



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

Fortaleza, 24 de julho de 2024 – A Companhia Energética do Ceará (“Enel Distribuição Ceará” ou “Companhia”) anuncia os seus resultados do segundo trimestre de 2024 (“2T24”) e do primeiro semestre (“1S24”, “6M24”).

1

DESTAQUES

DESTAQUES DO PERÍODO

	2T24	2T23	Var. %	1T24	Var. % (1)	6M24	6M23	Var. % (2)
Receita Bruta (R\$ mil)	2.677.034	2.963.461	-9,7%	2.765.975	-3,2%	5.443.009	5.923.753	-8,1%
Receita Líquida (R\$ mil)	1.873.975	2.142.706	-12,5%	1.934.280	-3,1%	3.808.255	4.371.713	-12,9%
EBITDA (2) (R\$ mil)	443.123	433.617	2,2%	522.129	-15,1%	965.252	864.792	11,6%
Margem EBITDA (%)	23,65%	20,24%	3,41 p.p	26,99%	-3,34 p.p	25,35%	19,78%	5,57 p.p
Margem EBITDA ex-Receita de Construção	28,08%	23,84%	4,24 p.p	31,48%	-3,40 p.p	29,82%	23,93%	5,89 p.p
EBIT (3) (R\$ mil)	297.742	308.347	-3,4%	375.487	-20,7%	673.229	618.549	8,8%
Margem EBIT (%)	15,89%	14,39%	1,50 p.p	19,41%	-3,52 p.p	17,68%	14,15%	3,53 p.p
Lucro Líquido (R\$ mil)	67.343	69.616	-3,3%	127.078	-47,0%	194.421	148.733	30,7%
Margem Líquida	3,59%	3,25%	0,34 p.p	6,57%	-2,98 p.p	5,11%	3,40%	1,71 p.p
Margem Líquida ex-Receita de Construção	4,27%	3,83%	0,44 p.p	7,66%	-3,39 p.p	6,01%	4,11%	1,90 p.p
Volume de Energia - Venda e Transporte (GWh)*	3.383	3.236	4,5%	3.393	-0,3%	6.775	6.327	7,1%
CAPEX (R\$ mil)*	371.314	428.628	-13,4%	328.106	13,2%	699.420	919.053	-23,9%
DEC (12 meses)*	10,37	9,42	10,1%	10,12	2,5%	10,37	9,42	10,1%
FEC (12 meses)*	3,95	4,04	-2,2%	3,97	-0,5%	3,95	4,04	-2,2%
Índice de Arrecadação (12 meses)*	98,40%	98,45%	-0,05 p.p	97,62%	0,78 p.p	98,40%	98,45%	-0,05 p.p
Perdas de Energia (12 meses)*	17,73%	16,38%	1,35 p.p	17,33%	0,40 p.p	17,73%	16,38%	1,35 p.p
PMSO (4) / Consumidor*	82,30	82,43	-0,2%	73,45	12,0%	155,63	163,55	-4,8%

(1) Variação entre 2T24 e 2T23

(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**

	2T24	2T23	Var. %
Linhas de Distribuição (Km)	158.134	156.064	1,3%
Linhas de Transmissão (Km)	5.607	5.605	0,0%
Subestações (Unid.)	127	126	0,8%
Volume de Energia 12 meses (GWh)	13.489	12.770	5,6%
Marketshare no Brasil - Nº de Clientes (1)	4,73%	4,82%	-0,09 p.p
Marketshare no Brasil - Volume de Energia (2)	2,46%	2,48%	-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

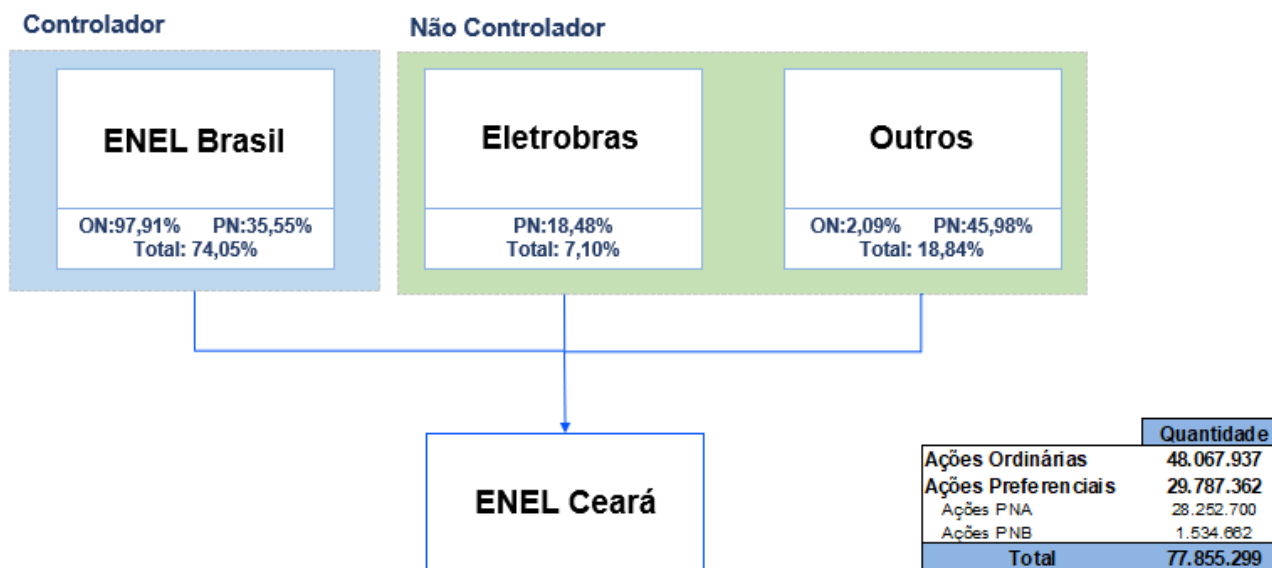


* Número de Habitantes de acordo com o último censo realizado em 2022 pelo IBGE.

