



OPEN POWER FOR A BRIGHTER FUTURE.  
WE EMPOWER SUSTAINABLE PROGRESS.

**Fortaleza, 29 de abril de 2024** – A Companhia Energética do Ceará (“Enel Distribuição Ceará” ou “Companhia”) anuncia os seus resultados do primeiro trimestre de 2024 (“1T24”).

1

## DESTAQUES

### DESTAQUES DO PERÍODO

	1T24	1T23	Var. %	4T23	Var. % (1)
Receita Bruta (R\$ mil)	2.765.975	2.960.292	-6,6%	2.994.911	-7,6%
Receita Líquida (R\$ mil)	1.934.280	2.229.007	-13,2%	2.149.037	-10,0%
EBITDA (2) (R\$ mil)	522.129	431.175	21,1%	394.576	32,3%
Margem EBITDA (%)	26,99%	19,34%	7,65 p.p	18,36%	8,63 p.p
Margem EBITDA ex-Receita de Construção	31,48%	24,01%	7,47 p.p	21,06%	10,42 p.p
EBIT (3) (R\$ mil)	375.487	310.202	21,0%	255.496	47,0%
Margem EBIT (%)	19,41%	13,92%	5,49 p.p	11,89%	7,52 p.p
Lucro Líquido (R\$ mil)	127.078	79.117	60,6%	28.553	>100,0%
Margem Líquida	6,57%	3,55%	3,02 p.p	1,33%	5,24 p.p
Margem Líquida ex-Receita de Construção	7,66%	4,41%	3,25 p.p	1,52%	6,14 p.p
Volume de Energia - Venda e Transporte (GWh)*	3.393	3.092	9,7%	3.466	-2,1%
CAPEX (R\$ mil)*	328.106	490.425	-33,1%	416.761	-21,3%
DEC (12 meses)*	10,12	9,56	5,9%	9,76	3,7%
FEC (12 meses)*	3,97	4,02	-1,2%	3,90	1,8%
Índice de Arrecadação (12 meses)*	97,62%	98,60%	-0,98 p.p	97,39%	0,23 p.p
Perdas de Energia (12 meses)*	17,44%	16,32%	1,12 p.p	17,32%	0,12 p.p
PMSO (4) / Consumidor*	73,45	82,58	-11,1%	86,00	-14,6%

(1) Variação entre 1T24 e 4T23

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

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 aproximadamente 4,2 milhões de unidades consumidoras, e envolve uma população de cerca de 8,8 milhões de habitantes\*.

### DADOS GERAIS\*\*

	1T24	1T23	Var. %
Linhas de Distribuição (Km)	157.716	155.479	1,4%
Linhas de Transmissão (Km)	5.606	5.605	0,0%
Subestações (Unid.)	127	126	0,8%
Volume de Energia 12 meses (GWh)	13.342	12.590	6,0%
Marketshare no Brasil - Nº de Clientes (1)	4,89%	4,73%	0,16 p.p
Marketshare no Brasil - Volume de Energia (2)	2,48%	2,47%	0,01 p.p

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

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

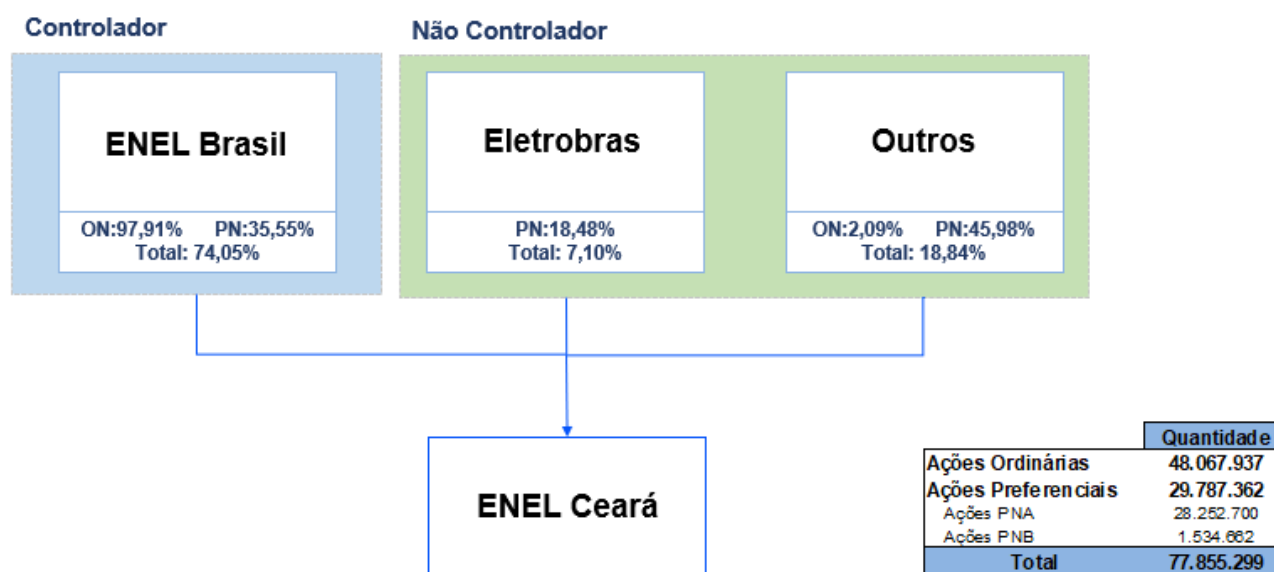


\* Número de Habitantes de acordo com o último censo realizado em 2022 pelo IBGE.

\*\* Dados prévios referente ao 1T24.

Organograma Societário Simplificado

Posição em 31 de março de 2024



3 DESEMPENHO OPERACIONAL

Mercado de Energia

NÚMERO DE CONSUMIDORES (UNIDADES)\*

	1T24	1T23	Var. %	4T23	Var. % (1)
<b>Mercado Cativo</b>	<b>4.261.952</b>	<b>4.177.889</b>	<b>2,0%</b>	<b>4.404.971</b>	<b>-3,2%</b>
Residencial - Convencional	2.157.657	2.293.250	-5,9%	2.242.784	-3,8%
Residencial - Baixa Renda	1.444.072	1.110.989	30,0%	1.441.019	0,2%
Industrial	5.744	5.810	-1,1%	6.387	-10,1%
Comercial	183.045	182.062	0,5%	188.311	-2,8%
Rural	418.720	533.009	-21,4%	474.190	-11,7%
Setor Público	52.714	52.769	-0,1%	52.280	0,8%
<b>Clientes Livres</b>	<b>1.040</b>	<b>757</b>	<b>37,4%</b>	<b>927</b>	<b>12,2%</b>
Industrial	283	227	24,7%	243	16,5%
Comercial	721	513	40,5%	649	11,1%
Rural	25	11	>100,0%	25	-
Setor Público	11	6	83,3%	10	10,0%
<b>Revenda</b>	<b>-</b>	<b>2</b>	<b>-100,0%</b>	<b>-</b>	<b>-</b>
<b>Subtotal - Consumidores Efetivos Faturados</b>	<b>4.262.992</b>	<b>4.178.648</b>	<b>2,0%</b>	<b>4.405.898</b>	<b>-3,2%</b>

(1) Variação entre 1T24 e 4T23

A Companhia encerrou o 1T24 com uma alta de 2,0% em relação à quantidade de consumidores efetivos faturados registrados no 1T23. A alta observada no mercado cativo entre os períodos analisados está concentrada na classe residencial baixa renda.

Tal alta é parcialmente atribuída ao crescimento orgânico da base de consumidores e ao efeito da resolução normativa 953/2021 da Aneel, que passou a vigorar em 2022, e tornou obrigatório a atualização cadastral e o enquadramento automático de clientes aptos a adesão em tal categoria.

