



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

Fortaleza, 28 de fevereiro de 2024 – A Companhia Energética do Ceará (“Enel Distribuição Ceará” ou “Companhia”) anuncia os seus resultados do quarto trimestre (“4T23”), e do ano (“2023”).

DESTAQUES

DESTAQUES DO PERÍODO

	4T23	4T22	Var. %	3T23	Var. % (1)	2023	2022	Var. % (2)
Receita Bruta (R\$ mil)	2.994.911	2.976.952	0,6%	2.874.046	4,2%	11.792.710	12.212.544	-3,4%
Receita Líquida (R\$ mil)	2.149.037	2.222.438	-3,3%	2.102.544	2,2%	8.623.294	8.568.304	0,6%
EBITDA (2) (R\$ mil)	394.576	535.280	-26,3%	497.461	-20,7%	1.756.829	1.604.491	9,5%
Margem EBITDA (%)	18,36%	24,09%	-5,73 p.p	23,66%	-5,30 p.p	20,37%	18,73%	1,64 p.p
Margem EBITDA ex-Receita de Construção	21,06%	30,57%	-9,51 p.p	26,62%	-5,56 p.p	23,88%	24,27%	-0,39 p.p
EBIT (3) (R\$ mil)	255.496	412.993	-38,1%	372.798	-31,5%	1.246.843	1.224.942	1,8%
Margem EBIT (%)	11,89%	18,58%	-6,69 p.p	17,73%	-5,84 p.p	14,46%	14,30%	0,16 p.p
Lucro Líquido (R\$ mil)	28.553	251.017	-88,6%	138.190	-79,3%	315.476	640.570	-50,8%
Margem Líquida	1,33%	11,29%	-9,96 p.p	6,57%	-5,24 p.p	3,66%	7,48%	-3,82 p.p
Margem Líquida ex-Receita de Construção	1,52%	14,34%	-12,82 p.p	7,39%	-5,87 p.p	4,29%	9,69%	-5,40 p.p
Volume de Energia - Venda e Transporte (GWh)*	3.466	3.326	4,2%	3.248	6,7%	13.041	12.597	3,5%
CAPEX (R\$ mil)*	416.761	375.151	11,1%	237.618	75,4%	1.573.432	1.560.114	0,9%
DEC (12 meses)*	9,76	10,08	-3,2%	9,31	4,8%	9,76	10,08	-3,2%
FEC (12 meses)*	3,90	4,22	-7,6%	3,97	-1,8%	3,90	4,22	-7,6%
Índice de Arrecadação (12 meses)*	97,39%	97,53%	-0,14 p.p	98,32%	-0,93 p.p	97,39%	97,53%	-0,14 p.p
Perdas de Energia (12 meses)*	17,32%	15,93%	1,39 p.p	16,51%	0,81 p.p	17,32%	15,93%	1,39 p.p
PMSO (4) / Consumidor*	86,00	51,22	67,9%	70,40	22,2%	154,79	117,67	31,5%

(1) Variação entre 4T23 e 3T23; (2) Variação entre 2023 e 2022

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

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**

	4T23	4T22	Var. %
Linhas de Distribuição (Km)	157.284	154.824	1,6%
Linhas de Transmissão (Km)	5.606	5.605	0,0%
Subestações (Unid.)	127	126	0,8%
Volume de Energia 12 meses (GWh)	13.041	12.597	3,5%
Marketshare no Brasil - Nº de Clientes (1)	4,99%	4,77%	0,22 p.p
Marketshare no Brasil - Volume de Energia (2)	2,47%	2,48%	-0,01 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



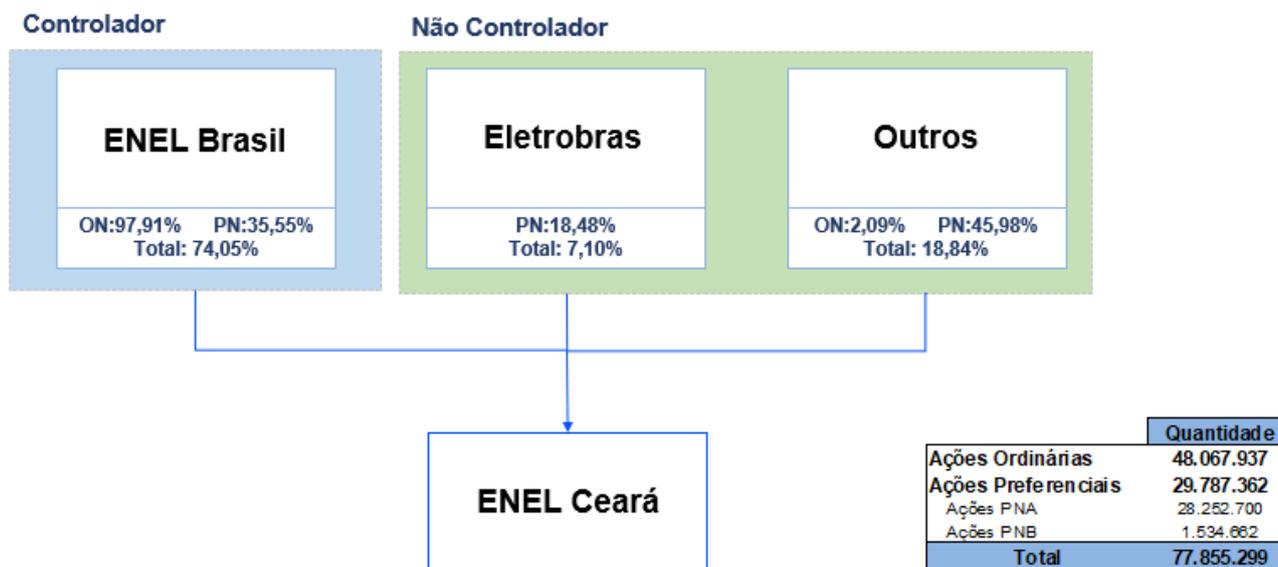
* Número de Habitantes de acordo com o último censo realizado em 2022 pelo IBGE.