** Valores não auditados pelos auditores independentes. Dados prévios referente ao 2T24.

Organograma Societário Simplificado

Posição em 30 de junho de 2024



3 DESEMPENHO OPERACIONAL

Mercado de Energia

NÚMERO DE CONSUMIDORES (UNIDADES)*

	2T24	2T23	Var. %	1T24	Var. % (1)	6M24	6M23	Var. % (2)
Mercado Cativo	4.268.400	4.253.995	0,3%	4.261.952	0,2%	4.268.400	4.253.995	0,3%
Residencial - Convencional	2.202.639	2.187.177	0,7%	2.157.657	2,1%	2.202.639	2.187.177	0,7%
Residencial - Baixa Renda	1.419.411	1.300.061	9,2%	1.444.072	-1,7%	1.419.411	1.300.061	9,2%
Industrial	5.690	5.742	-0,9%	5.744	-0,9%	5.690	5.742	-0,9%
Comercial	183.355	182.341	0,6%	183.045	0,2%	183.355	182.341	0,6%
Rural	403.829	527.780	-23,5%	418.720	-3,6%	403.829	527.780	-23,5%
Sector Público	53.476	50.894	5,1%	52.714	1,4%	53.476	50.894	5,1%
Clientes Livres	1.154	804	43,5%	1.040	11,0%	1.154	804	43,5%
Industrial	318	219	45,2%	283	12,4%	318	219	45,2%
Comercial	800	555	44,1%	721	11,0%	800	555	44,1%
Rural	25	20	25,0%	25	-	25	20	25,0%
Sector Público	11	10	10,0%	11	-	11	10	10,0%
Revenda	-	2	-100,0%	-	-	-	2	-100,0%
Subtotal - Consumidores Efetivos Faturados	4.269.554	4.254.801	0,3%	4.262.992	0,2%	4.269.554	4.254.801	0,3%

(1) Variação entre 2T24 e 2T23

A Companhia encerrou o 2T24 com uma ligeira alta de 0,3% em relação à quantidade de consumidores efetivos faturados registrados no 2T23. A alta observada no mercado cativo entre os períodos analisados está concentrada na classe residencial baixa renda.

O mercado livre, que segue em tendência de crescimento, apresentou um forte aumento de 43,5% em relação ao total de consumidores livres efetivos faturados no mesmo período do ano anterior, reflexo da migração de clientes do mercado cativo.

Venda e Transporte de Energia na Área de Concessão

VENDA E TRANSPORTE DE ENERGIA (GWH)*

	2T24	2T23	Var. %	1T24	Var. % (1)	6M24	6M23	Var. % (2)
Mercado Cativo	2.539	2.480	2,4%	2.625	-3,3%	5.164	4.889	5,6%
Clientes Livres	833	738	12,9%	759	9,7%	1.592	1.412	12,7%
Revenda	3	3	-	4	-25,0%	7	6	16,7%
Consumo Próprio	7	15	-53,3%	6	16,7%	13	19	-31,6%
Total - Venda e Transporte de Energia	3.383	3.236	4,5%	3.393	-0,3%	6.775	6.327	7,1%

(1) Variação entre 2T24 e 2T23

* Valores não auditados pelos auditores independentes. Dados prévios referente ao 2T24.

Mercado Cativo

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

	2T24	2T23	Var. %	1T24	Var. % (1)	6M24	6M23	Var. % (2)
Residencial - Convencional	921	913	0,9%	924	-0,3%	1.845	1.817	1,5%
Residencial - Baixa Renda	548	433	26,6%	561	-2,3%	1.109	812	36,6%
Industrial	88	110	-20,0%	95	-7,4%	183	219	-16,4%
Comercial	357	366	-2,5%	361	-1,1%	719	721	-0,3%
Rural	230	259	-11,2%	282	-18,4%	511	546	-6,4%
Setor Público	395	398	-0,8%	401	-1,5%	796	775	2,7%
Total - Venda de Energia no Mercado Cativo	2.539	2.480	2,4%	2.625	-3,3%	5.164	4.889	5,6%

(1) Variação entre 2T24 e 2T23

O mercado cativo totalizou 2.539 GWh no 2T24, aumento de 2,4% frente ao volume registrado no 2T23 (2.480 GWh), reflexo do aumento nas temperaturas, apesar do alto volume de chuvas do período. Na análise do acumulado do ano, o incremento foi de 5,6% em comparação ao 6M23, também justificado pelas condições climáticas abordadas acima e aumento no consumo em decorrência das altas temperaturas.

A classe Residencial Baixa Renda apresentou no 2T24 uma alta de 26,6% se comparado ao mesmo período de 2023 explicados pelo crescimento orgânico de consumidores e intensificação do cadastramento dos consumidores baixa renda. A classe Residencial Convencional também apresentou um pequeno aumento de 0,9% vis-à-vis o 2T23. No 6M24 o efeito foi mais forte na classe Residencial Baixa Renda, houve um incremento de 36,6% vis-à-vis 6M23 devido aos fatores já mencionados.

A classe industrial apresentou redução de 20,0% no 2T24 em comparação ao 2T23, explicada pelo aumento da migração desta classe para o mercado livre potencializado pela abertura aos clientes do grupo A, a partir de janeiro de 2024. A exemplo dos motivos que levaram a uma queda significativa das vendas do trimestre, no 6M24 a queda de 16,4% se deu pela migração ao mercado livre.

Na classe comercial, o 2T24 apresentou uma queda de 2,5% comparado ao mesmo período do ano anterior, explicada pelo aumento da migração desta classe para o mercado livre potencializado pela abertura aos clientes do grupo A. Já no 6M24 a queda foi de apenas -0,3% quando comparado 6M23.

O Setor Público registrou ligeira queda de 0,8% no 2T24 frente ao mesmo período do ano anterior.

Já a classe Rural registrou uma queda de 11,2% no 2T24 vis-à-vis o 2T23, atribuído parcialmente ao aumento no volume de chuvas em comparação ao ano anterior. No acumulado de 6M24 o consumo também reduziu frente o mesmo período do ano anterior em decorrência do mesmo motivo.

Clientes Livres

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

	2T24	2T23	Var. %	1T24	Var. % (1)	6M24	6M23	Var. % (2)
Industrial	527	484	8,9%	461	14,3%	987	917	7,6%
Comercial	270	221	22,2%	261	3,4%	531	431	23,2%
Rural	8	6	33,3%	8	-	16	11	45,5%
Setor Público	29	27	7,4%	29	-	58	54	7,4%
Total - Transporte de Energia para os Clientes Livres*	833	738	12,9%	759	9,7%	1.592	1.412	12,7%

(1) Variação entre 2T24 e 2T23

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 e um aquecimento econômico registrado principalmente da classe comercial.

* Valores não auditados pelos auditores independentes. Dados prévios referente ao 2T24.

Compra de Energia*

COMPRA DE ENERGIA (GWH)*

	2T24	2T23	Var. %	1T24	Var. % (1)	6M24	6M23	Var. % (2)
Central Geradora Termelétrica Fortaleza - CGTF	0	671	-100,0%	0	-	0	1.334	-100,0%
Angra 1 e 2	104	103	1,0%	104	-	207	205	1,0%
PROINFA	57	55	3,6%	55	3,6%	112	109	2,8%
Leilões e Quotas	2.729	2.152	26,8%	2.739	-0,4%	5.468	4.333	26,2%
Total - Compra de Energia s/ CCEE	3.044	3.182	-4,3%	3.053	-0,3%	6.098	6.389	-4,6%
Liquidação na CCEE	283	(29)	<-100,0%	375	-24,5%	659	(151)	<-100,0%
Total - Compra de Energia	3.328	3.153	5,6%	3.429	-2,9%	6.756	6.238	8,3%