O mercado livre, que segue em tendência de crescimento, apresentou um aumento de 37,4% em relação ao total de consumidores livres efetivos faturados no mesmo período do ano anterior, reflexo da migração de clientes do mercado cativo e melhora do cenário econômico.

## Venda e Transporte de Energia na Área de Concessão

### VENDA E TRANSPORTE DE ENERGIA (GWH)\*

	1T24	1T23	Var. %	4T23	Var. % (1)
Mercado Cativo	2.625	2.410	8,9%	2.688	-2,3%
Clientes Livres	759	674	12,6%	769	-1,3%
Revenda	4	3	33,3%	4	-
Consumo Próprio	6	4	50,0%	5	20,0%
<b>Total - Venda e Transporte de Energia</b>	<b>3.393</b>	<b>3.092</b>	<b>9,7%</b>	<b>3.466</b>	<b>-2,1%</b>

(1) Variação entre 1T24 e 4T23

## Mercado Cativo

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

	1T24	1T23	Var. %	4T23	Var. % (1)
Residencial - Convencional	924	904	2,2%	891	3,7%
Residencial - Baixa Renda	561	378	48,4%	551	1,8%
Industrial	95	109	-12,8%	103	-7,8%
Comercial	361	355	1,7%	364	-0,8%
Rural	282	287	-1,7%	338	-16,6%
Setor Público	401	376	6,6%	441	-9,1%
<b>Total - Venda de Energia no Mercado Cativo</b>	<b>2.625</b>	<b>2.410</b>	<b>8,9%</b>	<b>2.688</b>	<b>-2,3%</b>

(1) Variação entre 1T24 e 4T23

O mercado cativo totalizou 2.625 GWh no 1T24, aumento de 8,9% frente ao volume registrado no 1T23 (2.410 GWh), reflexo do aumento nas temperaturas do período. Cabe ressaltar que o crescimento se deu mesmo em um cenário crescente das instalações de painéis solares na região.

A classe Residencial Baixa Renda apresentou no 1T24 uma alta de 48,4% se comparado ao mesmo período de 2023 explicados pelo crescimento orgânico de consumidores e intensificação do cadastramento dos consumidores baixa renda, além do impacto da temperatura. A classe Residencial Convencional também apresentou um aumento de 2,2% vis-à-vis o 1T23 ao aumento das temperaturas registradas no período.

A classe industrial apresentou redução de 12,8% no 1T24 em comparação ao 1T23, explicada pelo aumento da migração desta classe para o mercado livre com a abertura do mercado livre para os clientes do grupo A, a partir de janeiro de 2024.

Na classe comercial, o 1T24 apresentou um aumento de 1,7% comparado ao mesmo período do ano anterior, decorrente das altas temperaturas registradas no período.

O Setor Público registrou alta de 6,6% no 1T24 frente ao mesmo período do ano anterior, os efeitos são atribuídos ao aumento no consumo de energia decorrente das altas temperaturas.

Já a classe Rural registrou uma queda de 1,7% no 1T24 vis-à-vis o 1T23, atribuído parcialmente ao aumento no volume de chuvas em comparação ao ano anterior.

## Clientes Livres

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

	1T24	1T23	Var. %	4T23	Var. % (1)
Industrial	461	433	6,5%	486	-5,1%
Comercial	261	210	24,3%	247	5,7%
Rural	8	5	60,0%	7	14,3%
Setor Público	29	27	7,4%	29	-
<b>Total - Transporte de Energia para os Clientes Livres*</b>	<b>759</b>	<b>674</b>	<b>12,6%</b>	<b>769</b>	<b>-1,3%</b>

(1) Variação entre 1T24 e 4T23

O aumento no volume de energia aos clientes livres no período, é atribuído, principalmente, à migração de clientes cativos comerciais e industriais para este mercado, que foi impulsionado pela abertura do mercado livre para os clientes do grupo A, a partir de janeiro de 2024.



## Compra de Energia<sup>1</sup>

### COMPRA DE ENERGIA (GWH)\*

	1T24	1T23	Var. %	4T23	Var. % (1)
Central Geradora Termelétrica Fortaleza - CGTF	0	663	-100,0%	641	-100,0%
Angra 1 e 2	104	102	2,0%	104	-
PROINFA	55	54	1,9%	60	-8,3%
Leilões e Quotas	2.739	2.181	25,6%	2.330	17,6%
<b>Total - Compra de Energia s/ CCEE</b>	<b>3.053</b>	<b>3.207</b>	<b>-4,8%</b>	<b>3.364</b>	<b>-9,2%</b>
Liquidação na CCEE	375	(122)	<-100,0%	209	79,4%
<b>Total - Compra de Energia</b>	<b>3.429</b>	<b>3.085</b>	<b>11,2%</b>	<b>3.573</b>	<b>-4,0%</b>

(1) Variação entre 1T24 e 4T23

## Balanco de Energia<sup>2</sup>

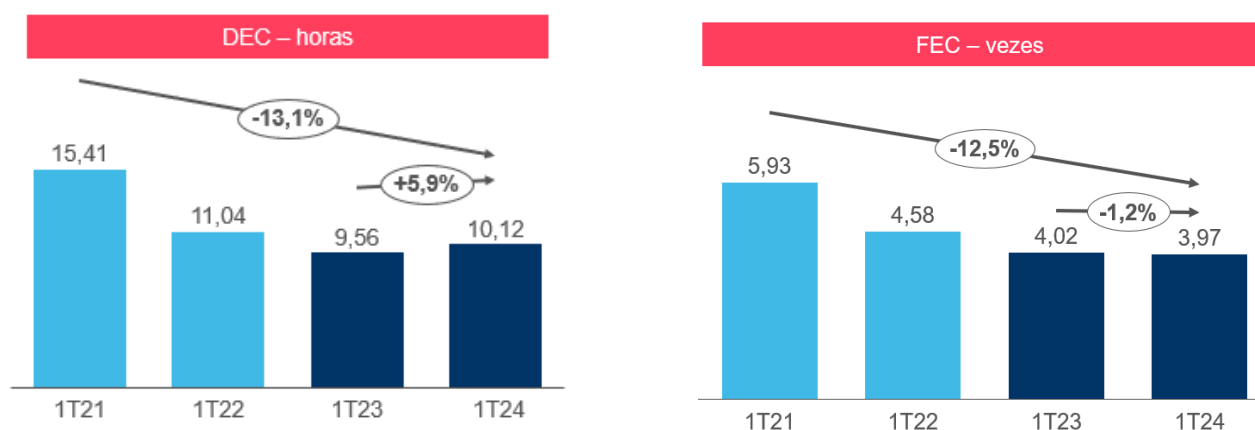
### BALANCO DE ENERGIA\*

	1T24	1T23	Var. %	4T23	Var. % (1)
Energia requerida (GWh)	4.405	3.899	13,0%	4.568	-3,6%
Energia distribuída (GWh)	3.626	3.227	12,4%	3.718	-2,5%
Mercado Cativo	2.864	2.550	12,3%	2.946	-2,8%
Mercado Livre	762	677	12,6%	773	-1,4%
Perdas na Distribuição - Sistema Coelce (GWh)	779	672	15,9%	850	-8,4%
Perdas na Distribuição - Sistema Coelce (%)	17,68%	17,23%	0,45 p.p	18,60%	-0,92 p.p

(1) Variação entre 1T24 e 4T23

## Indicadores Operacionais

### Qualidade do Fornecimento<sup>2</sup>

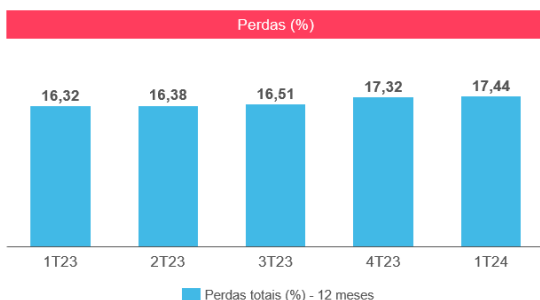


Os indicadores DEC (Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora) e FEC (Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora) medem a qualidade do fornecimento de energia do sistema de distribuição da Companhia. No 1T24 o DEC apresentou uma alta de 5,9% em relação ao mesmo período do ano anterior, ficando ligeiramente acima do limite regulatório que é de 9,84. Esse aumento é atribuído a maior severidade nos eventos climáticos neste início de ano. Comparando a 2023, neste ano ocorreram 8 emergências (sendo 1 considerada crise) contra 5 do mesmo período de 2023, além disso foram registradas 22 dias de contingências em 2024 contra 6 em 2023. Já o FEC apresentou uma redução no 1T24, ficando 1,2% abaixo do mesmo período do ano anterior

<sup>1</sup> Dados prévios referente ao 1T24.