** Dados prévios referente ao 4T23.

2 PERFIL CORPORATIVO

Organograma Societário Simplificado

Posição em 31 de dezembro de 2023



3 DESEMPENHO OPERACIONAL

Mercado de Energia

NÚMERO DE CONSUMIDORES (UNIDADES)*

	4T23	4T22	Var. %	3T23	Var. % (1)	2023	2022	Var. % (2)
Mercado Cativo	4.404.971	4.210.937	4,6%	4.258.101	3,4%	4.404.971	4.210.937	4,6%
Residencial - Convencional	2.242.784	2.362.563	-5,1%	2.107.029	6,4%	2.242.784	2.362.563	-5,1%
Residencial - Baixa Renda	1.441.019	1.069.324	34,8%	1.391.921	3,5%	1.441.019	1.069.324	34,8%
Industrial	6.387	5.823	9,7%	5.725	11,6%	6.387	5.823	9,7%
Comercial	188.311	182.060	3,4%	182.547	3,2%	188.311	182.060	3,4%
Rural	474.190	539.690	-12,1%	518.403	-8,5%	474.190	539.690	-12,1%
Setor Público	52.280	51.477	1,6%	52.476	-0,4%	52.280	51.477	1,6%
Clientes Livres	927	701	32,2%	859	7,9%	927	701	32,2%
Industrial	243	209	16,3%	230	5,7%	243	209	16,3%
Comercial	649	476	36,3%	598	8,5%	649	476	36,3%
Rural	25	10	>100,0%	21	19,0%	25	10	>100,0%
Setor Público	10	6	66,7%	10	-	10	6	66,7%
Revenda	-	2	-100,0%	2	-100,0%	-	2	-100,0%
Subtotal - Consumidores Efetivos Faturados	4.405.898	4.211.640	4,6%	4.258.962	3,5%	4.405.898	4.211.640	4,6%

(1) Variação entre 4T23 e 3T23; (2) Variação entre 2023 e 2022

A Companhia encerrou o ano de 2023 com uma alta de 4,6% em relação à quantidade de consumidores efetivos faturados registrados em 2022. A alta observada no mercado cativo entre os períodos analisados está concentrada na classe residencial baixa renda e industrial.

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 32,2% 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)*

	4T23	4T22	Var. %	3T23	Var. % (1)	2023	2022	Var. % (2)
Mercado Cativo	2.688	2.606	3,1%	2.505	7,3%	10.082	9.791	3,0%
Clientes Livres	769	712	8,0%	744	3,4%	2.926	2.759	6,1%
Revenda	4	3	33,3%	3	33,3%	14	12	16,7%
Consumo Próprio	5	5	-	(5)	<-100,0%	20	35	-42,9%
Total - Venda e Transporte de Energia	3.466	3.326	4,2%	3.248	6,7%	13.041	12.597	3,5%

(1) Variação entre 4T23 e 3T23; (2) Variação entre 2023 e 2022

Mercado Cativo

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

	4T23	4T22	Var. %	3T23	Var. % (1)	2023	2022	Var. % (2)
Residencial - Convencional	891	941	-5,3%	841	5,9%	3.549	3.769	-5,8%
Residencial - Baixa Renda	551	382	44,2%	491	12,2%	1.853	1.237	49,8%
Industrial	103	127	-18,9%	111	-7,2%	433	515	-15,9%
Comercial	364	377	-3,4%	348	4,6%	1.434	1.509	-5,0%
Rural	338	357	-5,3%	304	11,2%	1.188	1.181	0,6%
Setor Público	441	421	4,8%	409	7,8%	1.625	1.580	2,8%
Total - Venda de Energia no Mercado Cativo	2.688	2.606	3,1%	2.505	7,3%	10.082	9.791	3,0%

(1) Variação entre 4T23 e 3T23; (2) Variação entre 2023 e 2022

O mercado cativo totalizou 2.688 GWh no 4T23, aumento de 3,1% frente ao volume registrado no 4T22 (2.606 GWh), reflexo das condições climáticas adversas registradas no ano de 2022 que distorceu a análise, por outro lado um período de maiores temperaturas registradas ao longo de 2023, conseqüentemente, maior consumo. Cabe ressaltar que o crescimento se deu mesmo em um cenário de aumento significativo das instalações de painéis solares na região. Na análise anual, o incremento foi de 3,0% em comparação ao ano de 2022, também justificado pelas condições climáticas abordadas acima e aumento no consumo em decorrência das altas temperaturas.

A classe Residencial Baixa Renda apresentou no 4T23 uma alta de 44,2% se comparado ao mesmo período de 2023 explicados pelo crescimento orgânico de consumidores e intensificação do cadastramento dos consumidores baixa renda. Em contrapartida, a classe Residencial Convencional apresentou uma queda de 5,3% vis-à-vis o 4T22 atribuído parcialmente à migração de clientes convencionais para Geração Distribuída e ao reflexo da migração entre classes abordada acima. Em 2023 o efeito foi bem parecido, houve um crescimento de 49,8% vis-à-vis 2022 devido aos fatores já mencionados.

A classe industrial apresentou redução de 18,9% no 4T23 em comparação ao 4T22, explicado por um, queda de consumo em alguns dos principais setores: Veículos (-23%), Metalurgia (-51%), Couro e Calçados (-5%) e Minerais não Metálicos (-5%), além da migração destes clientes para o mercado livre. Já no ano de 2023 a queda de 15,9% se deu pela redução acumulada no consumo dos seguintes setores: Couro e Calçados (-27%), Têxtil (-14%) e Alimentos (-3%).

Na classe comercial, o 4T23 apresentou uma redução de 3,4% comparado ao mesmo período do ano anterior, decorrente da migração desses clientes para o mercado livre. Já no ano de 2023 a queda foi de -5,0% quando comparado à 2022.

O Setor Público registrou alta de 4,8% no 4T23 frente ao mesmo período do ano anterior e de 2,8% na comparação anual. Ambos os efeitos são atribuídos ao aumento no consumo de energia decorrente das altas temperaturas.

