	4,75	4,30	10,5%	4,60	3,3%
Índice de Arrecadação (12 meses)*	95,88%	95,93%	-0,05 p.p	95,73%	0,15 p.p
Perdas de Energia (12 meses)*	24,74%	23,13%	1,61 p.p	23,88%	0,86 p.p
PMSO (4)/Consumidor*	123,54	125,73	-1,7%	101,13	<-100,0%

(1) Variação entre 1T25 e 4T24

(2) EBITDA: EBIT + Depreciação e Amortização, (3) EBIT: Resultado do Serviço e (4) PMSO: Pessoal, Material, Serviços e Outros

PERFIL CORPORATIVO

Área de Concessão

A Enel Distribuição Rio fornece energia elétrica a 66 municípios distribuídos em 32.615 km², o que corresponde, aproximadamente, a 75% do território do Estado do Rio de Janeiro. A base comercial da Companhia compreende aproximadamente 3,2 milhões de consumidores e envolve uma população estimada de aproximadamente 6,5 milhões de habitantes¹.

DADOS GERAIS*

	1T25	1T24	Var. %
Linhas de Distribuição (Km)	59.202	58.834	0,6%
Linhas de Transmissão (Km)	3.764	3.704	1,6%
Subestações (Unid.)	133	132	0,8%
Volume de Energia 12 meses (GWh)	12.053	11.754	2,5%
Marketshare no Brasil - Nº de Clientes (2)	3,44%	3,43%	0,01 p.p
Marketshare no Brasil - Volume de Energia (3)	2,14%	2,18%	-0,04 p.p

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

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

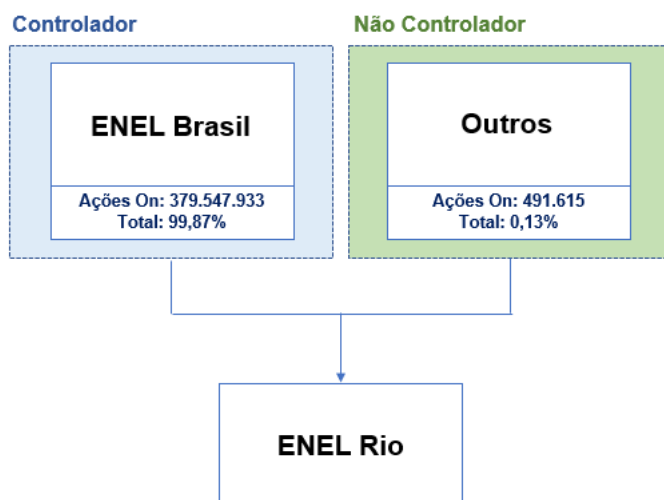


* Valores não auditados pelos auditores independentes. Dados operacionais prévios referente ao 1T25.

¹ Número de Habitantes de acordo com o último censo realizado em 2022 pelo IBGE.

Organograma Societário Simplificado

Posição em 31 de março de 2025



3 DESEMPENHO OPERACIONAL

Mercado de Energia*

NÚMERO DE CONSUMIDORES (UNIDADES)*

	1T25	1T24	Var. %	4T24	Var. % (1)
Mercado Cativo	3.151.806	3.091.950	1,9%	3.106.735	1,5%
Residencial - Convencional	2.246.943	2.194.154	2,4%	2.203.618	2,0%
Residencial - Baixa Renda	674.531	671.549	0,4%	673.941	0,1%
Industrial	3.570	3.529	1,2%	3.526	1,2%
Comercial	142.065	137.668	3,2%	141.046	0,7%
Rural	64.130	64.938	-1,2%	64.161	-0,0%
Setor Público	20.567	20.112	2,3%	20.443	0,6%
Clientes Livres	3.926	2.431	61,5%	3.636	8,0%
Industrial	467	311	50,2%	428	9,1%
Comercial	3.044	1.789	70,2%	2.844	7,0%
Rural	32	36	-11,1%	30	6,7%
Setor Público	374	293	27,6%	328	14,0%
Residencial	9	2	>100,0%	6	50,0%
Revenda	6	6	-	12	-50,0%
Subtotal - Consumidores Efetivos Faturados	3.155.738	3.094.387	2,0%	3.110.383	1,5%

(1) Variação entre 1T25 e 4T24

O número de consumidores efetivos faturados apresentou um aumento de 2,0% em relação ao registrado no 1T25 quando comparado ao mesmo período no ano anterior.

Já os clientes livres, continuaram com a tendência de crescimento, com aumento de 61,5% no trimestre, refletindo a migração de clientes do mercado cativo, que se intensificou após a abertura do mercado livre para os clientes do Grupo A, a partir de janeiro de 2024.

* Valores não auditados pelos auditores independentes. Dados operacionais prévios referente ao 1T25.

Venda e Transporte de Energia na Área de Concessão

VENDA E TRANSPORTE DE ENERGIA (GWH)*

	1T25	1T24	Var. %	4T24	Var. % (1)
Mercado Cativo	2.169	2.210	-1,9%	1.874	15,7%
Clientes Livres	995	891	11,7%	952	4,5%
Revenda	99	104	-4,8%	103	-3,9%
Consumo Próprio	9	9	-	8	12,5%
Total - Venda e Transporte de Energia	3.272	3.214	1,8%	2.937	11,4%

(1) Variação entre 1T25 e 4T24

Mercado Cativo

VENDA DE ENERGIA NO MERCADO CATIVO (GWH)*

	1T25	1T24	Var. %	4T24	Var. % (1)
Residencial - Convencional	1.142	1.124	1,6%	1.087	5,1%
Residencial - Baixa Renda	381	342	11,4%	167	>100,0%
Industrial	26	32	-18,8%	27	-3,7%
Comercial	318	375	-15,2%	295	7,8%
Rural	35	39	-10,3%	33	6,1%
Setor Público	267	299	-10,7%	266	0,4%
Total - Venda de Energia no Mercado Cativo	2.169	2.210	-1,8%	1.874	15,7%

(1) Variação entre 1T25 e 4T24

No 1T25, o total de venda de energia no mercado cativo registrou uma redução de 1,8% em comparação ao mesmo trimestre do ano anterior, reflexo principalmente do efeito da migração para o mercado livre.

A classe de consumo residencial convencional apresentou aumento de 1,6% no trimestre ano contra ano, enquanto a classe residencial baixa renda, registrou um aumento de 11,4% no 1T25 quando comparado ao 1T24, reflexo da maior temperatura comparado ao ano anterior.