<sup>2</sup> Dados prévios referente ao 1T24

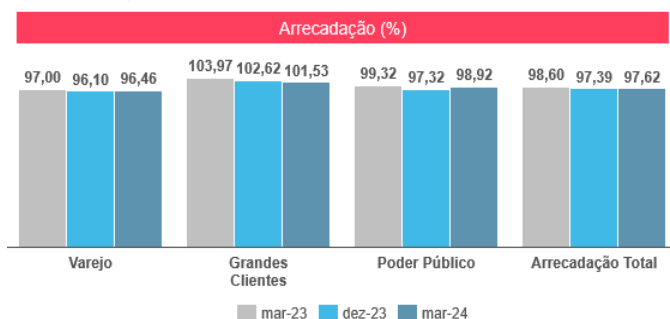
### Disciplina de Mercado – Perdas <sup>(3) (4)</sup>



As perdas de energia TAM – Taxa Anual Móvel (acumulada em 12 meses) alcançaram 17,44% no 1T24, um aumento marginal de 0,12 p.p. em relação às perdas registradas em 4T23, de 17,32%. Já na comparação com o mesmo período do ano anterior, houve um aumento de 1,12 p.p. Essa variação é atribuída ao aumento da energia injetada, decorrente das altas temperaturas, acarretando maiores níveis de perdas técnicas e não técnicas.

O plano de combate as perdas de energia da Enel Ceará mantém suas ações nos pilares de prevenção e recuperação da receita, principalmente com projetos de inspeções em clientes do grupo B e A, na recuperação de clientes cortados/auto religados e sem contrato ativo irregulares (operações do ciclo comercial), mapeamento e conexão de consumidores clandestinos.

### Arrecadação<sup>3</sup>



Em relação ao indicador de arrecadação, o total apurado no 1T24 ficou ligeiramente acima do percentual registrado em dezembro de 2023 e 1 p.p. abaixo do mesmo período do ano anterior. Essa queda é atribuída principalmente pela alteração do comportamento de pagamento de clientes essenciais (hospitais), industrial e clientes residenciais. Já se percebe uma recuperação no índice de arrecadação do segmento de varejo e poder público frente o 4T23.

A companhia tem realizado com êxito atividades de comunicação junto aos clientes, bem como a disponibilização de canais digitais de pagamento, PIX, parcelamento de faturas e canal de negociação online para equacionar valores em aberto.

Cabe destacar que o Estado do Ceará possui um dos maiores índices de inadimplência por habitante do Brasil, sendo as contas básicas de consumo um dos principais itens da lista de inadimplemento.

<sup>3</sup> Dados prévios referente ao 1T24

<sup>4</sup> 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

Receita Operacional Líquida

RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA (R\$ MIL)

	1T24	1T23	Var. %	4T23	Var. % (1)
Fornecimento de Energia Elétrica	2.122.605	1.942.598	9,3%	2.216.036	-4,2%
(-) DIC/FIC/DMIC/DICRI sobre TUSD Consumidores cativos e livres	(16.743)	(12.995)	28,8%	3.007	<-100,0%
Subvenção baixa renda	127.708	91.442	39,7%	130.133	-1,9%
Subvenção de recursos da CDE	92.945	70.198	32,4%	54.507	70,5%
<b>Fornecimento de Energia Elétrica - Mercado Cativo</b>	<b>2.326.515</b>	<b>2.091.243</b>	<b>11,3%</b>	<b>2.403.683</b>	<b>-3,2%</b>
Ativos e passivos financeiros setoriais	(110.764)	142.820	<-100,0%	96.759	<-100,0%
Receita de uso da rede elétrica - consumidores livres - revenda	137.545	122.242	12,5%	136.260	0,9%
Receita de construção	275.489	433.319	-36,4%	275.737	-0,1%
Venda de Energia Excedente - MVE	-	-	-	-	-
Marcação a mercado de ativo indenizável	93.261	115.550	-19,3%	45.402	>100,0%
Outras receitas	43.929	55.118	-20,3%	37.070	18,5%
<b>Total - Receita Operacional Bruta</b>	<b>2.765.975</b>	<b>2.960.292</b>	<b>-6,6%</b>	<b>2.994.911</b>	<b>-7,6%</b>
ICMS	(425.642)	(371.466)	14,6%	(428.449)	-0,7%
COFINS - corrente	(153.355)	(158.097)	-3,0%	(173.984)	-11,9%
PIS - corrente	(33.294)	(34.324)	-3,0%	(37.773)	-11,9%
ISS	(1.770)	(1.685)	5,0%	(1.588)	11,5%
<b>Total - Tributos</b>	<b>(614.061)</b>	<b>(565.572)</b>	<b>8,6%</b>	<b>(641.794)</b>	<b>-4,3%</b>
Eficiência energética, P&D, FNDCT e EPE	(15.426)	(16.566)	-6,9%	(17.953)	-14,1%
Conta de Desenvolvimento Energético - CDE	(199.693)	(146.766)	36,1%	(183.566)	8,8%
Encargos do consumidor - CCRBT	109	310	-64,8%	63	73,0%
Taxa de Fiscalização dos Serviços de Energia Elétrica - TFSEE	(2.624)	(2.691)	-2,5%	(2.624)	-
<b>Total - Encargos Setoriais</b>	<b>(217.634)</b>	<b>(165.713)</b>	<b>31,3%</b>	<b>(204.080)</b>	<b>6,6%</b>
<b>Total - Deduções da Receita</b>	<b>(831.695)</b>	<b>(731.285)</b>	<b>13,7%</b>	<b>(845.874)</b>	<b>-1,7%</b>
<b>Total - Receita Operacional Líquida</b>	<b>1.934.280</b>	<b>2.229.007</b>	<b>-13,2%</b>	<b>2.149.037</b>	<b>-10,0%</b>

(1) Variação entre 1T24 e 4T23

A receita operacional líquida da Enel Distribuição Ceará apresentou uma queda de 13,2% no 1T24 vis-à-vis o 1T23. Excluindo o efeito da receita de construção, a receita operacional líquida da Companhia, no 1T24, atingiu o montante de R\$ 1.658,8 milhões, queda de R\$ 136,9 milhões em relação ao 1T23, cujo montante foi de R\$ 1.795,7 milhões. A redução da receita operacional líquida é resultado dos seguintes efeitos:

- Queda dos ativos e passivos financeiros setoriais líquidos, em R\$ 253,6 milhões relacionado a (i) Redução de custos no 1T24 devido a saída da CGTF da base de cálculo de preço médio dos contratos pelo fim da contratação, combinado ao aumento da cobertura tarifária refletindo num aumento de CVA em 2024; (ii) Sobrecontratação: efeito de compra significativa no mercado de curto prazo frente a um efeito de venda no mercado de curto prazo em 2023 e redução do PLD Médio de R\$69,04 para R\$ 61,09, gerando um aumento na despesa; (iii) CDE e PROINFA: Alteração das cotas homologadas para cada período gerando maiores valores em constituição de CVA;; e (iv) Amortizações e itens financeiros: Aumento dos montantes de constituição de PIS\_COFINS conforme homologação tarifária para cada período;
- Queda na rubrica de marcação a mercado de ativo indenizável no total de R\$ 22,3 milhões;
- Aumento de R\$ 48,5 milhões no total de tributos no 1T24 em relação ao mesmo período do ano anterior, principalmente na linha de ICMS incidente nas contas de energia elétrica (aumento de R\$ 54,2 milhões);
- Aumento de R\$ 52,9 milhões na rubrica de Conta de Desenvolvimento Energético – CDE, aumento das cotas de empréstimos em encargos setoriais (Empréstimo Conta Covid e Escassez Hídrica).