(1) Variação entre 2T24 e 2T23

Balanco de Energia*

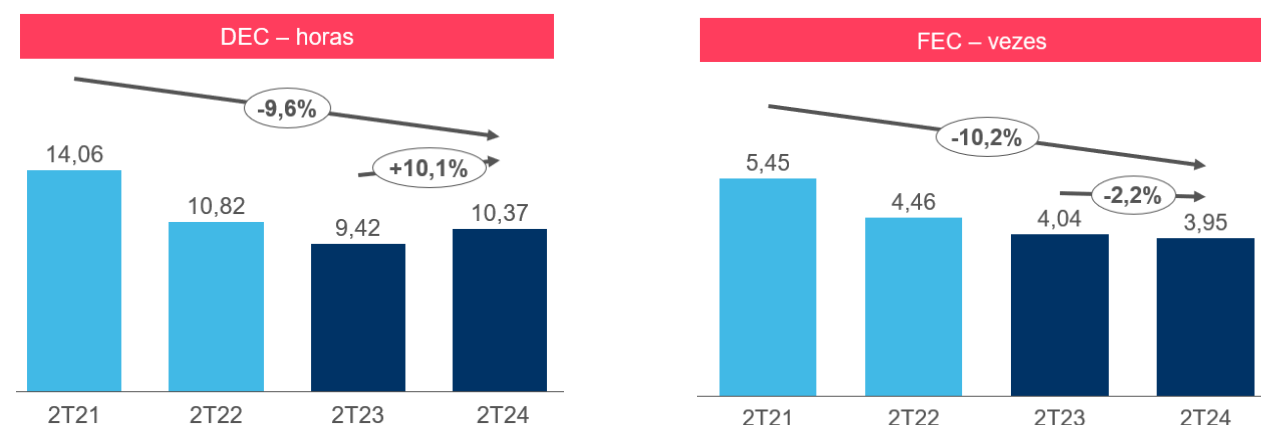
BALANÇO DE ENERGIA*

	2T24	2T23	Var. %	1T24	Var. % (1)	6M24	6M23	Var. % (2)
Energia requerida (GWh)	4.355	4.002	8,8%	4.405	-1,1%	8.760	7.901	10,9%
Energia distribuída (GWh)	3.597	3.374	6,6%	3.626	-0,8%	7.223	6.602	9,4%
Mercado Cativo	2.760	2.633	4,8%	2.864	-3,6%	5.624	5.183	8,5%
Mercado Livre	837	741	13,0%	762	9,8%	1.599	1.419	12,7%
Perdas na Distribuição - Sistema Coelce (GWh)	759	627	21,1%	779	-2,6%	1.537	1.299	18,3%
Perdas na Distribuição - Sistema Coelce (%)	17,42%	15,68%	1,74 p.p	17,68%	-0,26 p.p	17,55%	16,44%	1,11 p.p

(1) Variação entre 2T24 e 2T23

Indicadores Operacionais

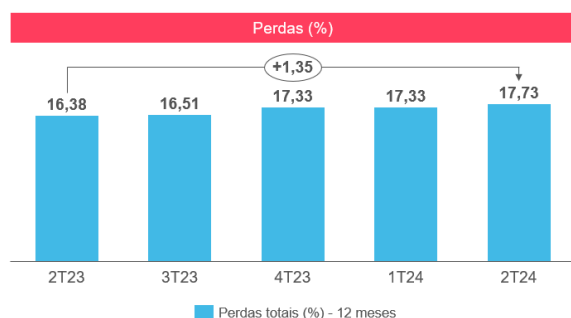
Qualidade do Fornecimento*



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 2T24 o DEC apresentou uma alta de 10,1% 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 se comparado ao período de chuvas mais amenas em 2023. Já o FEC apresentou uma redução no 2T24, ficando 2,2% abaixo do mesmo período do ano anterior.

* Valores não auditados pelos auditores independentes. Dados prévios referente ao 2T24.

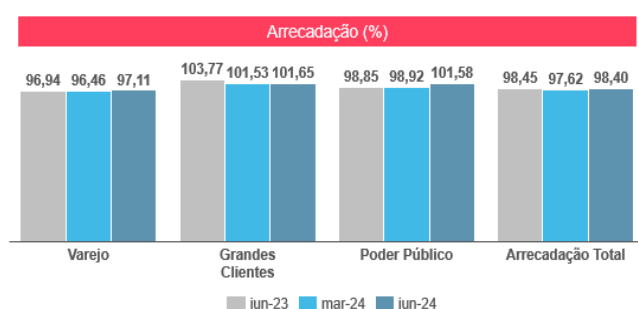
Disciplina de Mercado – Perdas ^{(3) (4)}



As perdas de energia TAM – Taxa Anual Móvel (acumulada em 12 meses) alcançaram 17,73% no 2T24, um aumento de 1,35 p.p. em relação às perdas registradas em 2T23, de 16,38%. Essa variação é atribuída ao aumento da energia injetada, decorrente das altas temperaturas, acarretando, principalmente, em maiores níveis de perdas técnicas. Contudo, o plano de combate às 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/autoreligados ou sem contrato ativo (operações do ciclo comercial), além do mapeamento e conexão consumidores clandestinos. Com essas ações de recuperação de energia obteve-se um incremento no mercado faturado de 80 GWh de energia no segundo trimestre de 2024.

Arrecadação³



Em relação ao indicador de arrecadação, o total apurado no 2T24 ficou acima do percentual registrado no 1T24 e praticamente estável se comparado ao mesmo período do ano anterior.

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.

³ Valores não auditados pelos auditores independentes. Dados prévios referente ao 2T24

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

DESEMPENHO ECONÔMICO - FINANCEIRO

Receita Operacional Líquida

RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA (R\$ MIL)