A redução de 18,8% no consumo da classe industrial e 15,2% na classe comercial no 1T25 em comparação ao 1T24, refletem a migração de clientes para o mercado livre, impulsionado pela abertura do mercado livre para os clientes do Grupo A, a partir de janeiro de 2024.

A classe rural apresentou uma queda de 10,3% no trimestre ano contra ano, reflexo da redução no consumo de serviços públicos e iluminação pública.

O aumento da geração distribuída também impactou negativamente o consumo do mercado cativo como um todo.

Clientes Livres

TRANSPORTE DE ENERGIA PARA OS CLIENTES LIVRES (GWH)*

	1T25	1T24	Var. %	4T24	Var. % (1)
Industrial	530	531	-0,2%	535	-0,9%
Comercial	326	249	30,9%	289	12,8%
Rural	29	30	-3,3%	26	11,5%
Setor Público	109	80	36,3%	102	6,9%
Residencial	1	1	-	1	-
Total - Transporte de Energia para os Clientes Livres*	995	891	11,7%	952	4,5%

(1) Variação entre 1T25 e 4T24

O consumo de energia para o mercado livre apresentou um aumento de 11,7% no 1T25 comparado ao mesmo trimestre do ano passado e 4,5% no 1T25 em comparação ao 4T24 em razão do crescimento do número de clientes no setor comercial e setor público, impulsionada pela migração de clientes para o mercado livre além do melhor desempenho econômico no varejo, contribuindo para o aumento do consumo.

* Valores não auditados pelos auditores independentes. Dados operacionais prévios referente ao 1T25.

Compra de Energia*

COMPRA DE ENERGIA (GWH)*

	1T25	1T24	Var. %	4T24	Var. % (1)
Itaipu	449	467	-3,9%	470	-4,47%
Angra I e II	91	93	-2,2%	94	-3,2%
PROINFA	47	49	-4,1%	46	2,2%
Leilão e Quotas	2.580	2.388	8,0%	2.572	0,3%
Total - Compra de Energia s/ CCEE	3.166	2.996	5,7%	3.182	-0,5%
Liquidação na CCEE	395	430	-8,1%	(180)	<-100,0%
Total - Compra de Energia	3.562	3.425	4,0%	3.002	18,7%

(1) Variação entre 1T25 e 4T24

Balanço de Energia*

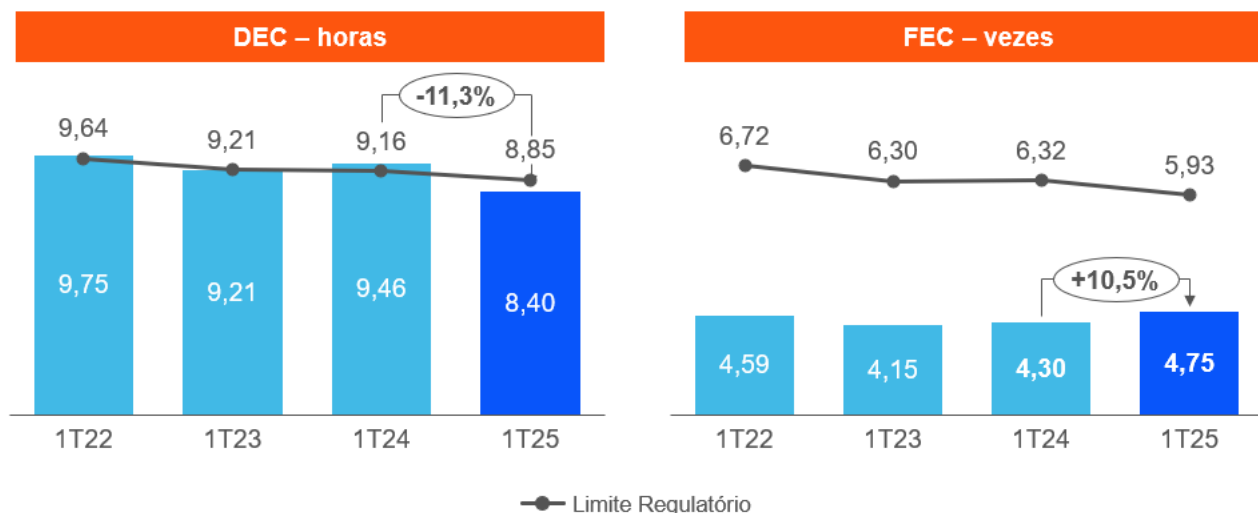
BALANÇO DE ENERGIA*

	1T25	1T24	Var. %	4T24	Var. % (1)
Energia requerida (GWh)	4.854	4.563	6,4%	4.231	14,7%
Energia fornecida (GWh)	3.501	3.424	2,2%	3.115	12,4%
Mercado Cativo	2.432	2.457	-1,0%	2.085	16,6%
Mercado Livre	1.069	966	10,7%	1.030	3,8%
Perdas na Distribuição - Sistema Ampla (GWh)	1.353	1.139	18,8%	1.116	21,2%
Perdas na Distribuição - Sistema Ampla (%)	27,88%	24,96%	2,92 p.p	26,37%	1,51 p.p

(1) Variação entre 1T25 e 4T24

INDICADORES OPERACIONAIS

Qualidade do Fornecimento*



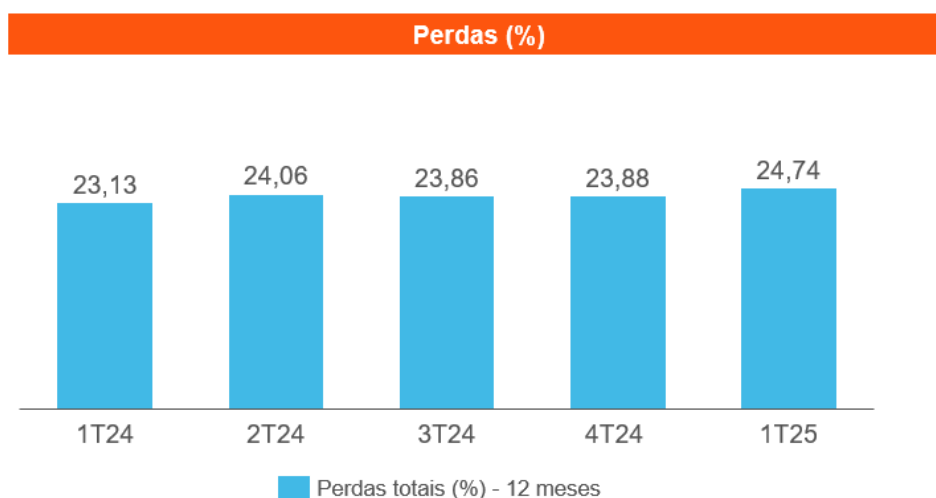
Os indicadores DEC (Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora) e FEC (Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora) medem a qualidade do fornecimento de energia do sistema de distribuição da Companhia.