Compensado parcialmente pelos seguintes fatores:

- Incremento de R\$ 180,0 milhões na rubrica de Fornecimento de Energia Elétrica em relação ao 1T23, devido a um maior consumo registrado no período, com destaque para a classe residencial, tendo em vista o aumento nas temperaturas.
- Aumento de R\$ 22,4 milhões na rubrica subvenção de recursos da CDE no 1T24 frente ao mesmo período de 2023 devido a variação relacionada a redução das cotas mensais de acordo com as resoluções homologatórias de Subsídio CDE, bem como também o maior descasamento entre os valores recebidos versus faturados no novo ciclo tarifário na qual o mercado performou maior no 1T24.
- Aumento de R\$ 15,3 milhões na receita de uso da rede elétrica (consumidores livres-revenda), parcialmente explicado pelo aumento do consumo e migração nesta classe;

## Custos e Despesas Operacionais

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

	1T24	1T23	Var. %	4T23	Var. % (1)
Custos e despesas não gerenciáveis					
Energia elétrica comprada para revenda	(616.754)	(820.737)	-24,9%	(897.674)	-31,3%
Encargos do uso do sistema de transmissão	(224.895)	(207.984)	8,1%	(198.327)	13,4%
<b>Total - Não gerenciáveis</b>	<b>(841.649)</b>	<b>(1.028.721)</b>	<b>-18,2%</b>	<b>(1.096.001)</b>	<b>-23,2%</b>
Custos e despesas gerenciáveis					
Pessoal	(29.775)	(41.412)	-28,1%	(57.586)	-48,3%
Material e Serviços de Terceiros	(184.977)	(205.609)	-10,0%	(215.772)	-14,3%
Depreciação e Amortização	(146.642)	(120.973)	21,2%	(139.080)	5,4%
Custo na desativação de bens	(1.233)	(7.397)	-83,3%	(18.950)	-93,5%
Prov. para Créditos de Liquidação Duvidosa	(52.125)	(50.069)	4,1%	(38.623)	35,0%
Custo de Construção	(275.489)	(433.319)	-36,4%	(275.737)	-0,1%
Provisão para riscos fiscais, cíveis e trabalhistas	(13.036)	(8.578)	52,0%	(11.326)	15,1%
Perda de recebíveis de clientes	(5.608)	(5.432)	3,2%	(7.375)	-24,0%
Receita de multas por impuntualidade de clientes	19.321	16.753	15,3%	15.150	27,5%
Outras Receitas/Despesas Operacionais	(27.580)	(34.048)	-19,0%	(48.241)	-42,8%
<b>Total - Gerenciáveis</b>	<b>(717.144)</b>	<b>(890.084)</b>	<b>-19,4%</b>	<b>(797.540)</b>	<b>-10,1%</b>
<b>Total - Custos do Serviço e Despesa Operacional</b>	<b>(1.558.793)</b>	<b>(1.918.805)</b>	<b>-18,8%</b>	<b>(1.893.541)</b>	<b>-17,7%</b>

(1) Variação entre 1T24 e 4T23

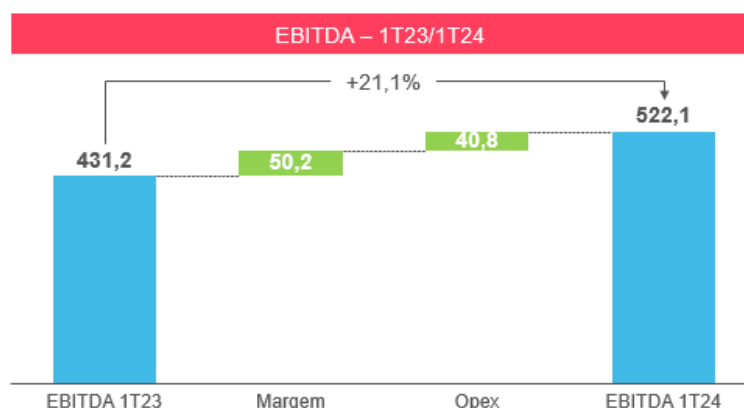
Os custos e despesas operacionais no 1T24 em relação ao 1T23 apresentaram uma queda de 18,8% ou R\$ 360,0 milhões. Excluindo-se o efeito do custo de construção, os custos e despesas operacionais da Companhia no trimestre alcançaram o montante de R\$ 1.283,3 milhões, queda de 13,6% ou R\$ 202,2 milhões vis-à-vis o mesmo período no ano anterior, de R\$ 1.485,5 milhões. Este resultado reflete principalmente as seguintes variações:

- As despesas gerenciáveis ficaram estáveis no trimestre (excluindo o efeito do custo de construção, houve uma queda nos custos e despesas gerenciáveis de R\$ 15,1 milhões). Essa redução é explicada principalmente pela: (i) queda de R\$ 11,6 milhões na linha de Pessoal em função de pedido de habilitação de crédito reconhecido por decisão judicial transitada em julgado referente aos créditos de INSS, incidindo sobre verbas de caráter não salarial, indenizatório ou previdenciário, excluindo esse efeito não recorrente, a rubrica teria um aumento de 28,7%; (ii) queda de R\$ 20,6 milhões na linha de Material e Serviços de Terceiros em virtude do projeto *insourcing* que visa reduzir o efetivo de colaboradores terceirizados aumentando a contratação de colaboradores próprios; e (iii) uma queda de R\$6,5 milhões na rubrica Outras Receitas/Despesas Operacionais.
- Compensado parcialmente pelo (i) aumento de R\$ 25,7 milhões na linha de depreciação e amortização relacionado ao incremento na base de ativos da Companhia, em decorrência da revisão tarifária; (ii) aumento de R\$ 4,5 milhões em Provisão para Riscos Fiscais, Cíveis e Trabalhistas decorrente de um volume maior de ações no período, principalmente em relação a ações trabalhistas e mercado.

No 1T24, os custos e despesas não-gerenciáveis apresentaram uma queda de 18,2%, equivalente a R\$187,1 milhões quando comparado ao mesmo período do ano anterior. Essa queda é explicada, principalmente, pelo fim do contato com a CGTF (Cia. Ger. Térmica Fortaleza), cujo custo de contrato era maior que a média de custos dos demais contratos. Esse contrato esteve vigente por 20 anos, e com a venda da Cia, encerrou em dezembro de 2023.



## EBITDA



O EBITDA da Enel Ceará no 1T24 atingiu o montante de R\$ 522,1 milhões, 21,1% acima do registrado no ano anterior, o que representa uma alta de R\$90,9 milhões. A margem EBITDA da Companhia no 1T24 foi de 27,0%, um aumento de 7,65 p.p. em relação ao mesmo período do ano anterior. A margem EBITDA ex-receita de construção da Companhia trimestre foi de 31,5%, o que representa uma alta de 7,47 p.p. em relação ao 1T23.