	2T24	2T23	Var. %	1T24	Var. % (1)	6M24	6M23	Var. % (2)
Fornecimento de Energia Elétrica	2.063.722	2.006.179	2,9%	2.122.605	-2,8%	4.186.327	3.948.777	6,0%
(-) DIC/FIC/DMIC/DICRI sobre TUSD Consumidores cativos e livres	(20.544)	(14.154)	45,1%	(16.743)	22,7%	(37.287)	(27.149)	37,3%
Subvenção baixa renda	127.144	100.743	26,2%	127.708	-0,4%	254.852	192.185	32,6%
Subvenção de recursos da CDE	67.554	34.701	94,7%	92.945	-27,3%	160.499	104.899	53,0%
Fornecimento de Energia Elétrica - Mercado Cativo	2.237.876	2.127.469	5,2%	2.326.515	-3,8%	4.564.391	4.218.712	8,2%
Ativos e passivos financeiros setoriais	(122.602)	177.983	<-100,0%	(110.764)	10,7%	(233.366)	320.803	<-100,0%
Receita de uso da rede elétrica - consumidores livres - revenda	153.025	127.902	19,6%	137.545	11,3%	290.570	250.144	16,2%
Receita de construção	296.112	323.919	-8,6%	275.489	7,5%	571.601	757.238	-24,5%
Venda de Energia Excedente - MVE	-	-	-	-	-	-	-	-
Marcação a mercado de ativo indenizável	69.370	149.932	-53,7%	93.261	-25,6%	162.631	265.482	-38,7%
Outras receitas	43.253	56.256	-23,1%	43.929	-1,5%	87.182	111.374	-21,7%
Total - Receita Operacional Bruta	2.677.034	2.963.461	-9,7%	2.765.975	-3,2%	5.443.009	5.923.753	-8,1%
ICMS	(421.633)	(396.405)	6,4%	(425.642)	-0,9%	(847.275)	(767.871)	10,3%
COFINS - corrente	(147.008)	(181.135)	-18,8%	(153.355)	-4,1%	(300.363)	(339.232)	-11,5%
PIS - corrente	(31.916)	(39.325)	-18,8%	(33.294)	-4,1%	(65.210)	(73.649)	-11,5%
ISS	(1.657)	(1.689)	-1,9%	(1.770)	-6,4%	(3.427)	(3.374)	1,6%
Total - Tributos	(602.214)	(618.554)	-2,6%	(614.061)	-1,9%	(1.216.275)	(1.184.126)	2,7%
Eficiência energética, P&D, FNDCT e EPE	(14.960)	(16.446)	-9,0%	(15.426)	-3,0%	(30.386)	(33.012)	-8,0%
Conta de Desenvolvimento Energético - CDE	(183.783)	(183.566)	0,1%	(199.693)	-8,0%	(383.476)	(330.332)	16,1%
Encargos do consumidor - CCRBT	573	434	32,0%	109	>100,0%	682	744	-8,3%
Taxa de Fiscalização dos Serviços de Energia Elétrica - TFSEE	(2.675)	(2.623)	2,0%	(2.624)	1,9%	(5.299)	(5.314)	-0,3%
Total - Encargos Setoriais	(200.845)	(202.201)	-0,7%	(217.634)	-7,7%	(418.479)	(367.914)	13,7%
Total - Deduções da Receita	(803.059)	(820.755)	-2,2%	(831.695)	-3,4%	(1.634.754)	(1.552.040)	5,3%
Total - Receita Operacional Líquida	1.873.975	2.142.706	-12,5%	1.934.280	-3,1%	3.808.255	4.371.713	-12,9%

(1) Variação entre 2T24 e 2T23

A receita operacional líquida da Enel Distribuição Ceará apresentou uma queda de 12,5% no 2T24 vis-à-vis o 2T23. Excluindo o efeito da receita de construção, a receita operacional líquida da Companhia, no 2T24, atingiu o montante de R\$ 1.577,9 milhões, queda de R\$ 240,9 milhões em relação ao 2T23, cujo montante foi de R\$ 1.818,8 milhões. A redução da receita operacional líquida é resultado dos seguintes efeitos:

- Queda dos ativos e passivos financeiros setoriais líquidos, em R\$ 300,6 milhões relacionado principalmente a maior cobertura tarifária em comparação ao custo de energia efetivamente incorrido no 2T24 vs. 2T23, além do aumento do volume de energia comprado no mercado curto prazo a um PLD inferior ao custo médio dos contratos da Companhia.
- Queda na rubrica de marcação a mercado de ativo indenizável no total de R\$ 80,6 milhões, devido a redução pelo efeito positivo não recorrente da revisão tarifária em 2023 compensado parcialmente pelo aumento da inflação no período de comparação

Compensado parcialmente pelos seguintes fatores:

- Incremento de R\$ 57,5 milhões na rubrica de Fornecimento de Energia Elétrica em relação ao 2T23, devido a um maior consumo registrado no período e maiores temperaturas.
- Aumento de R\$ 32,9 milhões na rubrica subvenção de recursos da CDE no 2T24 frente ao mesmo período de 2023 devido ao aumento das cotas mensais de acordo com as resoluções homologatórias de subsídio CDE, bem como também o menor descasamento entre os valores recebidos versus faturados no novo ciclo tarifário.
- Aumento de R\$ 26,4 milhões na rubrica subvenção baixa renda no 2T24 frente ao mesmo período de 2023.
- Aumento de R\$ 25,1 milhões na receita de uso da rede elétrica (consumidores livres-revenda), parcialmente explicado pelo aumento do consumo e migração nesta classe;

No acumulado dos seis primeiros meses do ano, a receita operacional líquida da Enel Distribuição Ceará apresentou uma queda de 12,9% em relação ao 6M23. Excluindo o efeito da receita de construção, a receita operacional líquida da Companhia, no 6M23, atingiu o montante de R\$ 3.236,7 milhões, redução de R\$ 377,8 milhões em relação ao 6M22, cujo montante foi de R\$ 3.614,5 milhões. A queda da receita operacional líquida é resultado dos seguintes efeitos:

- Queda de R\$ 554,2 milhões na rubrica de ativo e passivo financeiro setorial relacionada principalmente a maior cobertura tarifária em comparação ao custo de energia efetivamente incorrido no 6M24 vs. 6M23, além do aumento do volume de energia comprado no mercado curto prazo a um PLD inferior ao custo médio dos contratos da Companhia.
- Declínio na rubrica de marcação a mercado de ativo indenizável no total de R\$ 102,9 milhões devido a redução pelo efeito positivo não recorrente da revisão tarifária em 2023 compensado parcialmente pelo aumento da inflação no período de comparação;
- Queda na rubrica outras receitas no valor de R\$ 24,2 milhões;

Compensado parcialmente pelos seguintes fatores:

- Incremento de R\$ 237 milhões na rubrica de Fornecimento de Energia Elétrica em relação ao 6M23, devido a um maior consumo registrado no período tendo em vista o aumento nas temperaturas.
- Aumento de R\$ 40,4 milhões na receita de uso da rede elétrica (consumidores livres-revenda), parcialmente explicado pelo aumento da migração dos clientes cativos para essa classe;
- Aumento de R\$ 32,1 milhões no total de tributos no 6M24 em relação ao mesmo período do ano anterior, principalmente na linha de ICMS incidente nas contas de energia elétrica (redução de R\$ 79,4 milhões);
- Aumento de R\$ 55,6 milhões na rubrica subvenção de recursos da CDE no 6M24 frente ao mesmo período de 2023 devido a variação relacionada ao aumento 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.
- Aumento de R\$ 62,7 milhões na rubrica subvenção baixa renda no 6M24 frente ao mesmo período de 2023.