No 1T25, considerando os últimos 12 meses, os indicadores DEC e FEC apresentaram uma redução de 11,3% e aumento de 10,5% respectivamente em relação ao mesmo período em 2024. A melhoria observada no indicador de qualidade DEC, reflete, principalmente, as iniciativas da Companhia voltadas para melhoria da qualidade dos serviços, que englobam melhorias na infraestrutura da rede.

Ainda assim, destaca-se que os níveis de DEC e FEC registrados no período estão dentro dos limites regulatórios estabelecidos na revisão tarifária (DEC: 8,85 / FEC: 5,93).

* Valores não auditados pelos auditores independentes. Dados operacionais prévios referente ao 1T25.

Disciplina de Mercado*



As perdas de energia TAM2 – Taxa Anual Móvel (medição acumulada em 12 meses) alcançaram o valor de 24,74% no 1T25, um aumento de 1,61 p.p. em relação às perdas registradas no 1T24 que foram de 23,13%.

Devido às grandes elevações da temperatura máxima (+1,4°C entre 1T25 vs. 1T24 - Dados LTM) ocasionadas pelas ondas de calor, verificou-se um aumento significativo das perdas de energia, principalmente nas áreas de risco cujo impacto foi de + 0,75 p.p. . O clima mais quente resultou em maior consumo de energia na baixa tensão, principalmente devido ao uso de climatizadores, o que contribuiu para um aumento de 0,40 p.p. nas perdas técnicas.

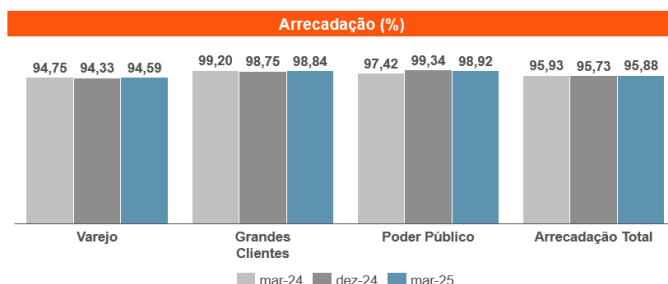
As perdas fora a área de risco (desconsiderando os efeitos das grandes elevações de temperatura) seguem em redução, mantendo a tendencia dos últimos anos e comprovando o sucesso das medidas adotadas para minimizar as perdas nas localidades com acesso.

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 103 GWh de energia no 1T25.

² 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.

* Valores não auditados pelos auditores independentes. Dados operacionais prévios referente ao 1T25.

Arrecadação*



Em relação ao indicador de arrecadação, o mesmo registrou uma queda de 0,05 pontos percentuais no 1T25 versus 1T24, reflexo da menor arrecadação no varejo e grandes clientes, compensado parcialmente pela melhora no segmento do poder público, com aumento da arrecadação das faturas correntes de clientes com histórico de inadimplência.

No Varejo, identifica-se variação ocasionada pela maior representatividade de clientes com consumo não regular (CNR) no faturamento do período. Já no segmento de Poder Público, o efeito positivo ocorre pela melhora no relacionamento com agentes públicos, em especial com o poder público municipal.

Destaca-se que a Companhia mantém constantemente a realização de ações para reduzir os níveis de inadimplência, tais como ações de comunicação junto aos clientes, bem como a disponibilização de canais digitais de pagamento, parcelamento de faturas e canal de negociação online para liquidação de valores em aberto.

DESEMPENHO ECONÔMICO-FINANCEIRO

Receita Operacional Líquida

RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA (R\$ MIL)

	1T25	1T24	Var. %	4T24	Var. % (1)
Fornecimento de Energia	2.457.621	2.394.342	2,6%	2.299.509	6,9%
Receita de uso da rede elétrica-consumidores livres-revenda	353.261	286.753	23,2%	330.601	6,9%
(-) DIC/FIC/DMIC/DICRI sobre TUSD Consumidores cativos e livres	(32.602)	(26.135)	24,7%	(31.337)	4,0%
Subvenção baixa renda	81.414	69.949	16,4%	70.735	15,1%
Subvenção de recursos da CDE	102.837	79.661	29,1%	163.350	-37,0%
Fornecimento de Energia Elétrica - Mercado Cativo e Livre	2.962.531	2.804.570	5,6%	2.832.858	4,6%
Ativos e passivos financeiros setoriais	(52.807)	(32.267)	63,7%	78.756	<-100,0%
Receita de Construção	341.496	266.644	28,1%	390.582	-12,6%
Marcação a mercado de ativo indenizável	161.834	118.176	36,9%	119.124	35,9%
Outras Receitas	28.291	2.178	>100,0%	76.551	-63,0%
Total - Receita Operacional Bruta	3.441.345	3.159.301	8,9%	3.497.871	-1,6%
ICMS	(678.818)	(587.207)	15,6%	(591.923)	14,7%
PIS	(35.809)	(35.846)	-0,1%	(39.402)	-9,1%
COFINS	(164.938)	(165.466)	-0,3%	(181.489)	-9,1%
ISS	(968)	(1.259)	-23,1%	(931)	4,0%
Total - Tributos	(880.533)	(789.778)	11,5%	(813.745)	8,2%
Conta de Desenvolvimento Energético - CDE	(229.884)	(294.881)	-22,0%	(186.563)	23,2%
Eficiência energética, P&D, FNDCT e EPE	(18.113)	(17.002)	6,5%	(19.068)	-5,0%
Encargos do consumidor - CCRBT	(2.587)	24	<-100,0%	(63.094)	-95,9%
Taxa de Fiscalização dos Serviços de Energia Elétrica - TFSEE	(2.512)	(2.256)	11,3%	(2.512)	-
Total - Encargos Setoriais	(253.096)	(314.115)	-19,4%	(271.237)	-6,7%
Total - Deduções da Receita	(1.133.629)	(1.103.893)	2,7%	(1.084.982)	4,5%
Total - Receita Operacional Líquida	2.307.716	2.055.408	12,3%	2.412.889	-4,4%
Total - Receita Operacional Líquida desc. Receita de Construção	1.966.220	1.788.764	9,9%	2.022.307	-2,8%

(1) Variação entre 1T25 e 4T24

A receita operacional líquida da Enel Distribuição Rio registrou um aumento de 12,3% no 1T25 em relação ao mesmo trimestre do ano passado. Excluindo-se o efeito da receita de construção, a receita operacional líquida da Companhia alcançou o montante de R\$ 2,0 bilhões no 1T25, o que representa um aumento de 9,9% (R\$ 177,5 milhões) em relação ao mesmo período do ano anterior, cujo montante foi de R\$ 1,8 bilhão. Essa variação pode ser explicada principalmente por:

- Aumento de R\$ 158,0 milhões na linha de Fornecimento de Energia Elétrica - Mercado Cativo e Livre reflexo do maior consumo de energia no 1T25 versus 1T24;

- Aumento de R\$ 43,7 milhões na rubrica de marcação a mercado de ativo indenizável em função da maior inflação registrada no período.