## Resultado Financeiro

### RESULTADO FINANCEIRO (R\$ MIL)

	1T24	1T23	Var. %	4T23	Var. % (1)
<b>Receitas Financeiras</b>					
Renda de aplicação financeira	2.620	12.974	-79,8%	7.097	-63,1%
Juros e atualização monetária sobre impontualidade de clientes	14.371	17.295	-16,9%	15.666	-8,3%
Variação monetária de ativos e passivos setoriais	26.154	43.288	-39,6%	6.943	>100,0%
Instrumento financeiro derivativo - hedge/swap	31.665	8.038	>100,0%	40.018	-20,9%
Dívida - Marcação a mercado	3.150	6.895	-54,3%	(8.220)	<-100,0%
Outras receitas financeiras	4.711	3.155	49,3%	1.558	>100,0%
(-) Crédito de PIS/COFINS sobre receita financeira	(2.568)	(3.553)	-27,7%	(1.898)	35,3%
<b>Total - Receitas Financeiras</b>	<b>80.103</b>	<b>88.092</b>	<b>-9,1%</b>	<b>61.164</b>	<b>31,0%</b>
<b>Despesas financeiras</b>					
Variações monetárias de Dívidas e debêntures	(32.129)	(38.650)	-16,9%	(13.786)	>100,0%
Encargos de Dívidas e debêntures	(131.481)	(99.449)	32,2%	(133.812)	-1,7%
Marcação a mercado de Dívida	-	(5.647)	-100,0%	(44.894)	-100,0%
Encargos fundo de pensão	(2.615)	(2.138)	22,3%	(2.138)	22,3%
Variação monetária de ativos e passivos setoriais	(27.499)	(40.987)	-32,9%	(17.617)	56,1%
Atualização de provisão para riscos tributários, cíveis e trabalhistas	(10.179)	(13.280)	-23,4%	(3.118)	>100,0%
Instrumento financeiro derivativo - hedge/swap	(45.389)	(51.795)	-12,4%	(16.340)	>100,0%
Atualizações de impostos, P&D/PEE	(4.214)	(8.609)	-51,1%	(4.004)	5,2%
Outras despesas financeiras	(25.994)	(17.651)	47,3%	(41.687)	-37,6%
<b>Total - Despesas Financeiras</b>	<b>(279.500)</b>	<b>(278.206)</b>	<b>0,5%</b>	<b>(277.396)</b>	<b>0,8%</b>
<b>Variações Cambiais</b>	<b>(3)</b>	<b>(25)</b>	<b>-88,0%</b>	<b>100</b>	<b>&lt;-100,0%</b>
Variações cambiais - Empréstimos	(28.865)	28.180	<-100,0%	40.978	<-100,0%
Variações cambiais - Instrumentos Financeiros de Hedge	28.845	(29.074)	<-100,0%	(40.961)	<-100,0%
Outras Variações Cambiais	17	869	-98,0%	83	-79,5%
<b>Total - Receitas e Despesas Financeiras</b>	<b>(199.400)</b>	<b>(190.139)</b>	<b>4,9%</b>	<b>(216.132)</b>	<b>-7,7%</b>

(1) Variação entre 1T24 e 4T23

O Resultado Financeiro Líquido da Companhia encerrou o 1T24 com uma despesa líquida de R\$ 199,4 milhões, representando um aumento de R\$ 9,3 milhões em relação ao mesmo trimestre do ano anterior. Essa variação é explicada por:

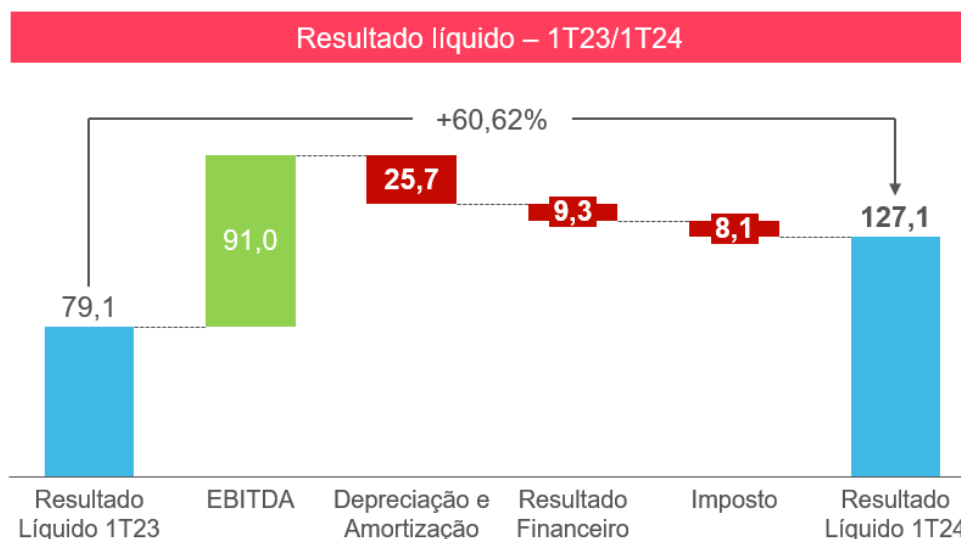
- Redução de R\$ 10,3 milhões na rubrica de renda de aplicação financeira.
- Aumento de despesa líquida no montante de R\$ 3,6 milhões na rubrica de atualização de ativos e passivos financeiros setoriais.

Este efeito foi parcialmente compensado pelo:

- Redução de despesa líquida no montante de R\$ 7,2 milhões referente as rubricas de dívida (instrumento financeiro derivativo, variação monetária de dívidas e debêntures, encargos de dívidas e debêntures, dívida – marcação a mercado, variações cambiais – empréstimos e instrumentos

financeiros de hedge) devido, principalmente, à redução do CDI (11,28% 1T24 vs. 13,65% 1T23) entre os períodos analisados;

## Resultado Líquido



O resultado líquido da Enel Ceará foi positivo em R\$ 127,1 milhões no 1T24, representando um acréscimo de R\$ 48,0 milhões em relação ao 1T23, explicado principalmente pela melhora do EBITDA.

## Endividamento

### INDICADORES DE ENDIVIDAMENTO

	1T24	1T23	Var. %	4T23	Var. % (1)
Dívida bruta (R\$ mil)	5.907.181	5.089.543	16,1%	5.900.805	0,1%
Dívida com Terceiros	4.432.290	4.207.076	5,4%	4.966.260	-10,8%
Dívida Intercompany	1.474.891	882.467	67,1%	934.545	57,8%
(-) Caixa, Equivalentes e Aplicações Financ. (R\$ mil)	139.017	170.667	-18,5%	194.590	-28,6%
Dívida líquida (R\$ mil)	5.768.164	4.918.876	17,3%	5.706.215	1,1%
Dívida Bruta / EBITDA Ajustado (2)*	2,81	2,77	1,6%	2,95	-4,5%
Dívida Líquida / EBITDA Ajustado (2)*	2,75	2,68	2,7%	2,85	-3,6%
Dívida bruta / (Dívida bruta + PL)	0,58	0,56	3,4%	0,58	-1,2%
Dívida líquida / (Dívida líquida + PL)	0,57	0,55	4,0%	0,58	-0,8%

(1) Variação entre 1T24 e 4T23

(2) EBITDA: EBIT + Depreciações e Amortizações + Provisão para créditos de liquidação duvidosa + Provisão para riscos tributários, cíveis e trabalhistas + Provisão para redução ao valor recuperável (acumulado nos últimos 12 meses)

A dívida bruta da Companhia encerrou 1T24 em R\$ 5.907 milhões, um incremento de R\$ 818 milhões em relação ao mesmo período do ano anterior. A variação da dívida bruta deve-se, basicamente, as novas captações de dívidas para refinanciamento, investimentos e capital de giro no montante de R\$ 2.074 milhões, em conjunto com apropriação de juros e correção monetária no montante de R\$ 711 milhões, parcialmente compensados, por amortizações e pagamento de encargos ocorridos entre os períodos comparados, que alcançaram respectivamente R\$ 1.331 milhões e R\$ 607 milhões. Adicionalmente, a Companhia reconheceu no período ajuste positivo relacionado aos SWAPs de dívidas vigentes no valor de R\$ 28 milhões.