Custos e Despesas Operacionais

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

	2T24	2T23	Var. %	1T24	Var. % (1)	6M24	6M23	Var. % (2)
Custos e despesas não gerenciáveis								
Energia elétrica comprada para revenda	(580.317)	(847.542)	-31,5%	(616.754)	-5,9%	(1.197.071)	(1.668.279)	-28,2%
Encargos do uso do sistema de transmissão	(219.032)	(205.403)	6,6%	(224.895)	-2,6%	(443.927)	(413.387)	7,4%
Total - Não gerenciáveis	(799.349)	(1.052.945)	-24,1%	(841.649)	-5,0%	(1.640.998)	(2.081.666)	-21,2%
Custos e despesas gerenciáveis								
Pessoal	(50.566)	(51.739)	-2,3%	(29.775)	69,8%	(80.341)	(93.151)	-13,8%
Material e Serviços de Terceiros	(174.754)	(205.714)	-15,1%	(184.977)	-5,5%	(359.731)	(411.323)	-12,5%
Depreciação e Amortização	(145.381)	(125.270)	16,1%	(146.642)	-0,9%	(292.023)	(246.243)	18,6%
Custo na desativação de bens	(1.920)	2.350	<-100,0%	(1.233)	55,7%	(3.153)	(5.047)	-37,5%
Prov. para Créditos de Liquidação Duvidosa	(45.210)	(45.982)	-1,7%	(52.125)	-13,3%	(97.335)	(96.051)	1,3%
Custo de Construção	(296.112)	(323.919)	-8,6%	(275.489)	7,5%	(571.601)	(757.238)	-24,5%
Provisão para riscos fiscais, cíveis e trabalhistas	(33.475)	(24.651)	35,8%	(13.036)	>100,0%	(46.511)	(33.229)	40,0%
Perda de recebíveis de clientes	(8.046)	(6.190)	30,0%	(5.608)	43,5%	(13.654)	(11.622)	17,5%
Receita de multas por impuntualidade de clientes	17.917	16.159	10,9%	19.321	-7,3%	37.238	32.912	13,1%
Outras Receitas/Despesas Operacionais	(39.337)	(16.458)	>100,0%	(27.580)	42,6%	(66.917)	(50.506)	32,5%
Total - Gerenciáveis	(776.884)	(781.414)	-0,6%	(717.144)	8,3%	(1.494.028)	(1.671.498)	-10,6%
Total - Custos do Serviço e Despesa Operacional	(1.576.233)	(1.834.359)	-14,1%	(1.558.793)	1,1%	(3.135.026)	(3.753.164)	-16,5%

(1) Variação entre 2T24 e 1T24

Os custos e despesas operacionais no 2T24 em relação ao 2T23 apresentaram uma queda de 14,1% ou R\$ 258,1 milhões. Excluindo-se o efeito do custo de construção, os custos e despesas operacionais da Companhia no trimestre alcançaram o montante de R\$ 1.280,1 milhões, queda de 15,2% ou R\$ 230,3 milhões vis-à-vis o mesmo período no ano anterior, de R\$ 1.510,4 milhões.

- As despesas gerenciáveis ficaram estáveis no trimestre. Excluindo o efeito do custo de construção houve um aumento nos custos e despesas gerenciáveis de R\$ 23,3 milhões, explicado parcialmente pelo:

(i) aumento de R\$ 20,1 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\$ 8,8 milhões em Provisão para Riscos Fiscais, Cíveis e Trabalhistas decorrente de um volume maior de ações cíveis no período; (iii) aumento de R\$22,9 milhões na rubrica de Outras Receitas Despesas Operacionais parcialmente afetada pelo aumento nas penalidade por variação de tensão e violações de prazos e multas por devolução em dobro.

Compensado parcialmente por

queda de R\$ 30,9 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.

- Já as despesas não-gerenciáveis apresentaram uma queda de 24,1%, equivalente a R\$253,6 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.

No acumulado do ano, os custos e despesas operacionais apresentaram uma queda de 16,5% em comparação ao 6M23. Excluindo-se o efeito do custo de construção, os custos e despesas operacionais da Companhia no 6M24 alcançaram o montante de R\$ 2.563,4 milhões, redução de 12,5% ou R\$ 432,5 milhões em relação ao registrado no mesmo período no ano anterior, de R\$ 2.995,9 milhões.

- As despesas gerenciáveis apresentaram uma queda de R\$ 177,5 milhões (excluindo o efeito do custo de construção, houve um aumento nos custos e despesas gerenciáveis de R\$ 8,2 milhões). Esse incremento é explicado principalmente pelo:

(i) aumento de R\$ 13,3 milhões na linha de provisões para riscos fiscais, cíveis e trabalhista decorrente de um volume maior de ações no período, principalmente devido ao aumento das ações cíveis; (ii) aumento de R\$ 16,4 milhões na linha de outras despesas / receitas operacionais parcialmente afetada pelo aumento nas penalidades por variação de tensão e violações de prazos e multas por devolução

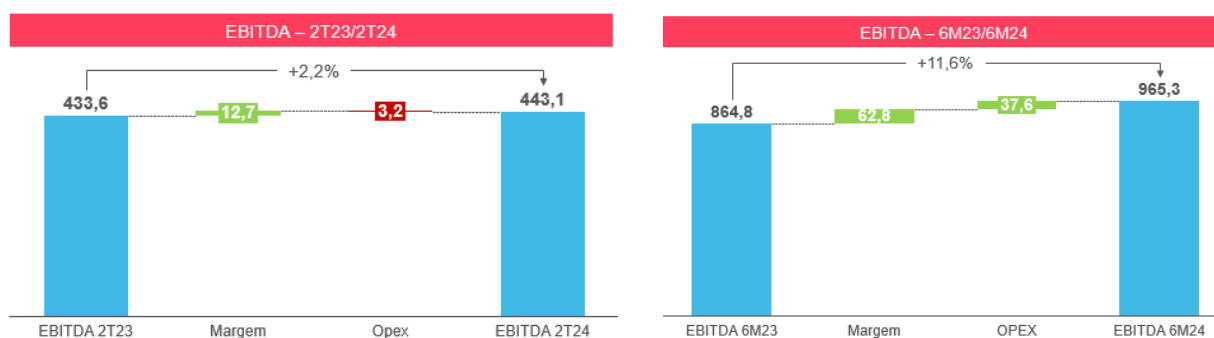
em dobro. (iii) Aumento de R\$ 45,8 milhões na linha de depreciação e amortização relacionado ao incremento na base de ativos da Companhia, em decorrência da revisão tarifária

Compensado parcialmente por

(i) redução de R\$ 12,8 milhões na despesa 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; (ii) queda de R\$ 51,6 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

- No 6M24 houve uma queda nos custos e despesas não-gerenciáveis de R\$ 440,7 milhões em comparação ao mesmo período do ano anterior. Esse declínio robusto de 21,2%, está diretamente relacionado ao fim do contrato 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 2T24 atingiu o montante de R\$ 443,1 milhões, 2,2% acima do registrado no mesmo período do ano anterior, o que representa uma alta de R\$9,5 milhões. A margem EBITDA da Companhia no 2T24 foi de 23,6%, um aumento de 3,4 p.p. em relação ao mesmo período do ano anterior. A margem EBITDA ex-receita de construção da Companhia trimestre foi de 28,1%, o que representa uma alta de 4,2 p.p. em relação ao 2T23.

Seguindo na mesma linha, o EBITDA da Enel Ceará no 6M23 atingiu o montante de R\$ 965,3 milhões, o que representa um incremento de R\$ 100,5 milhões em relação ao 6M23. A margem EBITDA da Companhia em 2023 foi de 25,3%, uma alta de 5,6 p.p. em relação ao mesmo período de 2023. A margem EBITDA ex-receita de construção da Companhia no semestre foi de 29,8%, representa uma alta de 5,9 p.p. vis-à-vis o 6M23.