Tais efeitos foram compensados parcialmente por:

- Aumento do efeito negativo na linha de ativos e passivos financeiros setoriais na ordem de R\$ 20,5 milhões relacionado à: (i) menor compra no mercado de curto prazo; (ii) redução de custos de encargo do sistema e alterações nas cotas de CDE e PROINFA conforme homologação ANEEL; (iii) novos montantes a amortizar homologados em cada ciclo tarifário; (iv) redução dos montantes de PIS/COFINS conforme homologação ANEEL.

Custos e Despesas Operacionais

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

	1T25	1T24	Var. %	4T24	Var. % (1)
Custos e despesas não gerenciáveis					
Energia Elétrica Comprada para Revenda	(794.893)	(619.868)	28,2%	(916.922)	-13,3%
Encargos do Uso do Sistema de Transmissão	(319.088)	(340.652)	-6,3%	(289.675)	10,2%
Total - Não gerenciáveis	(1.113.981)	(960.520)	16,0%	(1.206.597)	-7,7%
Custos e despesas gerenciáveis					
Pessoal	(58.949)	(58.323)	1,1%	(59.341)	-0,7%
Material e Serviços de Terceiros	(159.482)	(173.380)	-8,0%	(176.697)	-9,7%
Depreciação e Amortização (D&A)	(209.043)	(184.664)	13,2%	(216.394)	-3,4%
Provisões para créditos de liquidação duvidosa	(36.491)	(57.505)	-36,5%	39.303	<-100,0%
Custo de Construção	(341.496)	(266.644)	28,1%	(390.582)	-12,6%
Provisão para Riscos Fiscais, Cíveis e Trabalhistas	(34.777)	(43.098)	-19,3%	(19.695)	76,6%
Perda de recebíveis de clientes	(72.339)	(43.421)	66,6%	(59.386)	21,8%
Receita de multa por impuntualidade de clientes	21.923	24.495	-10,5%	39.985	-45,2%
Outras receitas/despesas operacionais	(27.826)	(13.343)	>100,0%	(38.742)	-28,2%
Total - Gerenciáveis	(918.480)	(815.883)	12,6%	(881.549)	4,2%
Total - Gerenciáveis desc. Custo de construção e D&A	(367.941)	(364.575)	0,9%	(274.573)	34,0%
Total - Custos do Serviço e Despesa Operacional	(2.032.461)	(1.776.403)	14,4%	(2.088.146)	-2,7%

(1) Variação entre 1T25 e 4T24

Os custos e despesas operacionais no 1T25 apresentaram um aumento de 14,4% (R\$ 256,1 milhões) em relação ao 1T24. Excluindo-se o efeito do custo de construção, os custos do serviço e despesas operacionais da Companhia alcançaram o montante de R\$ 1,7 bilhão no 1T25, o que representa um aumento de 12,0% (R\$ 181,2 milhões) em relação ao mesmo período do ano anterior.

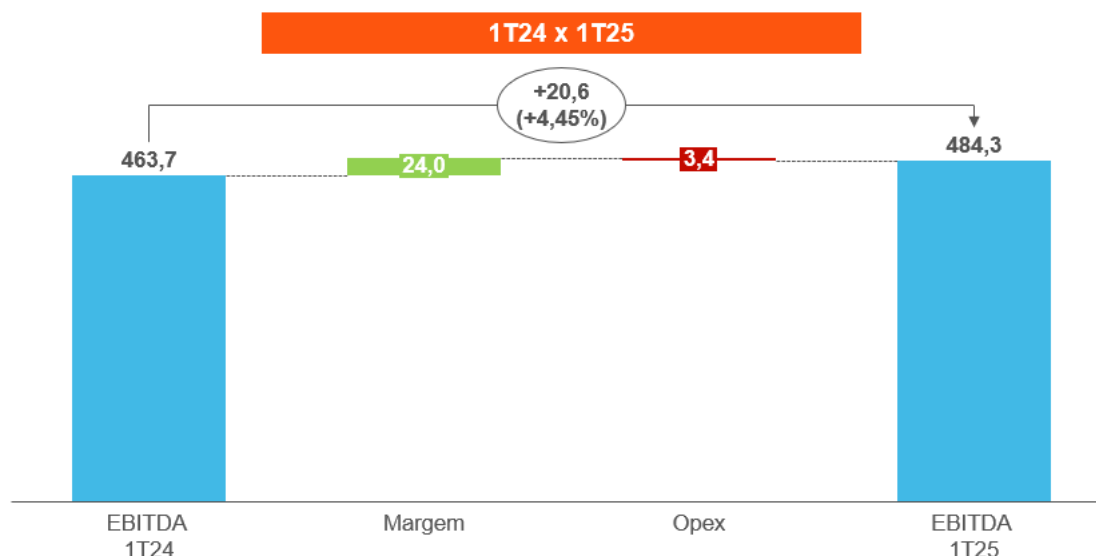
Custos e Despesas Não Gerenciáveis, totalizaram R\$ 1,1 bilhão, montante 16,0% superior em relação ao valor registrado no 1T24 (R\$ 960,5 milhões), particularmente em razão do aumento da energia comprada para revenda em R\$ 175,0 milhões em razão do aumento no custo de energia no 1T25 versus 1T24.

Os Custos e Despesas Gerenciáveis no 1T25, excluindo o efeito de custo de construção, apresentaram aumento de R\$ 27,7 milhões. As principais variações podem ser explicadas pelo:

- Aumento de R\$ 28,9 milhões em Perda de Recebíveis de Clientes em razão de write-off da dívida;
- Aumento de R\$ 24,4 milhões em depreciação e amortização 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;
- Aumento de R\$ 14,5 milhões em outras receitas/despesas operacionais.