A Companhia encerrou 1T24 com o custo médio da dívida no período de 12,45% a.a.

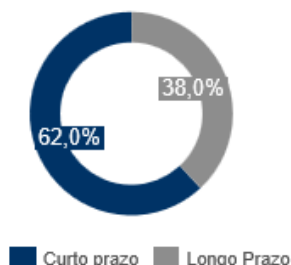
### Colchão de Liquidez

Para se precaver de qualquer necessidade emergencial de caixa, em 31 de março de 2024, a Companhia tinha a seu dispor R\$ 100 milhões em limites abertos de conta garantida para utilização em operações de curto prazo. Adicionalmente, a Companhia possui limite de mútuo com partes relacionadas aprovados pela Aneel, por meio do Despacho Nº 2.979, Nº 1.540, Nº 3.754 e Nº 647, no valor de até R\$ 2.150 milhões.

### Classificação de Riscos (Rating)

Em 31 de agosto de 2023, 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.

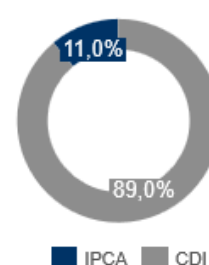
Abertura da Dívida Bruta - CP e LP  
Posição Final em mar/24



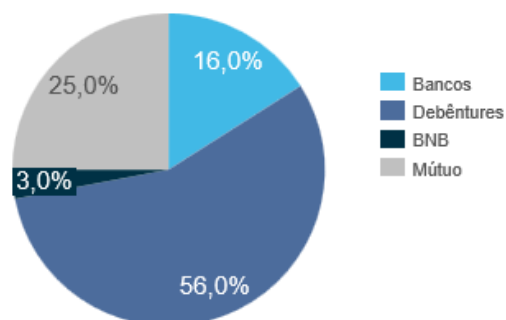
Abertura da Dívida Bruta - Moedas  
Posição Final em mar/24



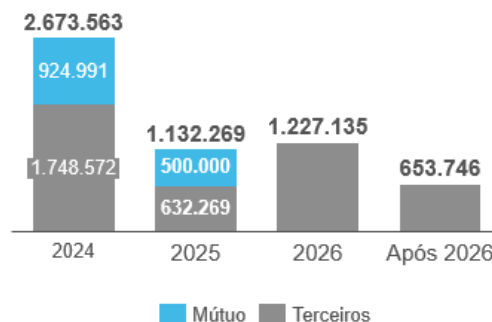
Abertura da Dívida Bruta - Indexadores  
Posição Final em mar/24



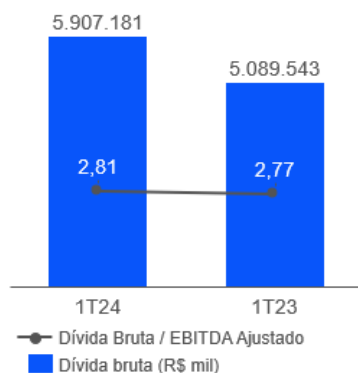
Abertura da Dívida Bruta - Credor  
Posição Final em mar/24



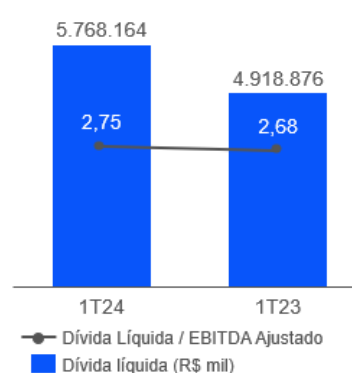
Curva de Amortização de saldo de dívida com SWAP (R\$ Mil)  
Posição Final em mar/24



Dívida Bruta (R\$ Mil) e Dívida Bruta / EBITDA (Vezez)  
Evolução 1T24 - 1T23



Dívida Líquida (R\$ Mil) e Alavancagem (Vezez)  
Evolução 1T24 - 1T23



## Investimentos<sup>3</sup>

### INVESTIMENTOS (R\$ MIL)\*

	1T24	1T23	Var. %	4T23	Var. % (1)
Manutenção	83.161	102.497	-18,9%	107.229	-22,4%
Crescimento	14.235	69.247	-79,4%	9.935	43,3%
Novas Conexões	230.710	318.680	-27,6%	299.597	-23,0%
<b>Financiado pela Companhia</b>	<b>328.106</b>	<b>490.425</b>	<b>-33,1%</b>	<b>416.761</b>	<b>-21,3%</b>
Financiado pelo Cliente	6.431	-	-	-	-
<b>Total</b>	<b>334.537</b>	<b>490.425</b>	<b>-31,8%</b>	<b>416.761</b>	<b>-19,7%</b>

(1) Variação entre 1T24 e 4T23;

No 1T24 a Companhia investiu R\$ 334,5 milhões. Do volume investido no 1T24, este foi alocado, principalmente em atividades de novas conexões, R\$230,7 milhões de recursos próprios. O número foi menor que 2023 (88 Milhões) devido a um menor volume de obras em 2024, já que em 2023 foi saneado o backlog de obras.

Para manutenção foram investidos R\$ 83,1 milhões, sendo R\$ 39,9 milhões para as atividades relacionadas a manutenção. O número foi menor do que 2023 (19 milhões) devido a menor volume de manutenções corretivas.

Na parte de crescimento foram investidos R\$ 14,2 milhões. O número foi menor que 2023 (55 milhões), devido a uma sazonalidade dos projetos de crescimento, que no ano de 2024 está previsto para ocorrer no segundo semestre.

*Nota: Visando padronizar a forma de divulgação dos investimentos das distribuidoras do Grupo, e consequentemente prezando pela transparência, a partir do 4T23 os valores das subcontas que estavam alocados na linha "outros" passam a compor as devidas rubricas de investimentos em Manutenção, Crescimento e Novas Conexões. A denominação padronizada de investimentos substitui a classificação anterior, dividida em: Novas Conexões, Rede e Outros.*

*A adoção da denominação padronizada não traz prejuízo a análise, pelo contrário, torna mais evidente e fidedigna a alocação de recursos realizados pela Companhia.*

## Plano de Investimentos

A Enel Ceará apresentou nesta quarta-feira (24.04) à Assembleia Legislativa do Estado do Ceará, um plano estruturado de ações que visa reforçar a resiliência da sua rede elétrica para enfrentar os crescentes desafios climáticos do Estado. As medidas, que começam a ser implementadas de imediato pela Companhia, têm o objetivo de satisfazer as necessidades de fornecimento de energia dos consumidores.

O plano tem o respaldo dos acionistas controladores da Companhia e prevê investimentos de R\$ 4,8 bilhões no período de 2024 a 2026, em toda a área de concessão, para uma melhoria contínua do fornecimento de energia. O valor representa uma média anual de R\$ 1,6 bilhão neste período, um aumento de cerca de 44% em relação à média anual de investimentos dos últimos seis anos. Um ponto relevante do plano compartilhado inclui a contratação, neste período, de 1.750 novos colaboradores para atuar, principalmente, na operação em campo até 2026. Apenas este ano, serão cerca 400 novos colaboradores e acréscimo de cerca de 120 novos veículos, para agilizar o atendimento aos clientes.