Resultado Financeiro

RESULTADO FINANCEIRO (R\$ MIL)

	2T24	2T23	Var. %	1T24	Var. % (1)	6M24	6M23	Var. % (2)
Receitas Financeiras								
Renda de aplicação financeira	4.686	6.455	-27,4%	2.620	78,9%	7.306	19.429	-62,4%
Juros e atualização monetária sobre impuntualidade de clientes	14.962	16.479	-9,2%	14.371	4,1%	29.333	33.774	-13,1%
Variação monetária de ativos e passivos setoriais	12.449	(2.245)	<-100,0%	26.154	-52,4%	38.603	41.043	-5,9%
Instrumento financeiro derivativo - hedge/swap	(27.470)	1.191	<-100,0%	31.665	<-100,0%	4.195	9.229	-54,5%
Dívida - Marcação a mercado	54.168	7.289	>100,0%	3.150	>100,0%	57.318	14.184	>100,0%
Outras receitas financeiras	966	1.705	-43,3%	4.711	-79,5%	5.677	4.860	16,8%
(-) Crédito de PIS/COFINS sobre receita financeira	(1.712)	(1.115)	53,5%	(2.568)	-33,3%	(4.280)	(4.668)	-8,3%
Total - Receitas Financeiras	58.049	29.759	95,1%	80.103	-27,5%	138.152	117.851	17,2%
Despesas financeiras								
Variações monetárias de Dívidas e debêntures	(10.395)	(22.729)	-54,3%	(32.129)	-67,6%	(42.524)	(61.379)	-30,7%
Encargos de Dívidas e debêntures	(135.907)	(111.048)	22,4%	(131.481)	3,4%	(267.388)	(210.497)	27,0%
Marcação a mercado de Dívida	-	(7.520)	-100,0%	-	-	-	(13.167)	-100,0%
Encargos fundo de pensão	(2.614)	(2.138)	-22,3%	(2.615)	-0,0%	(5.229)	(4.276)	22,3%
Variação monetária de ativos e passivos setoriais	(8.410)	(5.810)	44,8%	(27.499)	-69,4%	(35.909)	(46.797)	-23,3%
Atualização de provisões para riscos tributários, cíveis e trabalhistas	(11.134)	(25.606)	-56,5%	(10.179)	9,4%	(21.313)	(38.886)	-45,2%
Instrumento financeiro derivativo - hedge/swap	(39.276)	(43.879)	-10,5%	(45.389)	-13,5%	(84.665)	(95.674)	-11,5%
Atualizações de impostos, P&D/PEE	(39.281)	(2.547)	>100,0%	(4.214)	>100,0%	(43.495)	(11.156)	>100,0%
Outras despesas financeiras	(5.956)	(12.232)	-51,3%	(25.994)	-77,1%	(31.950)	(29.883)	6,9%
Total - Despesas Financeiras	(252.973)	(233.509)	8,3%	(279.500)	-9,5%	(532.473)	(511.715)	4,1%
Variações Cambiais	(366)	1.039	<-100,0%	(3)	>100,0%	(369)	1.014	<-100,0%
Variações cambiais - Empréstimos	(94.108)	80.904	<-100,0%	(28.865)	>100,0%	(122.973)	109.084	<-100,0%
Variações cambiais - Instrumentos Financeiros de Hedge	94.106	(79.601)	<-100,0%	28.845	>100,0%	122.951	(108.675)	<-100,0%
Outras Variações Cambiais	(364)	(264)	37,9%	17	<-100,0%	(347)	605	<-100,0%
Total - Receitas e Despesas Financeiras	(195.292)	(202.712)	-3,7%	(199.400)	-2,1%	(394.692)	(392.851)	0,5%

(1) Variação entre 2T24 e 2T23

O Resultado Financeiro Líquido da Companhia encerrou o 2T24 com uma despesa líquida de R\$ 195,3 milhões, representando uma queda de R\$ 7,4 milhões em relação ao mesmo trimestre do ano anterior. Essa variação é explicada por:

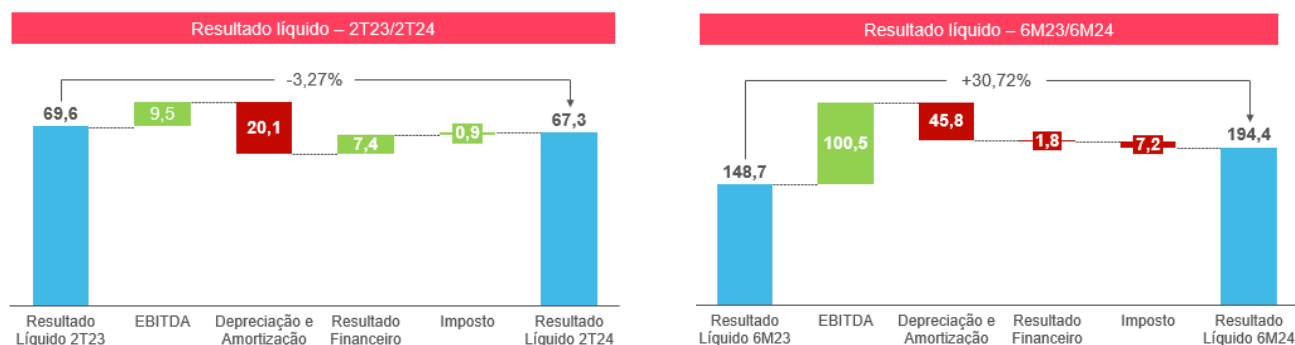
- Redução de despesa líquida no montante de R\$ 16,5 milhões referente as rubricas de dívida (instrumento financeiro derivativo, variação monetária de dívidas e debêntures, encargos de dívidas e debêntures, dívida – marcação a mercado, variações cambiais – empréstimos e instrumentos financeiros de hedge) devido, principalmente, à redução do volume de dívida e de CDI (10,89% 2T24 vs. 13,65% 2T23) e IPCA (2,48% 2T24 vs. 2,87% 2T23) entre os períodos analisados;
- Redução de despesa líquida no montante de R\$ 12,0 milhões na rubrica de atualização de ativos e passivos financeiros setoriais;

Este efeito foi parcialmente compensado pelo:

- Redução de R\$ 1,7 milhões na rubrica de renda de aplicação financeira;

No acumulado do ano, o resultado financeiro apresentou uma despesa líquida de R\$ 394,7 milhões, montante ligeiramente superior ao valor registrado em 2023 (R\$ 1,8 milhões).

Resultado Líquido



O resultado líquido da Enel Ceará foi positivo em R\$ 67,3 milhões no 2T24, representando uma ligeira queda de R\$ 2,3 milhões em relação ao 2T23, explicado principalmente pelo crescimento da linha de depreciação e amortização que está relacionado ao incremento na base de ativos da Companhia, em decorrência da revisão tarifária.

No acumulado dos 6 primeiros meses de 24, o resultado líquido da Enel Ceará foi positivo em R\$ 194,4 milhões, representando um aumento de R\$ 45,7 milhões em relação ao 6M23, explicado principalmente pela melhora do EBITDA.