Tais efeitos foram parcialmente compensados por (i) redução de R\$ 21,0 milhões na linha de Provisão para Créditos de Liquidação Duvidosa, explicada principalmente por negociação de dívidas, incluindo ações de parcelamento, e (ii) e pela redução de R\$ 13,9 milhões em Material e Serviços de Terceiros.

EBITDA*



O EBITDA da Enel Rio no 1T25 atingiu o montante de R\$ 484,3 milhões, o que representa um aumento de R\$ 20,6 milhões em relação ao 1T24 em decorrência principalmente da melhora da margem, em função principalmente do aumento do fornecimento de Energia Elétrica e da marcação a mercado de ativo indenizável.

Resultado Financeiro

RESULTADO FINANCEIRO (R\$ MIL)

	1T25	1T24	Var. %	4T24	Var. % (1)
Receitas Financeiras					
Renda de Aplicação Financeira	4.133	5.249	-21,3%	5.671	-27,1%
Juros e atualização financeira por impontualidade de clientes	9.270	9.462	-2,0%	8.607	7,7%
Dívida - Marcação a mercado	596	686	-13,1%	(308)	<-100,0%
Instrumento financeiro derivativo - hedge/swap	-	561	-100,0%	1.840	-100,0%
Atualização monetária de ativos e passivos financeiros setoriais	24.441	41.434	-41,0%	19.212	27,2%
Outras receitas financeiras	25.998	4.517	>100,0%	14.286	82,0%
(-) Crédito de PIS/COFINS sobre receitas financeiras	(5.083)	(4.957)	2,5%	(4.147)	22,6%
Total - Receitas Financeiras	59.355	56.952	4,2%	45.161	31,4%
Despesas financeiras					
Dívida - Marcação a mercado	-	-	-	-	-
Encargo de dívidas e mútuos	(146.095)	(153.949)	-5,1%	(147.031)	-0,6%
Atualização de provisão para riscos tributários, cíveis e trabalhistas	(59.784)	(24.327)	>100,0%	(1.314)	>100,0%
Encargo de fundo de pensão	(3.602)	(7.163)	-49,7%	(7.162)	-49,7%
Instrumento financeiro derivativo - hedge/swap	(5.322)	(38.898)	-86,3%	(22.566)	-76,4%
Atualização monetária de ativos e passivos financeiros setoriais	(24.345)	(34.239)	-28,9%	(16.669)	46,0%
Outras despesas financeiras	(51.939)	(33.426)	55,4%	(31.230)	66,3%
Total - Despesas Financeiras	(291.087)	(292.002)	-0,3%	(225.972)	28,8%
Variações Cambiais	(130)	25	<-100,0%	(240)	-45,8%
Variações cambiais - Empréstimos	25.030	(12.790)	<-100,0%	(67.666)	<-100,0%
Variações cambiais - Instrumentos Financeiros de Hedge	(25.050)	12.780	<-100,0%	67.668	<-100,0%
Outras Variações Cambiais	(110)	35	<-100,0%	(242)	-54,5%
Total - Receitas e Despesas Financeiras	(231.862)	(235.025)	-1,3%	(181.051)	28,1%

(1) Variação entre 1T25 e 4T24

O resultado financeiro líquido da Companhia apresentou uma despesa líquida de R\$ 231,9 milhões, uma redução de R\$ 3,2 milhões em relação ao registrado no 1T24. Essa variação é explicada pela:

- Redução de despesa líquida no total de R\$ 40,7 milhões nas rubricas de dívida (Dívida – Marcação a mercado, instrumento financeiro derivativo hedge/swap, encargos de dívidas e mútuos, variações cambiais – empréstimos

* Valores não auditados pelos auditores independentes

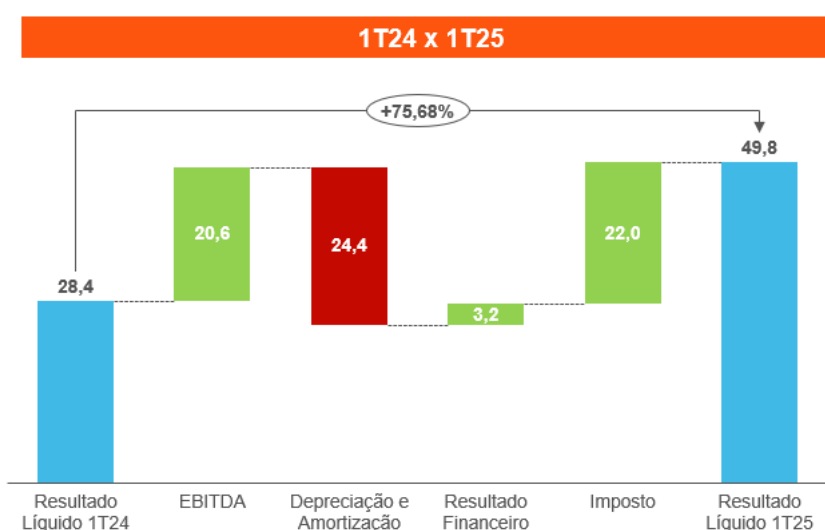
e variações cambiais – instrumentos financeiros de hedge) decorrente da redução no volume de dívida da Companhia;

- Aumento de R\$ 21,5 milhões em outras receitas financeiras devido a maior geração de receita oriunda de atualização de créditos tributários;

Tal efeito foi compensado parcialmente por:

- Aumento de despesa líquida de R\$ 7,0 milhões nas despesas relacionadas à atualização monetária de ativos e passivos financeiros setoriais;
- Aumento de R\$ 35,4 milhões na rubrica de atualização de provisão para riscos tributários, cíveis e trabalhistas, em decorrência de atualização de provisões cíveis, reflexo de movimentações processuais;
- Aumento de R\$ 18,5 milhões em outras despesas financeiras em razão de decisão judicial desfavorável relacionado a processo tributário.

Resultado Líquido



O resultado líquido da Enel Rio registrou lucro de R\$ 49,8 milhões no 1T25, o que representa uma melhora de R\$ 21,4 milhões em relação ao 1T24 em decorrência principalmente da melhora do EBITDA e da linha de impostos, compensados parcialmente pela piora na linha de Depreciação e Amortização.