Já a classe Rural registrou uma queda de 5,3% no 4T23 vis-à-vis o 4T22, atribuído parcialmente à normalidade no volume de chuvas em comparação ao ano anterior. Por outro lado, no acumulado dos doze meses de 2023 o consumo se manteve estável frente o mesmo período do ano anterior.

Clientes Livres

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

	4T23	4T22	Var. %	3T23	Var. % (1)	2023	2022	Var. % (2)
Industrial	486	476	2,1%	480	1,3%	1.882	1.863	1,0%
Comercial	247	204	21,1%	229	7,9%	907	772	17,5%
Rural	7	4	75,0%	7	-	25	18	38,9%
Setor Público	29	27	7,4%	28	3,6%	111	105	5,7%
Total - Transporte de Energia para os Clientes Livres*	769	712	8,0%	744	3,4%	2.926	2.759	6,1%

(1) Variação entre 4T23 e 3T23; (2) Variação entre 2023 e 2022

O aumento no volume de energia aos clientes livres tanto na análise trimestral quanto na comparação anual, é atribuído, principalmente, à migração de clientes cativos comerciais e industriais para este mercado.

Compra de Energia¹

COMPRA DE ENERGIA (GWH)*

	4T23	4T22	Var. %	3T23	Var. % (1)	2023	2022	Var. % (2)
Central Geradora Termelétrica Fortaleza - CGTF	641	678	-5,5%	678	-5,5%	2.653	2.690	-1,4%
Angra 1 e 2	104	103	1,0%	104	-	413	408	1,2%
PROINFRA	60	63	-4,8%	59	1,7%	228	234	-2,6%
Leilões e Quotas	2.330	2.172	7,3%	2.206	5,6%	8.872	8.309	6,8%
Total - Compra de Energia s/ CCEE	3.364	3.359	0,1%	3.258	3,3%	13.011	12.932	0,6%
Liquidação na CCEE	209	(20)	<-100,0%	(46)	<-100,0%	93	(470)	<-100,0%
Total - Compra de Energia	3.573	3.340	7,0%	3.212	11,2%	13.104	12.462	5,2%

(1) Variação entre 4T23 e 3T23; (2) Variação entre 2023 e 2022

Balanco de Energia²

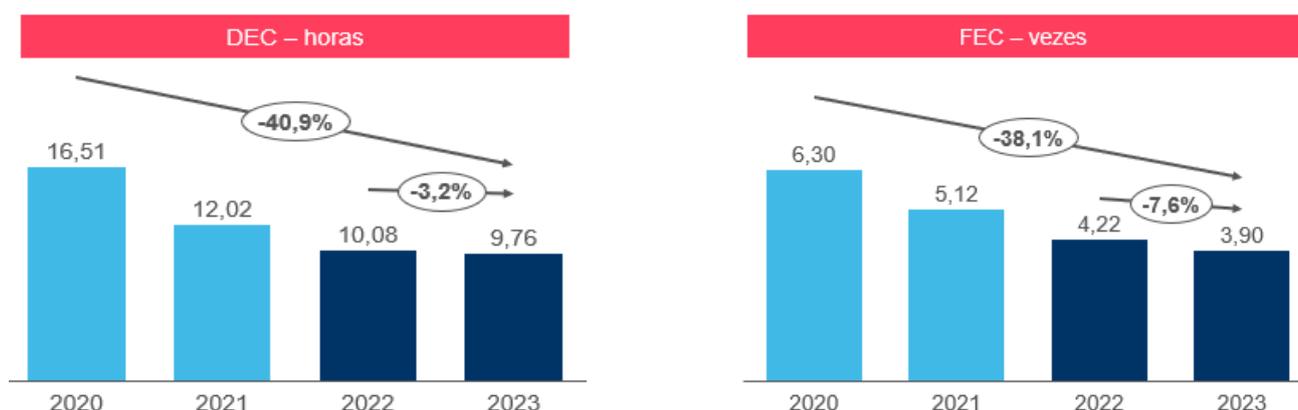
BALANÇO DE ENERGIA*

	4T23	4T22	Var. %	3T23	Var. % (1)	2023	2022	Var. % (2)
Energia requerida (GWh)	4.568	4.161	9,8%	4.216	8,3%	16.685	15.476	7,8%
Energia distribuída (GWh)	3.718	3.515	5,8%	3.474	7,0%	13.794	13.011	6,0%
Mercado Cativo	2.946	2.800	5,2%	2.727	8,0%	10.855	10.264	5,8%
Mercado Livre	773	715	8,1%	748	3,3%	2.939	2.747	7,0%
Perdas na Distribuição - Sistema Coelce (GWh)	850	646	31,6%	742	14,6%	2.891	2.465	17,3%
Perdas na Distribuição - Sistema Coelce (%)	18,60%	15,53%	3,07 p.p	17,59%	1,01 p.p	17,32%	15,93%	1,39 p.p

(1) Variação entre 4T23 e 3T23; (2) Variação entre 2023 e 2022

Indicadores Operacionais

Qualidade do Fornecimento²



Os indicadores DEC (Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora) e FEC (Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora) medem a qualidade do fornecimento de energia do sistema de distribuição da Companhia. No ano de 2023 o DEC apresentou uma queda de 3,2% em relação ao mesmo período do ano anterior, ficando novamente abaixo do limite regulatório que é de 9,82 confirmando a

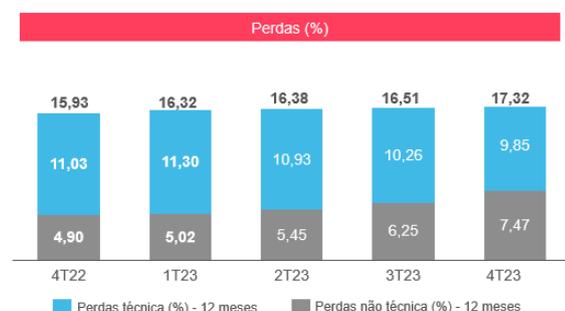
¹ Dados prévios referente ao 4T23.

² Dados prévios referente ao 4T23

trajetória de queda registrada nos últimos anos. Já o FEC em 2023 apresentou uma redução de 7,6% em relação à 2022, também com a mesma tendência de queda.