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

No período de 2024 a 2026, serão modernizadas, ampliadas e construídas subestações, beneficiando cerca de 2 milhões de clientes. A Companhia também irá construir mais de 170 km de rede de alta tensão para apoiar os novos pontos de suprimentos.

<sup>3</sup> Dados prévios referente ao 1T24

Além da alta tensão, até 2026, cerca de 10 mil km de média e baixa tensão serão construídos, para dar apoio às estruturas e conexão de novos clientes. De material, mais de 13 mil transformadores e 123 mil postes serão inseridos na estrutura atual.

Na área de atendimento, a Companhia está planejando investir, nos próximos três anos, em reforma, ampliação e climatização de novas lojas, canais digitais, autoatendimento e unidades móveis.

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

A Enel no Brasil se consolida como uma empresa que busca o desenvolvimento sustentável, direcionando suas ações e investimentos sociais de acordo com fundamentos e políticas como responsabilidade, confiança, inovação e proatividade.

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

O atual Plano de Sustentabilidade da Enel, abrange o ciclo 2024-2026 e estabelece objetivos ASG específicos em 5 grandes temas: Ambição Zero Emissões, Pessoas, Natureza, Aceleradores de Crescimento e Direitos Humanos.

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 2024, a Enel Distribuição Ceará acumulou o investimento trimestral de R\$ 14,1 milhões, e beneficiou 85.512 pessoas, por meio de 46 projetos e ações desenvolvidos pelo programa social Enel Compartilha. Especificamente no primeiro trimestre do ano, destacam-se as seguintes ações realizadas:

### **Edital Chamada Pública de Projetos**

A Enel Distribuição Ceará lançou no final de 2023 a Chamada Pública de Projetos (CPP 001/2023) para financiamento de projetos de eficiência energética. Até o dia 03 de julho de 2024, clientes da concessionária que atendam aos requisitos descritos no edital, poderão inscrever seus projetos de eficiência energética. Ao todo, serão disponibilizados R\$ 1,5 milhão, sendo R\$ 750 mil para iniciativas de Iluminação Pública e R\$ 750 mil para projetos de outras tipologias.

### **Enel Compartilha Energia na Escola – Nave Enel – ODS 04**

O programa Enel Compartilha Energia na Escola tem como objetivo capacitar educadores, professores, alunos e comunidades para o uso seguro e o combate ao desperdício de energia elétrica e recursos naturais. Além das formações, as escolas e as comunidades participam de atividades lúdicas como o Óculos de Realidade Virtual, que aborda a temática da segurança da população, e a Nave Enel, um ônibus adaptado com recursos audiovisuais, jogos lúdicos e educacionais, que utiliza tecnologia de realidade virtual 3D. No primeiro trimestre



de 2024 as atividades aconteceram em cinco municípios: Fortaleza, Itapipoca, Maranguape, Tururu e Uruburetama beneficiando 1.739 alunos e comunidade escolar.

### **Ecoenel - ODS 07**

Como destaque, o programa Ecoenel inaugurou em fevereiro um ponto de coleta, que ficará localizado na Central Municipal de Reciclagem, no Município de Russas, localizado a cerca de 170 km da capital cearense. A abertura do ponto foi fruto da Gincana Ecoenel, que ocorreu em 2023 e da parceria entre a Enel Distribuição Ceará, a Associação dos Catadores e Catadoras de Materiais Recicláveis de Russas (ASCAMARRU) e a Secretaria Municipal de Meio Ambiente (SEMA), por meio do Recicla Russas. No primeiro trimestre de 2024, o programa Ecoenel já arrecadou, em 09 municípios, mais de 700 toneladas de recicláveis, beneficiando 3.732 clientes com bônus de R\$ 219.445,22 em descontos na conta de energia. Esses resultados equivalem à captura de 2.159 toneladas de CO<sub>2</sub>, preservação de 5.949 árvores e economia estimada de 2,9 mil MWh de energia elétrica ao mês.

### **Enel Compartilha Oportunidade – Escola de Mulheres Eletricistas – ODS 08**

O programa Enel Compartilha Oportunidade tem como objetivo gerar desenvolvimento social e econômico para as comunidades através de oficinas de empregabilidade, inserção no mercado de trabalho, capacitação e acompanhamento profissional. Uma das ações é a Escola de Mulheres Eletricistas, que em parceria com o SENAI CE, na cidade de Sobral, formou a terceira turma do projeto Escola de Mulheres Eletricistas. Ao todo, 22 mulheres foram capacitadas no curso de Eletricista de Rede de Baixa Tensão. Já a quarta turma, em Itapipoca, com 23 alunas, está em formação. O curso, ministrado pelo SENAI, tem a duração de aproximadamente dois meses, totalizando 376 horas, entre teoria e prática.

### **Indicadores ASG - Enel Ceará**

#### **Indicadores**

	<b>1T24</b>	<b>1T23</b>
Colaboradores próprios (unit)	1.492	1.144
Colaboradores terceirizados (unit)	9.380	10.193
% de mulheres na Empresa	17,4%	24,5%
% de mulheres em cargos de liderança (1)*	21,9%	23,4%
Média de horas de treinamento por empregado (horas)	2,07	7,97
Taxa de Rotatividade (2)*	1,8%	1,3%
Número de membros no conselho (unit)	8	8
Número de membros independentes no conselho (unit)	2	2
% de mulheres no conselho	25,0%	12,5%
Beneficiados pelos projetos sociais	85.512	137.561
Resíduos perigosos enviados para recuperação	100%	100%
Resíduos não perigosos enviados para recuperação	87%	81%
Avaliação de fornecedores ambientais (3)*	1	2
Realização de ECoS Ambiental (4)*	-	-

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

(3) Meta 2024 - 5; (4) Meta 2024 - 0

## **ASPECTOS REGULATÓRIOS**

### **Reajuste Tarifário Anual 2024**

A Agência Nacional de Energia Elétrica (“ANEEL”), em reunião pública da sua Diretoria, que ocorreu em 16 de abril, deliberou sobre o reajuste tarifário anual de 2024 a ser aplicado a partir de 22 de abril de 2024, Resolução Homologatória nº 3.319/2024.

Em abril de 2024, a ANEEL aprovou a Revisão Tarifária Periódica da Companhia com um índice de reajuste de -5,76% composto por (i) reajuste econômico de -7,83%, sendo -5,42% de Parcela A, -2,41% de Parcela B e (ii) componente financeiro de +2,07%. Considerando o componente financeiro considerado no último processo tarifário de +2,95%, o efeito médio a ser percebido pelos consumidores é de -2,81%.

O índice é composto pelos seguintes itens:

<b>Reajuste Tarifário 2024</b>	
Encargos Setoriais	2,18%
Energia Comprada	-8,27%
Encargos de Transmissão	0,67%
<b>Parcela A</b>	<b>-5,42%</b>
<b>Parcela B</b>	<b>-2,41%</b>
<b>Reajuste Econômico</b>	<b>-7,83%</b>
CVA Total	1,76%
Outros Itens Financeiros da Parcela A	0,31%
<b>Reajuste Financeiro</b>	<b>2,07%</b>
<b>Índice de reajuste Total</b>	<b>-5,76%</b>
Componentes Financeiros do Processo Anterior	2,95%
<b>Efeito Para o Consumidor</b>	<b>-2,81%</b>

#### **Parcela A**

Para o próximo ano regulatório, a Parcela A foi reajustada em -8,64%, representando -5,42% no reajuste econômico com os seguintes componentes:

- Encargos Setoriais: R\$ 1.123 milhões. Um acréscimo de +18,20%, representando +2,18% no reajuste econômico;
- Energia Comprada: R\$ 2.819 milhões. Uma redução de -18,85%, contemplando o custo de compra de energia que representa -8,27% no reajuste econômico decorrente principalmente do fim de um contrato bilateral da Companhia; e
- Encargos de Transmissão: R\$ 593 milhões. Os custos de transmissão tiveram uma variação de +9,81%, correspondendo a um efeito de +0,67% no reajuste econômico.