Endividamento

INDICADORES DE ENDIVIDAMENTO

	1T25	1T24	Var. %	4T24	Var. % (1)
Dívida bruta (R\$ mil)	4.669.116	6.596.571	-29,2%	4.689.816	-0,4%
Dívida com Terceiros	-	557.505	-100,0%	321.112	-100,0%
Dívida Intercompany	4.669.116	6.039.066	-22,7%	4.368.704	6,9%
(-) Caixa, Equivalentes e Aplicações Financ. (R\$ mil)	298.117	438.876	-32,1%	421.212	-29,2%
Dívida líquida (R\$ mil)	4.370.999	6.157.695	-29,0%	4.268.604	2,4%
Dívida Bruta / EBITDA(2)*	2,08	3,49	-40,4%	2,10	-1,0%
Dívida Líquida / EBITDA(2)*	1,94	3,26	-40,5%	1,91	1,6%
Dívida bruta / (Dívida bruta + PL)	0,35	0,55	-35,6%	0,36	-0,7%
Dívida líquida / (Dívida líquida + PL)	0,34	0,53	-36,3%	0,34	1,2%

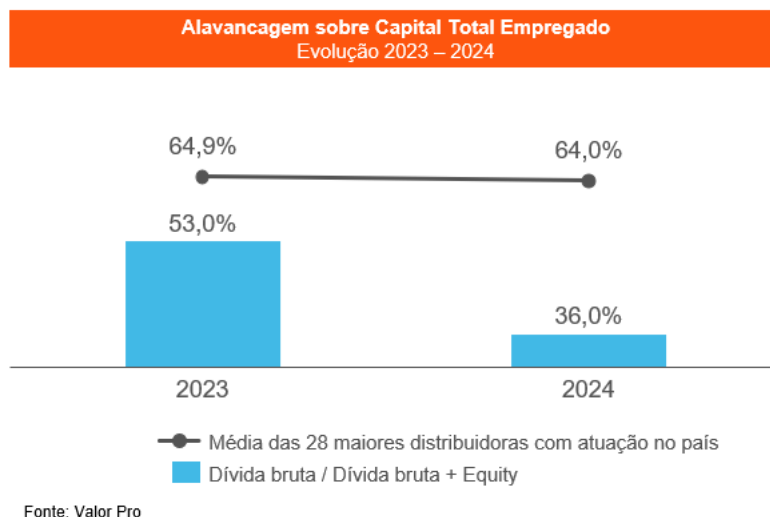
(1) Variação entre 1T25 e 4T24;

(2)* EBITDA: EBIT + Depreciações e Amortizações (acumulado nos últimos 12 meses) + Provisões para crédito de liquidação duvidosa + Recuperação/perda de recebíveis de clientes + Provisão para riscos fiscais, cíveis e trabalhistas

A dívida bruta da Companhia reduziu R\$ 1.927 milhões em relação ao mesmo período do ano anterior, principalmente por: (i) amortizações em torno de R\$ 1.582 milhões, pagamento de encargos em aproximadamente R\$ 235 milhões, e capitalização de mútuos no valor de R\$ 1.249 milhões; compensados por (ii) novas captações no montante de R\$ 468 milhões para capital de giro e refinanciamento de dívidas, os quais referem-se a mútuos

com sua controladora Enel Brasil e outras empresas do grupo no Brasil; (iii) provisão de encargos e variações monetárias de R\$ 712 milhões. Adicionalmente, a Companhia reconheceu no período ajuste negativo relacionado aos SWAPs de dívidas vigentes no valor de R\$ 41 milhões.

A alavancagem da Enel Rio atingiu o menor patamar dos últimos 10 anos. Após o aporte de capital realizado recentemente pelo controlador no montante de R\$2,5 bilhões, a Companhia apresenta uma Alavancagem sobre o Capital Total Empregado de 36% em 2024 contra 53% em comparação ao ano anterior. O indicador é o mais baixo entre as maiores distribuidoras que atuam no país, sendo cerca de 28 p.p. inferior à média da amostra.



A Enel Distribuição Rio encerrou 1T25 com o custo médio de dívida de 14,54% a.a.

Classificação de Riscos (Rating)

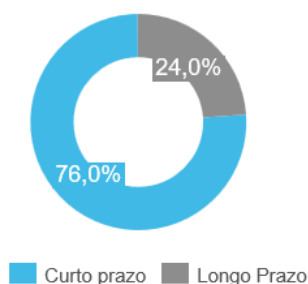
Em 27 de agosto de 2024, a agência classificadora de risco de crédito corporativo Fitch Ratings reafirmou o rating de crédito corporativo da Companhia de longo prazo na Escala Nacional Brasil em 'AAA (bra)', com perspectiva estável.

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 31 de março de 2025 é de R\$ 80 milhões. Adicionalmente, a Companhia possui autorização da Aneel para a realização de mútuos com partes relacionada, conforme Despachos N°s 2.979/2018, 1.923/2020, 647/2021, 902/2021 e 3.754/2021, no valor vigente de R\$ 4.068 milhões. A Companhia está buscando junto ao Regulador ampliar o limite para operações de mútuos financeiros nos próximos anos.

Do total de dívida no passivo circulante, parte significativa refere-se a créditos com a controladora Enel Brasil no montante de R\$ 3.276 milhões, 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.

Abertura da Dívida Bruta - CP e LP
Posição Final em Mar/25



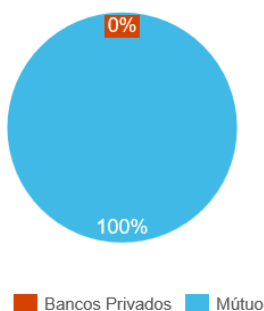
Abertura da Dívida Bruta - Moedas
Posição Final em Mar/25



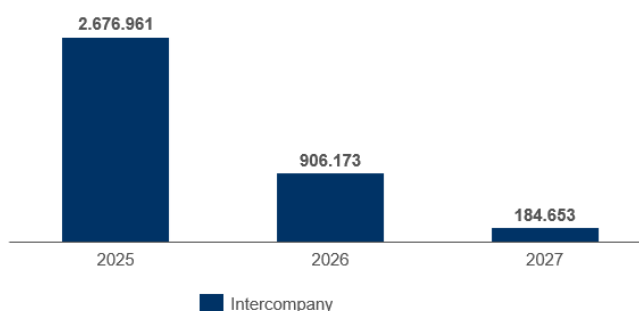
Abertura da Dívida Bruta - Indexadores
Posição Final em Mar/25



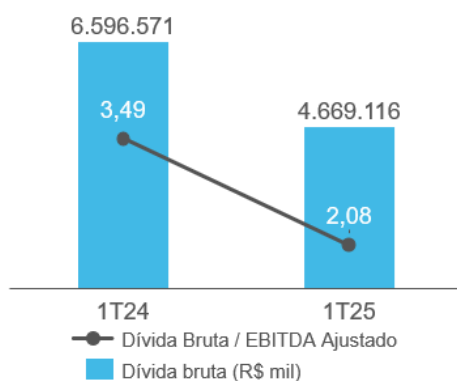
Abertura da Dívida Bruta - Credor
Posição Final em Mar/25