As melhorias observadas nos indicadores de qualidade são resultantes de ações complementares ao nosso plano de manutenção (poda, manutenção de defeitos), finalização do plano de automação (*self healing*) e finalização da migração da comunicação dos telecontroles para satélite.

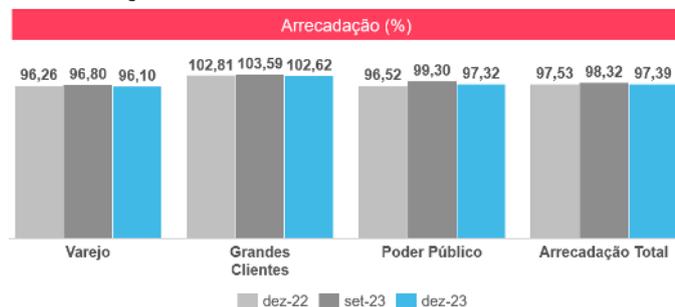
Disciplina de Mercado – Perdas ⁽³⁾ ⁽⁴⁾



As perdas de energia TAM – Taxa Anual Móvel (acumulada em 12 meses) alcançaram 17,32% no 4T23, um aumento de 1,39p.p. em relação às perdas registradas em 4T22, de 15,93%. Essa variação é atribuída ao aumento da energia injetada, decorrente das altas temperaturas, acarretando maiores níveis de perdas 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. Com essas ações de recuperação de energia obteve-se um incremento no mercado faturado de 215 GWh de energia Follow UP e de 140 GWh de consumo não faturado, no ano 2023.

Arrecadação³



Em relação ao indicador de arrecadação, o total registrado ficou praticamente em linha se comparado ao mesmo período do ano anterior e ligeiramente abaixo do 3T23.

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 inadimplimento.

³ Dados prévios referente ao 4T23/2023

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

4 DESEMPENHO ECONÔMICO - FINANCEIRO

Receita Operacional Líquida

RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA (R\$ MIL)

	4T23	4T22	Var. %	3T23	Var. % (1)	2023	2022	Var. % (2)
Fornecimento de Energia Elétrica	2.216.036	2.077.375	6,7%	2.053.080	7,9%	8.217.893	8.178.905	0,5%
(-) DIC/FC/DMIC/DICRI sobre TUSD Consumidores cativos e livres	3.007	(12.511)	<-100,0%	(18.178)	<-100,0%	(42.320)	(41.337)	2,4%
Subvenção baixa renda	130.133	95.456	36,3%	119.419	9,0%	441.737	295.596	49,4%
Subvenção de recursos da CDE	54.507	81.915	-33,5%	70.445	-22,6%	229.851	250.201	-8,1%
Fornecimento de Energia Elétrica - Mercado Cativo	2.403.683	2.242.235	7,2%	2.224.766	8,0%	8.847.161	8.683.365	1,9%
Ativos e passivos financeiros setoriais	96.759	22.569	>100,0%	151.045	-35,9%	568.607	660.445	-13,9%
Receita de uso da rede elétrica - consumidores livres - revenda	136.260	124.236	9,7%	130.204	4,7%	516.608	473.786	9,0%
Receita de construção	275.737	471.599	-41,5%	233.787	17,9%	1.266.762	1.958.301	-35,3%
Venda de Energia Excedente - MVE	-	10.766	-100,0%	-	-	-	70.591	-100,0%
Marcação a mercado de ativo indenizável	45.402	54.066	-16,0%	90.472	-49,8%	401.356	191.043	>100,0%
Outras receitas	37.070	51.481	-28,0%	43.772	-15,3%	192.216	175.013	9,8%
Total - Receita Operacional Bruta	2.994.911	2.976.952	0,6%	2.874.046	4,2%	11.792.710	12.212.544	-3,4%
ICMS	(428.449)	(395.153)	8,4%	(388.020)	10,4%	(1.584.340)	(1.872.677)	-15,4%
COFINS - corrente	(173.984)	(162.525)	7,1%	(146.672)	18,6%	(659.888)	(638.646)	3,3%
PIS - corrente	(37.773)	(35.285)	7,1%	(31.843)	18,6%	(143.265)	(138.653)	3,3%
ISS	(1.588)	(1.673)	-5,1%	(1.317)	20,6%	(6.279)	(6.704)	-6,3%
Total - Tributos	(641.794)	(594.636)	7,9%	(567.852)	13,0%	(2.393.772)	(2.656.680)	-9,9%
Eficiência energética, P&D, FNDCT e EPE	(17.953)	(16.745)	7,2%	(17.605)	2,0%	(68.570)	(63.232)	8,4%
Conta de Desenvolvimento Energético - CDE	(183.566)	(140.284)	30,9%	(183.565)	0,0%	(697.463)	(565.767)	23,3%
Encargos do consumidor - CCRBT	63	(159)	<-100,0%	144	-56,3%	951	(348.231)	<-100,0%
Taxa de Fiscalização dos Serviços de Energia Elétrica - TFSEE	(2.624)	(2.690)	-2,5%	(2.624)	-	(10.562)	(10.330)	2,2%
Total - Encargos Setoriais	(204.080)	(159.878)	27,6%	(203.650)	0,2%	(775.644)	(987.560)	-21,5%
Total - Deduções da Receita	(845.874)	(754.514)	12,1%	(771.502)	9,6%	(3.169.416)	(3.644.240)	-13,0%
Total - Receita Operacional Líquida	2.149.037	2.222.438	-3,3%	2.102.544	2,2%	8.623.294	8.568.304	0,6%

(1) Variação entre 4T23 e 3T23; (2) Variação entre 2023 e 2022

A receita operacional líquida da Enel Distribuição Ceará apresentou uma queda de 3,3% no 4T23 em relação ao 4T22. Excluindo o efeito da receita de construção, a receita operacional líquida da Companhia, no 4T23, atingiu o montante de R\$ 1.873,3 milhões, alta de R\$ 122,5 milhões em relação ao 4T22, cujo montante foi de R\$ 1.750,3 milhões. O aumento da receita operacional líquida é resultado dos seguintes efeitos:

- Incremento de R\$ 161,4 milhões na rubrica de Fornecimento de Energia Elétrica em relação ao 4T22, devido a um maior consumo registrado no período, com destaque para a classe residencial, tendo em vista a normalização das chuvas em todo estado e aumento nas temperaturas.
- Aumento dos ativos e passivos financeiros setoriais líquidos, em R\$ 74,2 milhões relacionado a: (i) incremento de custos e cobertura tarifária no período, combinado ao aumento da carga contratada, acarretando um crescimento da constituição da CVA; (ii) efeito de compra e venda no mercado de curto prazo em 2023 (sobrecontratação) e aumento do PLD médio gerando uma redução na receita de mercado de curto prazo; (iii) alteração das cotas homologadas (CDE e PROINFA) para cada período gerando menores valores em constituição de CVA; e (iv) aumento dos montantes de constituição de PIS/COFINS e amortização da constituição do CDE Eletrobras.

Compensado parcialmente pelos seguintes fatores:

- Redução na linha de Venda de Energia Excedente – MVE num montante de R\$ 10,8 milhões, como resultado, do menor PLD em 2022;
- Redução de R\$ 27,4 milhões na rubrica subvenção de recursos da CDE no 4T23 frente ao mesmo período de 2022 devido a: (i) variação relacionada a redução das cotas mensais de subsídio; e (ii) maior descasamento entre os valores recebidos versus faturados no novo ciclo tarifário seja por aumento de consumo ou pelo aumento da base de clientes.
- Aumento de R\$ 43,3 milhões na rubrica de Conta de Desenvolvimento Energético – CDE, aumento das cotas de empréstimos em encargos setoriais (Empréstimo Conta Covid e Escassez Hídrica).
- Aumento de R\$ 47,2 milhões no total de tributos no 4T23 em relação ao mesmo período do ano anterior, principalmente na linha de ICMS incidente nas contas de energia elétrica (aumento de R\$ 33,3 milhões);

No ano de 2023, a receita operacional líquida da Enel Distribuição Ceará apresentou um ligeiro aumento de 0,6% em relação ao ano de 2022. Excluindo o efeito da receita de construção, a receita operacional líquida da Companhia, em 2023, atingiu o montante de R\$ 7.356,5 milhões, alta de R\$ 746,5 milhões em relação à 2022,

cujo montante foi de R\$ 6.610,0 milhões. O aumento da receita operacional líquida é resultado dos seguintes efeitos:

- Incremento de R\$ 39,0 milhões na rubrica de Fornecimento de Energia Elétrica em relação à 2022, devido a um maior consumo registrado no período tendo em vista a normalização das chuvas em todo estado e, aumento nas temperaturas.
- Aumento na rubrica de marcação a mercado de ativo indenizável no total de R\$ 210,3 milhões principalmente em razão do aumento da base de ativos em decorrência da revisão tarifária além da deflação ocorrida em 2022, reduzindo a base de comparação,
- Aumento de R\$ 42,8 milhões na receita de uso da rede elétrica (consumidores livres-revenda), parcialmente explicado pelo aumento do consumo nesta classe;
- Redução de R\$ 349,2 milhões na rubrica Conta de Encargos do consumidor – CCRBT relacionada com as bandeiras tarifárias. No 1S22 prevaleceu a bandeira de escassez hídrica até meados de abril;
- Redução de R\$ 262,9 milhões no total de tributos no 2023 em relação ao mesmo período do ano anterior, principalmente na linha de ICMS incidente nas contas de energia elétrica (redução de R\$ 288,4 milhões);

Compensado parcialmente pelos seguintes fatores:

- Redução de R\$ 91,8 milhões na rubrica de ativo e passivo financeiro setorial relacionada ao; (i) incremento de custos no período de 2023 combinado ao aumento da cobertura tarifária acarretando uma redução da constituição da CVA; (ii) efeito de compra e venda no mercado de curto prazo em 2023 (sobrecontratação) e aumento do PLD médio, gerando uma redução na receita de mercado de curto prazo; (iii) alteração das cotas homologadas (CDE e PROINFA) para cada período gerando menores valores em constituição de CVA; e (iv) aumento dos montantes de constituição de PIS/COFINS conforme homologação tarifária para cada período.
- Redução na linha de Venda de Energia Excedente – MVE num montante de R\$ 70,6 milhões, como resultado, da não participação no mecanismo de venda MVE em 2023;
- Crescimento de R\$ 131,7 milhões na rubrica de Conta de Desenvolvimento Energético – CDE, devido ao aumento das cotas de empréstimos em encargos setoriais (Empréstimo Conta Covid e Escassez Hídrica).
- Redução de R\$ 20,3 milhões na rubrica subvenção de recursos da CDE em 2023 frente ao mesmo período de 2022 devido a: (i) variação relacionada a redução das cotas mensais de subsídio; e (ii) maior descasamento entre os valores recebidos versus faturados no novo ciclo tarifário seja por aumento de consumo ou pelo aumento da base de clientes.