#### **Parcela B**

Para o próximo ano regulatório, a Parcela B foi reajustada em -6,47%, representando uma participação de -2,41% no reajuste econômico, resultado da combinação dos seguintes componentes:

- IGP-M de -4,26% no período de 12 meses findos em março de 2024; e
- Fator X de +2,209%, composto por:
  - Componente X-Pd (ganhos de produtividade da atividade de distribuição) de +0,739%, para aplicação nos reajustes tarifários deste ciclo da Enel CE;
  - Componente X-Q (qualidade do serviço) de +0,031%; e
  - Componente X-T (trajetória de custos operacionais) de +1,439%.

#### **Componentes Financeiros**

Os componentes financeiros aplicados a este reajuste tarifário totalizam um montante positivo de R\$ 175 milhões, dentre os quais destacam-se: R\$ 148 milhões positivos, referente aos itens de Compensação de Variação de Valores de Itens da Parcela A (“CVA”) e previsão de risco hidrológico positivo de R\$ 178 milhões; sendo estes valores parcialmente compensados pela reversão do risco hidrológico negativo em R\$ 196 milhões e neutralidade dos encargos setoriais negativos de R\$ 40 milhões.

A revisão tarifária média de -2,81% a ser percebida pelos consumidores apresenta variações para diversos níveis de tensão, conforme detalhado a seguir:

Níveis de Tensão	Efeito Médio
Alta Tensão	-2,10%
Baixa Tensão	-3,03%
Efeito Médio	-2,81%

### 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.

De janeiro a março de 2024, devido aos níveis de reservatórios hidráulicos estarem adequados, a ANEEL não publicou o acionamento da bandeira para os consumidores. Desta forma, para este período, a bandeira tarifária vigente é a verde.

As bandeiras tarifárias que vigoraram nos anos de 2023 e 2024, reflexo das condições hidrológicas, estão demonstradas a seguir:

2023	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez
Bandeira Tarifária												
PLD gatilho - R\$/MWh	69,04	69,04	69,04	69,04	69,04	69,04	69,04	69,04	69,04	69,04	69,04	69,04

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

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									

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.

### Preservação do equilíbrio econômico-financeiro da concessão

Em 23 de novembro de 2021, em reunião pública, foi aprovado pela ANEEL, o resultado da Consulta Pública 035/2020. Por meio da Resolução n.º 952/2021, foi estabelecido os critérios para ressarcimento aos consumidores, dos custos acessórios incorridos nas operações de crédito relativas à Conta-Covid. As distribuidoras deverão arcar com os custos acessórios do CDI e do spread financeiro para a parte do empréstimo lastreado na CVA em amortização e na Parcela B. O montante apurado pela Companhia, referente a tais custos acessórios foi de R\$ 4.495, para o ciclo tarifário de 2022 e de mais R\$ 8.884, para o ciclo tarifário de 2023 devido a uma alteração de metodologia do regulador. Estes foram registrados como passivo financeiro setorial e estão sendo repassados aos consumidores, a partir de abril de 2022 e abril de 2023, respectivamente.

Em 13 de dezembro de 2021, o Governo Federal publicou a Medida Provisória n.º 1.078, que permite o financiamento às distribuidoras para mitigar o impacto derivado da escassez hídrica, bem como os diferimentos tarifários ocorridos até o desembolso do próprio empréstimo. O Decreto n.º 10.939/2021, foi publicado no dia 13 de janeiro de 2022 com a regulamentação da referida medida provisória. O financiamento será gerido pela CCEE por meio da “Conta Escassez Hídrica”, sendo que a ANEEL homologará os valores a serem pagos pela referida conta, a cada distribuidora. O referido empréstimo será pago pelos consumidores (clientes cativos e clientes que tenham comunicado a sua migração ao ambiente livre a partir de 13 de dezembro de 2021) por meio da conta de energia.

Já a Resolução Normativa ANEEL n.º 1.008, de 15 de março de 2022, estabelece os critérios e os procedimentos para gestão da Conta Escassez Hídrica, destinada a receber recursos para cobrir os custos adicionais decorrentes da situação de escassez hídrica para as concessionárias de serviços públicos de distribuição de energia elétrica, nesta resolução e nas Resoluções Normativas n.º 1.010, de 29 de março de 2022 e n.º 1.019, de 19 de abril de 2022, foram estabelecidos os limites de empréstimo para cada concessionária. O pagamento do empréstimo aos bancos será feito através de cobrança tarifária no prazo de 54 meses, a partir dos processos tarifários de 2023. A cobertura tarifária referente à Conta Escassez Hídrica foi homologada por meio do Despacho n.º 510, de 24 de fevereiro de 2023.

## ANEXO 1

### DRE (R\$ MIL)

	1T24	1T23	Var. %
<b>Receita Operacional Bruta</b>	<b>2.765.975</b>	<b>2.960.292</b>	<b>-6,6%</b>
Fornecimento de Energia - Mercado Cativo	2.326.515	2.091.243	11,3%
CVA	-110.764	142.820	<-100,0%
Receita de uso da rede elétrica - consumidores livres	137.545	122.242	12,5%
Receita de Construção	275.489	433.319	-36,4%
Outras Receitas	137.190	170.668	-19,6%
<b>Deduções da Receita Operacional</b>	<b>(831.695)</b>	<b>(731.285)</b>	<b>13,7%</b>
<b>Receita Operacional Líquida</b>	<b>1.934.280</b>	<b>2.229.007</b>	<b>-13,2%</b>
<b>Custo do Serviço de Energia Elétrica</b>	<b>(841.649)</b>	<b>(1.028.721)</b>	<b>-18,2%</b>
Energia elétrica comprada para revenda e despesas da CCEE	(616.754)	(820.737)	-24,9%
Encargos de conexão e uso da rede	(224.895)	(207.984)	8,1%
<b>Custo/Despesa Operacional</b>	<b>(717.144)</b>	<b>(890.084)</b>	<b>-19,4%</b>
Pessoal	(29.775)	(41.412)	-28,1%
Material e Serviços de terceiros	(184.977)	(205.609)	-10,0%
Depreciação e amortização	(146.642)	(120.973)	21,2%
Provisões	(65.161)	(58.647)	11,1%
Custo de construção	(275.489)	(433.319)	-36,4%
Outros	12.480	3.924	>100,0%
Outras receitas/despesas operacionais	(27.580)	(34.048)	-19,0%
<b>EBITDA</b>	<b>522.129</b>	<b>431.175</b>	<b>21,1%</b>
<b>EBIT</b>	<b>375.487</b>	<b>310.202</b>	<b>21,0%</b>
<b>Resultado Financeiro</b>	<b>(199.400)</b>	<b>(190.139)</b>	<b>4,9%</b>
Receita Financeira	80.103	88.092	-9,1%
Despesa Financeira	(279.500)	(278.206)	0,5%
Variações Cambiais	(3)	(25)	-88,0%
<b>Resultado antes dos impostos</b>	<b>176.087</b>	<b>120.063</b>	<b>46,7%</b>
<b>IR/CS</b>	<b>(49.009)</b>	<b>(40.946)</b>	<b>19,7%</b>
<b>Lucro/Prejuízo Líquido</b>	<b>127.078</b>	<b>79.117</b>	<b>60,6%</b>