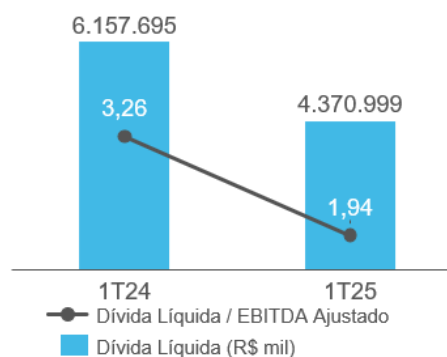
Curva de Amortização de saldo de dívida com SWAP (R\$ Mil)
Posição Final em Mar/25



Dívida Bruta (R\$ Mil) e Dívida Bruta / EBITDA (Vezes)
Evolução 1T24 – 1T25



Dívida Líquida (R\$ Mil) e Alavancagem (Vezes)
Evolução 1T24 – 1T25



Investimentos*3

* Valores não auditados pelos auditores independentes

INVESTIMENTOS (R\$ MIL)*

	1T25	1T24	Var. %	4T24	Var. % (1)
Manutenção	122.773	110.009	11,6%	107.526	14,2%
Crescimento	82.402	45.259	82,1%	124.073	-33,6%
Novas Conexões	96.403	127.631	-24,5%	117.478	-17,9%
Financiado pela Companhia	301.578	282.900	6,6%	349.077	-13,6%
Financiado pelo Cliente	12.515	2.549	>100,0%	22.846	-45,2%
Total	314.093	285.448	10,0%	371.923	-15,5%

(1) Variação entre 1T25 e 4T24

Durante o 1T25, o Grupo implementou mudanças relacionadas à mudança de taxonomia de algumas rubricas de investimentos. Desta forma, os números do 1T24, bem como os demais trimestres 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 no 1T25 o total de R\$ 314,1 milhões na área de concessão, voltados para atividades de manutenção e novas conexões, montante 10,0% ou R\$ 28,6 milhões superior ao valor registrado no 1T24.

De forma geral, os investimentos em Crescimento da Rede e Novas Conexões contribuem positivamente para redução no custo de manutenção. Tais investimentos visam a modernização e aprimoramento das condições de fornecimento e, embora não sejam enquadrados na categoria manutenção, são melhorias que resultam em um menor número de falhas, que por consequência, resultam em menores manutenções.

Do total investido no trimestre, destacam-se: (i) as atividades de manutenção, onde foram alocados R\$ 122,8 milhões, dos quais R\$ 102,5 milhões direcionados para as atividades relacionadas a manutenção corretiva, e (ii) as atividades de crescimento, onde foram investidos R\$ 82,4 milhões, com destaque para atividades voltadas ao programa de redução de perdas (R\$ 25,6 milhões).

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 políticas como confiança, inovação, proatividade, flexibilidade e respeito.

Os pilares ESG (Environment, 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. 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 direcionadores 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 de energia e 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 1º trimestre de 2025, a **Enel Distribuição Rio** acumulou o investimento de R\$ 1 milhão e beneficiou 36.395 pessoas por meio de 97 iniciativas. Como destaque do período, relacionamos alguns projetos do programa Enel Compartilha:

Workshop da Chamada Pública de Projetos de Eficiência Energética – ODS 7

A Enel Rio realizou, em fevereiro, o Workshop da Chamada Pública de Projetos 2024, com a participação de 218 pessoas. Esta edição ocorreu em formato on-line e contou com a participação de empresas, gestores públicos, clientes comerciais, industriais, residenciais e rurais da área de concessão da distribuidora. O webinar foi uma oportunidade para o esclarecimento de dúvidas sobre o edital, elaboração de projetos e processo de inscrição junto ao público participante. Neste ciclo da Chamada Pública, a distribuidora destinará R\$ 3,5 milhões para novos projetos, sendo R\$ 1,6 milhão para iniciativas de Iluminação Pública, R\$ 1,6 milhão para programas de setores como comércio, indústria, rural, serviço e poder público e R\$ 300 mil para projetos residenciais. Durante o workshop, a Enel Rio apresentou informações sobre a legislação que rege a Chamada Pública, processo de contratação e cronograma de atividades. Poderão participar da Chamada Pública iniciativas com valores entre R\$ 500 mil e R\$ 800 mil que deem ênfase aos seguintes temas: troca de equipamentos por modelos mais eficientes, modernização de sistemas motrizes, instalação de aquecedores solares e sistemas fotovoltaicos, modernização de sistemas de iluminação e refrigeração, entre outros. O período de recebimento de projetos foi encerrado em março e o resultado será divulgado no dia 30 de maio no site <https://enel-rj.chamadapublica.com.br/>

Enel Rio recebe lideranças comunitárias na sede da Distribuidora – ODS 7 e 11

Foi realizado na sede da Enel Rio, em fevereiro, um encontro com lideranças comunitárias dos municípios de Duque de Caxias, Petrópolis, Itaboraí, Niterói e São Gonçalo. O encontro teve como objetivo apresentar às lideranças o plano de investimentos previsto para os próximos três anos em toda a área de concessão da distribuidora, com destaque para a instalação de equipamentos de automação, ampliação e modernização de subestações, construção de novas redes e reformas na rede já existente, além dos serviços de podas, o combate ao furto de energia, a troca de postes e as parcerias com as prefeituras. Os representantes comunitários também tiveram a oportunidade de interagir com o presidente da Enel e o diretor da Operações da companhia, além de visitarem ao Centro de Operações do Sistema (COS), onde ocorre o gerenciamento das atividades e atuações decisivas quando a área de concessão enfrenta contingências. A Enel Rio conta com 224 líderes ativos, 12 frentes de atendimentos com atuação em 20 municípios. Nesse primeiro trimestre de 2025 já realizamos 419 atendimentos comerciais e 30.119 demandas técnicas, com apoio da Rede de Lideranças.