Custos e Despesas Operacionais

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

	4T23	4T22	Var. %	3T23	Var. % (1)	2023	2022	Var. % (2)
Custos e despesas não gerenciáveis								
Energia elétrica comprada para revenda	(897.674)	(840.952)	6,7%	(866.613)	3,6%	(3.432.566)	(3.330.380)	3,1%
Encargos do uso do sistema de transmissão	(198.327)	(171.980)	15,3%	(192.923)	2,8%	(804.637)	(715.625)	12,4%
Total - Não gerenciáveis	(1.096.001)	(1.012.932)	8,2%	(1.059.536)	3,4%	(4.237.203)	(4.046.005)	4,7%
Custos e despesas gerenciáveis								
Pessoal	(57.586)	(43.788)	31,5%	(53.178)	8,3%	(203.915)	(162.434)	25,5%
Material e Serviços de Terceiros	(215.772)	(152.071)	41,9%	(172.012)	25,4%	(799.107)	(653.716)	22,2%
Depreciação e Amortização	(139.080)	(122.287)	13,7%	(124.663)	11,6%	(509.986)	(379.549)	34,4%
Custo na desativação de bens	(18.950)	(3.143)	>100,0%	(28.677)	-33,9%	(52.674)	(4.036)	>100,0%
Prov. para Créditos de Liquidação Duvidosa	(38.623)	(12.977)	>100,0%	(34.837)	10,9%	(169.511)	(113.124)	49,8%
Custo de Construção	(275.737)	(471.599)	-41,5%	(233.787)	17,9%	(1.266.762)	(1.958.301)	-35,3%
Provisão para riscos fiscais, cíveis e trabalhistas	(11.326)	(4.896)	>100,0%	(2.966)	>100,0%	(47.521)	(21.848)	>100,0%
Perda de recebíveis de clientes	(7.375)	(1.726)	>100,0%	(9.283)	-20,6%	(28.280)	(13.055)	>100,0%
Receita de multas por impuntualidade de clientes	15.150	16.311	-7,1%	16.735	-9,5%	64.797	83.914	-22,8%
Outras Receitas/Despesas Operacionais	(48.241)	(337)	>100,0%	(27.542)	75,2%	(126.289)	(75.208)	67,9%
Total - Gerenciáveis	(797.540)	(796.513)	0,1%	(670.210)	19,0%	(3.139.248)	(3.297.357)	-4,8%
Total - Custos do Serviço e Despesa Operacional	(1.893.541)	(1.809.445)	4,6%	(1.729.746)	9,5%	(7.376.451)	(7.343.362)	0,5%

(1) Variação entre 4T23 e 3T23; (2) Variação entre 2023 e 2022

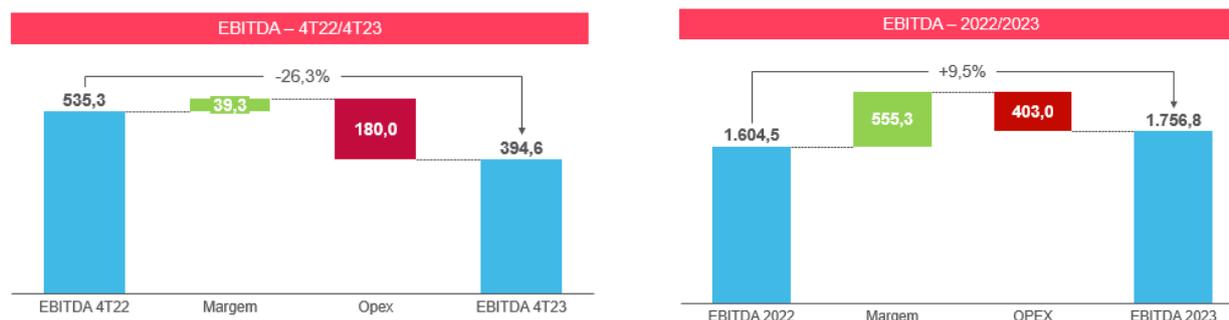
Os custos e despesas operacionais no 4T23 em relação ao 4T22 apresentaram uma alta de 4,6% ou R\$ 84,1 milhões. Excluindo-se o efeito do custo de construção, os custos e despesas operacionais da Companhia no trimestre alcançaram o montante de R\$ 1.617,8 milhões, alta de 20,9% ou R\$ 279,9 milhões em relação ao registrado no mesmo período no ano anterior, de R\$ 1.337,8 milhões. Este resultado reflete principalmente as seguintes variações:

- As despesas gerenciáveis ficaram estáveis no trimestre (excluindo o efeito do custo de construção, houve um incremento nos custos e despesas gerenciáveis de R\$ 196,9 milhões). Esse aumento é explicado principalmente pelo: (i) aumento de R\$ 13,4 milhões na linha de Pessoal em função do projeto *insourcing* que visa a contratação de novos colaboradores; (ii) aumento de R\$ 63,7 milhões na linha de Material e Serviços de Terceiros em virtude dos ajustes de preços matriciais e reequilíbrios de preços dos contratos; (iii) aumento de R\$ 25,6 milhões na linha de Prov. para Créditos de Liquidação Duvidosa no trimestre parcialmente explicado pelo aumento do faturamento do período e pelo envelhecimento da dívida; (iv) Aumento de R\$ 16,8 milhões na linha de depreciação e amortização relacionado ao incremento na base de ativos da Companhia, em decorrência da revisão tarifária; (v) Aumento de R\$ 15,8 milhões na linha de custo na desativação de bens decorrentes de uma otimização no processo de baixas do ativo; (vi) aumento de R\$ 6,4 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 4T23, os custos e despesas não-gerenciáveis apresentaram um incremento de 8,2%, equivalente a R\$ 83,1 milhões quando comparado ao mesmo período do ano anterior. Esse aumento é explicado pelo: (i) aumento de R\$ 56,7 milhões na linha de energia elétrica comprada para revenda em função da atualização dos contratos pela inflação assim como o incremento no montante de energia; (ii) aumento de R\$ 26,3 milhões na linha de encargos de uso do sistema de transmissão relacionado ao maior nível de despacho por segurança energética.

No acumulado do ano, os custos e despesas operacionais apresentaram um aumento marginal de 0,5% em comparação à 2022. Excluindo-se o efeito do custo de construção, os custos e despesas operacionais da Companhia em 2023 alcançaram o montante de R\$ 6.109,7 milhões, alta de 13,5% ou R\$ 724,6 milhões em relação ao registrado no mesmo período no ano anterior, de R\$ 5.385,1 milhões. Este resultado reflete principalmente as seguintes variações:

- No ano de 2023 as despesas gerenciáveis apresentaram uma queda de R\$ 158,1 milhões (excluindo o efeito do custo de construção, houve um aumento nos custos e despesas gerenciáveis de R\$ 533,4 milhões). Esse incremento é explicado principalmente pelo: (i) aumento de R\$ 41,5 milhões na despesa de pessoal tendo em vista o projeto *insourcing* que visa a contratação de novos colaboradores, (ii) aumento de R\$ 135,4 milhões na linha de Material e Serviços de Terceiros em virtude dos ajustes de preços matriciais e reequilíbrios de preços dos contratos; (iii) aumento de R\$ 48,6 milhões na linha de custo de desativação de bens decorrentes de uma otimização no processo de baixas do ativo; (iv) aumento de R\$ 56,4 milhões na linha de Prov. para Créditos de Liquidação Duvidosa, devido ao aumento do envelhecimento da dívida; (v) Aumento de R\$ 130,4 milhões na linha de depreciação e amortização relacionado ao incremento na base de ativos da Companhia, em decorrência da revisão tarifária; (vi) Aumento de R\$ 25,7 milhões na linha de provisões para riscos fiscais, cíveis e trabalhista decorrente de um volume maior de ações no período, principalmente em relação a ações trabalhistas e mercado; e (vii) Incremento de R\$15,2 milhões na rubrica perda de recebíveis de clientes em virtude do reconhecimento de perda definitiva – write off da dívida vencida a mais de 5 anos;
- Em 2023 houve um aumento nos custos e despesas não-gerenciáveis de R\$ 191,2 milhões em comparação ao mesmo período do ano anterior. Esse crescimento de 4,7%, está relacionado ao aumento nas seguintes rubricas (i) Energia Elétrica comprada para revenda, em um montante de R\$ 102,2 milhões em função do aumento do volume de energia distribuída, e (ii) Encargos do uso do sistema de transmissão no valor R\$ 89,0 milhões.

EBITDA



O EBITDA da Enel Ceará no 4T23 atingiu o montante de R\$ 394,6 milhões, o que representa uma queda de R\$ 140,7 milhões em relação ao 4T22. A margem EBITDA da Companhia no 4T23 foi de 18,4%, uma queda de 5,7 p.p. em relação ao mesmo período do ano anterior. A margem EBITDA ex-receita de construção da Companhia trimestre foi de 21,1%, o que representa uma queda de 9,5 p.p. em relação ao 4T22.

Seguindo na mesma linha, o EBITDA da Enel Ceará no ano de 2023 atingiu o montante de R\$ 1.756,8 milhões, o que representa um incremento de R\$ 152,3 milhões em relação a 2022. A margem EBITDA da Companhia em 2023 foi de 20,4%, uma alta de 1,6 p.p. em relação ao mesmo período. A margem EBITDA ex-receita de construção da Companhia no semestre foi de 23,9%, representa uma queda de 0,4 p.p. em relação ao mesmo período do ano anterior.

Resultado Financeiro

RESULTADO FINANCEIRO (R\$ MIL)

	4T23	4T22	Var. %	3T23	Var. % (1)	2023	2022	Var. % (2)
Receitas Financeiras								
Renda de aplicação financeira	7.097	12.197	-41,8%	13.990	-49,3%	40.516	29.930	35,4%
Juros e atualização monetária sobre impontualidade de clientes	15.666	20.597	-23,9%	14.962	4,7%	64.402	59.861	7,6%
Varição monetária de ativos e passivos setoriais	6.943	90.892	-92,4%	(10.595)	<-100,0%	37.391	265.295	-85,9%
Instrumento financeiro derivativo - hedge/swap	40.018	(207)	<-100,0%	10.613	>100,0%	59.860	-	-
Dívida - Marcação a mercado	(8.220)	-	-	(191)	>100,0%	5.773	-	-
Outras receitas financeiras	1.558	3.857	-59,6%	994	56,7%	7.412	15.623	-52,6%
(-) Crédito de PIS/COFINS sobre receita financeira	(1.898)	(6.022)	-68,5%	(1.319)	43,9%	(7.885)	(17.562)	-55,1%
Total - Receitas Financeiras	61.164	121.314	-49,6%	28.454	>100,0%	207.469	353.147	-41,3%
Despesas financeiras								
Variações monetárias de Dívidas e debêntures	(13.786)	(18.772)	-26,6%	(4.692)	>100,0%	(79.857)	(71.598)	11,5%
Encargos de Dívidas e debêntures	(133.812)	(72.705)	84,0%	(143.529)	-6,8%	(487.838)	(272.881)	78,8%
Marcação a mercado de Dívida	(44.894)	745	<-100,0%	(8.404)	(66.465)	(28.380)	>100,0%	
Encargos fundo de pensão	(2.138)	(1.896)	12,8%	(2.138)	-	(8.552)	(7.583)	12,8%
Varição monetária de ativos e passivos setoriais	(17.617)	(36.412)	-51,6%	(2.784)	>100,0%	(67.198)	(118.245)	-43,2%
Atualização de provisão para riscos tributários, cíveis e trabalhistas	(3.118)	(11.814)	-73,6%	(346)	>100,0%	(42.350)	(40.571)	4,4%
Instrumento financeiro derivativo - hedge/swap	(16.340)	(54.142)	-69,8%	(36.473)	-55,2%	(148.487)	(186.389)	-20,3%
Atualizações de impostos, P&D/PEE	(4.004)	(1.943)	>100,0%	(1.543)	>100,0%	(16.703)	(8.074)	>100,0%
Outras despesas financeiras	(41.687)	(15.518)	>100,0%	(10.088)	>100,0%	(81.658)	(46.878)	74,2%
Total - Despesas Financeiras	(277.396)	(212.457)	30,6%	(209.997)	32,1%	(999.108)	(780.599)	28,0%
Variações Cambiais	100	2.174	-95,4%	146	-31,5%	1.260	7.062	-82,2%
Variações cambiais - Empréstimos	40.978	54.251	-24,5%	(35.263)	<-100,0%	114.799	74.692	53,7%
Variações cambiais - Instrumentos Financeiros de Hedge	(40.961)	(49.936)	-18,0%	35.243	<-100,0%	(114.393)	(69.885)	63,7%
Outras Variações Cambiais	83	(2.141)	<-100,0%	166	-50,0%	854	2.255	-62,1%
Total - Receitas e Despesas Financeiras	(216.132)	(88.969)	> 100,0%	(181.397)	19,1%	(790.379)	(420.390)	88,0%