Endividamento

INDICADORES DE ENDEVIMENTO

	2T24	2T23	Var. %	1T24	Var. % (1)	6M24	6M23	Var. %
Dívida bruta (R\$ mil)	5.317.043	6.136.979	-13,4%	5.907.181	-10,0%	5.317.043	6.136.979	-13,4%
Dívida com Terceiros	3.321.132	5.320.353	-37,6%	4.432.290	-25,1%	3.321.132	5.320.353	-37,6%
Dívida Intercompany	1.995.911	816.626	>100,0%	1.474.891	35,3%	1.995.911	816.626	>100,0%
(-) Caixa, Equivalentes e Aplicações Financ. (R\$ mil)	279.986	750.587	-62,7%	139.017	>100,0%	279.986	750.587	-62,7%
Dívida líquida (R\$ mil)	5.037.057	5.386.392	-6,5%	5.768.164	-12,7%	5.037.057	5.386.392	-6,5%
Dívida Bruta / EBITDA Ajustado (2)*	2,51	3,34	-24,9%	2,81	-10,8%	2,51	3,34	-24,9%
Dívida Líquida / EBITDA Ajustado (2)*	2,38	2,93	-19,0%	2,75	-13,5%	2,38	2,93	-19,0%
Dívida bruta / (Dívida bruta + PL)	0,52	0,60	-13,9%	0,58	-10,6%	0,52	0,60	-13,9%
Dívida líquida / (Dívida líquida + PL)	0,50	0,57	-11,5%	0,57	-12,0%	0,50	0,57	-11,5%

(1) Variação entre 2T24 e 1T24

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

A dívida bruta da Companhia encerrou 2T24 em R\$ 5.317 milhões, uma redução de R\$ 820 milhões em relação ao mesmo período do ano anterior. A variação da dívida bruta deve-se, basicamente, por amortizações e pagamento de encargos ocorridos entre os períodos comparados, que alcançaram respectivamente R\$ 1.970 milhões e R\$ 652 milhões, parcialmente compensados por novas captações de dívidas para refinanciamento, investimentos e capital de giro no montante de R\$ 1.126 milhões, em conjunto com apropriação de juros e correção monetária no montante de R\$ 699 milhões. Adicionalmente, a Companhia reconheceu no período ajuste positivo relacionado aos SWAPs de dívidas vigentes no valor de R\$ 23 milhões.

A Companhia encerrou 2T24 com o custo médio da dívida no período de 12,04% a.a.

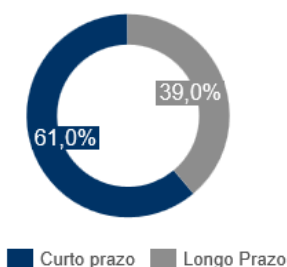
Colchão de Liquidez

Para se precaver de qualquer necessidade emergencial de caixa, a Companhia mantém limites abertos de conta garantida para utilização em operações de curto prazo, cujo montante em 30 de junho de 2024 é de R\$ 500 milhões. Adicionalmente, a Companhia possui autorização da Aneel para a realização de mútuo com partes relacionadas, conforme Despachos 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.

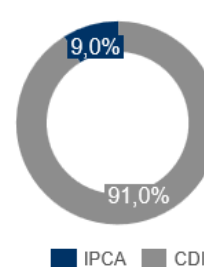
Abertura da Dívida Bruta - CP e LP
Posição Final em jun/24



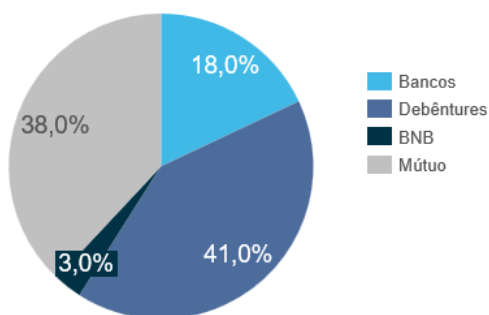
Abertura da Dívida Bruta - Moedas
Posição Final em jun/24



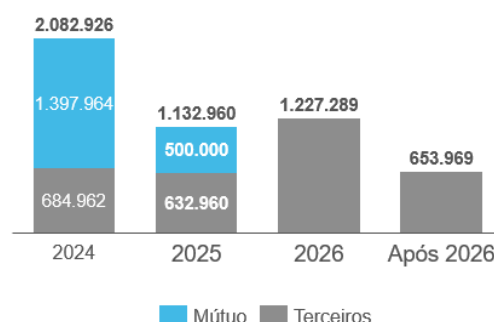
Abertura da Dívida Bruta - Indexadores
Posição Final em jun/24



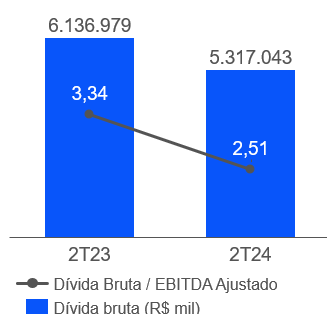
Abertura da Dívida Bruta - Credor
Posição Final em jun/24



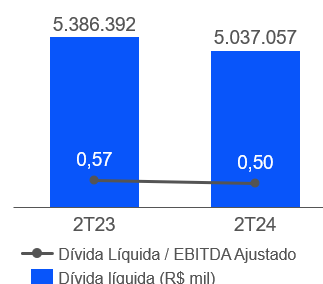
Curva de Amortização de saldo de dívida com SWAP (R\$ Mil)
Posição Final em jun/24



Dívida Bruta (R\$ Mil) e Dívida Bruta / EBITDA (Vezez)
Evolução 2T23 - 2T24



Dívida Líquida (R\$ Mil) e Alavancagem (Vezez)
Evolução 2T23 - 2T24



Investimentos¹

INVESTIMENTOS (R\$ MIL)*

	2T24	2T23	Var. %	1T24	Var. % (1)	6M24	6M23	Var. % (2)
Manutenção	144.734	128.064	13,0%	83.161	74,0%	227.895	230.562	-1,2%
Crescimento	31.793	38.560	-17,5%	14.235	>100,0%	46.028	107.808	-57,3%
Novas Conexões	194.786	262.004	-25,7%	230.710	-15,6%	425.496	580.684	-26,7%
Financiado pela Companhia	371.314	428.628	-13,4%	328.106	13,2%	699.420	919.053	-23,9%
Financiado pelo Cliente	2.299	-	-	6.431	-64,3%	8.730	-	-
Total	373.613	428.628	-12,8%	334.537	11,7%	708.150	919.053	-22,9%

(1) Variação entre 2T24 e 1T24;

No 2T24 a Companhia investiu R\$ 373,6 milhões, montante 12,8% inferior ao mesmo período do ano anterior. Desse total, R\$ 196,9 milhões foram alocados principalmente em novas conexões, R\$ 144,7 milhões foram direcionados para manutenção com destaque para manutenção corretiva e R\$ 31,7 milhões para crescimento, com foco no programa de redução de perdas.