Indicadores ASG - Enel Rio*

Indicadores

	1T25	1T24
Colaboradores próprios (unit)	1.972	1.634
Colaboradores terceirizados (unit)	9.951	9.402
% de mulheres na Empresa	12,2%	16,3%
% de mulheres em cargos de liderança (1)	19,2%	22,2%
Média de horas de treinamento por empregado (horas)	3,90	7,68
Taxa de Rotatividade (2)	4,7%	1,4%
Número de membros no conselho (unit)	6	6
% de mulheres no conselho	16,7%	33,3%
Beneficiados pelos projetos sociais (3)	36.395	31.318
Resíduos perigosos enviados para recuperação	100%	100%
Resíduos não perigosos enviados para recuperação	81%	87%
Avaliação de fornecedores ambientais (4)	2	-
Realização de ECoS Ambiental (5)	-	-

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

(3) O número do 1T24 foi adaptado a fim de refletir uma mudança nos critérios de contabilização de alguns projetos realizada no final de 2024; (4) Meta 2025: 10 ; (5) Meta 2025: 1

* Valores não auditados pelos auditores independentes

ASPECTOS REGULATÓRIOS

Reajuste Tarifário Anual 2025

A Agência Nacional de Energia Elétrica (“ANEEL”), em reunião pública da sua Diretoria, que ocorreu em 11 de março, deliberou sobre o reajuste tarifário anual de 2025 a ser aplicado a partir de 15 de março de 2025, Resolução Homologatória nº 3.435/2025.

A aprovação do Reajuste Tarifário Anual de 2025 da Companhia foi de um índice de reajuste de -4,72% composto por (i) reajuste econômico de +2,09%, sendo +0,32% de Parcela A, +1,78% de Parcela B e (ii) componente financeiro de -6,82%. Considerando a retirada do componente financeiro do último processo tarifário de +5,00%, o efeito médio a ser percebido pelos consumidores é de +0,27%.

O índice é composto pelos seguintes itens:

Reajuste tarifário

Encargos setoriais	-0,06%
Energia comprada	1,50%
Encargos de transmissão	-1,18%
Receita irrecuperável	0,05%
Parcela A	0,32%
Parcela B	1,78%
Reajuste econômico	2,09%
CVA total	-0,88%
Outros itens financeiros	-5,94%
Reajuste financeiro	-6,82%
Índice de reajuste total	-4,72%
Componentes financeiros do processo anterior	5,00%
Efeito para o consumidor	0,27%

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 +0,5%, representando +0,32% no reajuste econômico com os seguintes componentes:

- Encargos Setoriais: R\$ 1.434 milhões. Um decréscimo de -0,3%, representando -0,06% no reajuste econômico;
- Energia Comprada: R\$ 2.854 milhões. O aumento de +4,6% decorre principalmente do aumento do custo unitário de contratos dos CCEARs por disponibilidade. O custo de compra de energia representa +1,55% no reajuste econômico, englobando a receita irrecuperável da Companhia; e
- Encargos de Transmissão: R\$ 1.100 milhões. Os custos de transmissão tiveram uma variação de -8,3%%, correspondendo a um efeito de -1,18% no reajuste econômico, devido a redução das tarifas na rede básica.

Parcela B

Para o próximo ano regulatório, a Parcela B foi reajustada em +5,1%, representando uma participação de +1,78% no reajuste econômico, resultado da combinação dos seguintes componentes:

- IPCA de +5,08% no período de 12 meses findos em fevereiro de 2025; e
- Fator X de -0,26%, composto por:
 - Componente X-Pd (ganhos de produtividade da atividade de distribuição) de +0,464%, para aplicação nos reajustes tarifários deste ciclo da Enel RJ;
 - Componente X-Q (qualidade do serviço) de -0,427%; e
 - Componente X-T (trajetória de custos operacionais) de -0,300%.

Componentes financeiros

Os componentes financeiros aplicados a este reajuste tarifário totalizam um montante negativo de R\$ 574.358, dentre os quais destacam-se: negativo de R\$ 74.088, referente aos itens de Compensação de Variação de Valores de Itens da Parcela A ("CVA"); negativos da sobrecontratação de R\$ 33.918; e negativo de PIS/COFINS de R\$ 268.637; sendo estes valores parcialmente compensados pela previsão de risco hidrológico positivo de R\$ 174.785.

O reajuste tarifário médio de +0,27% a ser percebido pelos consumidores apresenta variações para diversos níveis de tensão, conforme detalhado a seguir:

Níveis de Tensão	Efeito Médio
Alta Tensão	-3,35%
Baixa Tensão	+1,31%
Efeito Médio	+0,27%

Bandeiras Tarifárias

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 março de 2025 as condições hidrológicas brasileiras estão favoráveis, consequentemente sem necessidade de acionamento das bandeiras tarifárias, estando o patamar em verde.

As bandeiras tarifárias que vigoraram em 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

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									

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 2023, a Resolução Homologatória n.º 3.304 da Aneel definiu os valores limites do PLD de 2024. O PLD máximo foi fixado em R\$ 1.470,57/MWh e o valor mínimo em R\$ 61,07/MWh. Esses limites passaram a vigorar em 1º de janeiro de 2024.

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

	1T25	1T24	Var. %
Receita Operacional Bruta	3.441.345	3.159.301	8,9%
Fornecimento de Energia - Mercado Cativo e Livre	2.962.531	2.804.570	5,6%
CVA	-52.807	-32.267	63,7%
Receita de Construção	341.496	266.644	28,1%
Outras Receitas	190.125	120.354	58,0%
Deduções da Receita Operacional	(1.133.629)	(1.103.893)	2,7%
Receita Operacional Líquida	2.307.716	2.055.408	12,3%
Custo do Serviço de Energia Elétrica	(1.113.981)	(960.520)	16,0%
Energia Elétrica Comprada para Revenda	-794.893	-619.868	28,2%
Encargos do Uso do Sistema de Transmissão	-319.088	-340.652	-6,3%
Custo/Despesa Operacional	(918.480)	(815.883)	12,6%
Pessoal	-58.949	-58.323	1,1%
Material e Serviços de terceiros	-159.482	-173.380	-8,0%
Depreciação e amortização	-209.043	-184.664	13,2%
Provisões	-71.268	-100.603	-29,2%
Custo de construção	-341.496	-266.644	28,1%
Outros	-50.416	-18.926	>100,0%
Outras receitas/despesas operacionais	-27.826	-13.343	>100,0%
EBITDA	484.298	463.669	4,4%
EBIT	275.255	279.005	-1,3%
Resultado Financeiro	(231.862)	(235.025)	-1,3%
Receita Financeira	59.355	56.952	4,2%
Despesa Financeira	(291.087)	-292.002	-0,3%
Variações Cambiais	(130)	25	<-100,0%
Resultado antes dos impostos	43.393	43.980	-1,3%
IR/CS	6.413	-15.630	<-100,0%
Lucro/Prejuízo Líquido	49.806	28.350	75,7%