No acumulado do ano o montante total investido atingiu R\$708,2 milhões, queda de 22,9% frente o mesmo período de 2023. Parte da queda é relacionada a um menor volume de obras em 2024, já que em 2023 foi saneado o backlog de obras, e 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 em 24 de abril, 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

¹ Valores não auditados pelos auditores independentes. Dados prévios referente ao 1T24

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.

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.

5 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 e seguro de energia, cidadania, além de geração de renda e empregabilidade, ambos alinhados aos compromissos de sustentabilidade e à estratégia de negócio do Grupo Enel no Brasil.

Dessa forma, ao final do segundo trimestre de 2024, a Enel Distribuição Ceará acumulou o investimento de R\$ 6,2 milhões, e beneficiou 138.826 pessoas, por meio de 78 iniciativas. Como destaque do período, relacionamos algumas ações realizadas pelo programa social Enel Compartilha:

Ecoenel - ODS 07

Como destaque, durante o mês de maio, foram ministradas 04 palestras de Educação Ambiental em escolas públicas e projetos de esporte e lazer, que recebem investimento social por parte da Enel. O objetivo desta ação é despertar, de forma lúdica, a consciência ambiental por meio da coleta seletiva em crianças e adolescentes. No segundo trimestre de 2024, o programa Ecoenel já arrecadou, em 08 municípios, mais de 663 toneladas de recicláveis, beneficiando 721 novos clientes com bônus de R\$ 202 mil em descontos na conta de energia. Esses resultados equivalem à captura de 2 mil toneladas de CO2, preservação de 5.631 árvores e economia de energia estimada de 2,8 mil MWh.

Enel Compartilha Eficiência - Troca de Geladeiras - ODS 07

O programa Enel Compartilha Eficiência tem como foco possibilitar adequação da conta de energia ao orçamento de famílias de baixa renda através da troca de refrigeradores antigos por modelos novos com o selo A do PROCEL. Durante a troca das geladeiras, também é realizada a troca de lâmpadas fluorescentes e incandescentes por lâmpadas LED, mais econômicas e eficientes. Como destaque, no segundo trimestre do ano, o programa da realizou 15 eventos, sendo: 09 eventos para troca de 326 geladeiras e 06 ações de uso consciente e seguro da energia elétrica. A ações aconteceram nos municípios de Caucaia, Fortaleza, Itarema, Juazeiro do Norte e Maracanaú, beneficiando 2.896 pessoas, além de realizar a troca de 987 lâmpadas.

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 por meio 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 Itapipoca, formou a quarta turma do projeto. Ao todo, 23 mulheres foram capacitadas no curso de Eletricista de Rede de Baixa Tensão. O curso, ministrado pelo SENAI, tem a duração de aproximadamente dois meses, totalizando 376 horas, entre teoria e prática. Durante o primeiro semestre de 2024, a Enel Distribuição Ceará formou 45 mulheres em eletricistas.

Indicadores

	2T24	2T23
Colaboradores próprios (unit)	1.771	1.540
Colaboradores terceirizados (unit)	9.401	9.888
% de mulheres na Empresa	16,2%	18,3%
% de mulheres em cargos de liderança (1)*	20,7%	21,8%
Média de horas de treinamento por empregado (horas)	24,91	22,18
Taxa de Rotatividade (2)*	11,4%	2,6%
Número de membros no conselho (unit)	9	8
Número de membros independentes no conselho (unit)	2	2
% de mulheres no conselho	22,2%	12,5%
Beneficiados pelos projetos sociais	138.826	262.047
Resíduos perigosos enviados para recuperação	94%	100%
Resíduos não perigosos enviados para recuperação	82%	81%
Avaliação de fornecedores ambientais (3)*	3	2
Realização de ECoS Ambiental (4)*	1	-

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

(3) Meta 2024 - 5; (4) Meta 2024 - 1

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:

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

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 junho 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 patamar 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	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)

	2T24	2T23	Var. %	6M24	6M23	Var. %
Receita Operacional Bruta	2.677.034	2.963.461	-9,7%	5.443.009	5.923.753	-8,1%
Fornecimento de Energia - Mercado Cativo	2.237.876	2.127.469	5,2%	4.564.391	4.218.712	8,2%
CVA	-122.602	177.983	<-100,0%	-233.366	320.803	<-100,0%
Receita de uso da rede elétrica - consumidores livres	153.025	127.902	19,6%	290.570	250.144	16,2%
Receita de Construção	296.112	323.919	-8,6%	571.601	757.238	-24,5%
Outras Receitas	112.623	206.188	-45,4%	249.813	376.856	-33,7%
Deduções da Receita Operacional	(803.059)	(820.755)	-2,2%	(1.634.754)	(1.552.040)	5,3%
Receita Operacional Líquida	1.873.975	2.142.706	-12,5%	3.808.255	4.371.713	-12,9%
Custo do Serviço de Energia Elétrica	(799.349)	(1.052.945)	-24,1%	(1.640.998)	(2.081.666)	-21,2%
Energia elétrica comprada para revenda e despesas da CCEE	(580.317)	(847.542)	-31,5%	(1.197.071)	(1.668.279)	-28,2%
Encargos de conexão e uso da rede	(219.032)	(205.403)	6,6%	(443.927)	(413.387)	7,4%
Custo/Despesa Operacional	(776.884)	(781.414)	-0,6%	(1.494.028)	(1.671.498)	-10,6%
Pessoal	(50.566)	(51.739)	-2,3%	(80.341)	(93.151)	-13,8%
Material e Serviços de terceiros	(174.754)	(205.714)	-15,1%	(359.731)	(411.323)	-12,5%
Depreciação e amortização	(145.381)	(125.270)	16,1%	(292.023)	(246.243)	18,6%
Provisões	(78.685)	(70.633)	11,4%	(143.846)	(129.280)	11,3%
Custo de construção	(296.112)	(323.919)	-8,6%	(571.601)	(757.238)	-24,5%
Outros	7.951	12.319	-35,5%	20.431	16.243	25,8%
Outras receitas/despesas operacionais	(39.337)	(16.458)	>100,0%	(66.917)	(50.506)	32,5%
EBITDA	443.123	433.617	2,2%	965.252	864.792	11,6%
EBIT	297.742	308.347	-3,4%	673.229	618.549	8,8%
Resultado Financeiro	(195.292)	(202.711)	-3,7%	(394.690)	(392.850)	0,5%
Receita Financeira	58.049	29.759	95,1%	138.152	117.851	17,2%
Despesa Financeira	(252.973)	(233.509)	8,3%	(532.473)	(511.715)	4,1%
Variações Cambiais	(366)	1.039	<-100,0%	(369)	1.014	<-100,0%
Resultado antes dos impostos	102.450	105.636	-3,0%	278.539	225.699	23,4%
IR/CS	(35.109)	(36.020)	-2,5%	(84.118)	(76.966)	9,3%
Lucro/Prejuízo Líquido	67.343	69.616	-3,3%	194.421	148.733	30,7%