(1) Variação entre 4T23 e 3T23; (2) Variação entre 2023 e 2022

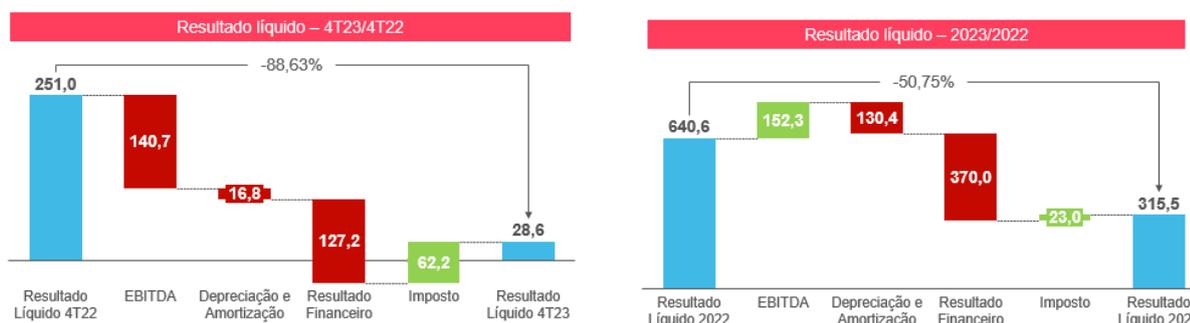
O Resultado Financeiro Líquido da Companhia encerrou o 4T23 com uma despesa líquida de R\$ 216,1 milhões, representando um aumento de R\$ 127,1 milhões em relação ao mesmo trimestre do ano anterior. Essa variação é explicada por:

- Aumento líquido de despesa no montante de R\$ 65,1 milhões referente as rubricas de variação monetária de ativos e passivos financeiros setoriais impactada principalmente pela constituição de passivo financeiro no 4T23 versus a constituição de ativo financeiro no mesmo período no ano anterior;
- Aumento de despesa líquida no montante de R\$ 36,2 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, ao aumento do CDI, somado à um aumento no volume de empréstimos contratados entre os períodos analisados.

No acumulado do ano, o resultado financeiro apresentou uma despesa líquida de R\$ 790,3 milhões, montante 88,0% superior ao valor registrado em 2022 (R\$ 420,3 milhões), em decorrência de:

- Aumento de despesa líquida no montante de R\$ 162,1 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 ao aumento do CDI (13,04% 2023 vs. 12,39% 2022), somado à um aumento no volume de empréstimos contratados entre os períodos analisados;
- Aumento líquido de despesa no montante de R\$ 176,8 milhões referente as rubricas de variação monetária de ativos e passivos financeiros setoriais impactada principalmente pela reversão do saldo da CVA, que se manteve passivo ao longo do ano de 2023.

Resultado Líquido



O resultado líquido da Enel Ceará foi positivo em R\$ 28,6 milhões no 4T23, representando um decréscimo de R\$ 222,5 milhões em relação ao 4T22, explicado principalmente pela piora do EBITDA e pelo aumento significativo no resultado financeiro.

No ano de 2023, o resultado líquido da Enel Ceará foi positivo em R\$ 315,5 milhões, representando uma retração de R\$ 325,1 milhões em relação à 2022, explicado principalmente por (i) aumento na despesa financeira mencionado acima, e (ii) crescimento da linha de depreciação e amortização relacionado ao incremento na base de ativos da Companhia, em decorrência da revisão tarifária.

Endividamento

INDICADORES DE ENDEVIDAMENTO

	4T23	4T22	Var. %	3T23	Var. % (1)	2023	2022	Var. %
Dívida bruta (R\$ mil)	5.900.805	4.762.861	23,9%	5.915.528	-0,2%	5.900.805	4.762.861	23,9%
Dívida com Terceiros	4.966.260	3.810.543	30,3%	5.110.485	-2,8%	4.966.260	3.810.543	30,3%
Dívida Intercompany	934.545	952.318	-1,9%	805.043	16,1%	934.545	952.318	-1,9%
(-) Caixa, Equivalentes e Aplicações Financ. (R\$ mil)	194.589	269.458	-27,8%	354.235	-45,1%	194.589	269.458	-27,8%
Dívida líquida (R\$ mil)	5.706.216	4.493.403	27,0%	5.561.293	2,6%	5.706.216	4.493.403	27,0%
Dívida Bruta / EBITDA Ajustado (2)*	2,95	2,72	8,4%	2,81	4,9%	2,95	2,72	8,4%
Dívida Líquida / EBITDA Ajustado (2)*	2,85	2,56	11,2%	2,64	7,9%	2,85	2,56	11,2%
Dívida bruta / (Dívida bruta + PL)	0,58	0,55	7,0%	0,58	0,4%	0,58	0,55	7,0%
Dívida líquida / (Dívida líquida + PL)	0,58	0,53	8,4%	0,57	1,6%	0,58	0,53	8,4%

(1) Variação entre 4T23 e 3T23

(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 2023 em R\$ 5.901 milhões, um incremento de R\$ 1.138 milhões em relação ao ano de 2022. A variação da dívida bruta deve-se, basicamente, as novas captações de dívidas para refinanciamento, investimentos e capital de giro no montante de R\$ 3.092 milhões, em conjunto com apropriação de juros e correção monetária no montante de R\$ 715 milhões, parcialmente compensados, por amortizações e pagamento de encargos ocorridos entre os períodos comparados, que alcançaram respectivamente R\$ 2.032 milhões e R\$ 623 milhões. Adicionalmente, a Companhia reconheceu no período ajuste positivo relacionado aos SWAPs de dívidas vigentes no valor de R\$ 12 milhões.

A Companhia encerrou 2023 com o custo médio da dívida no período de 13,57% a.a.

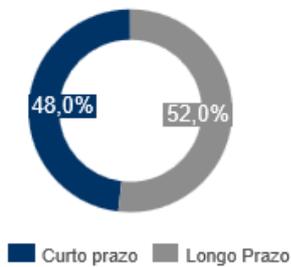
Colchão de Liquidez

Para se precaver de qualquer necessidade emergencial de caixa, em 31 de dezembro de 2023, 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 N° 2.979, N° 1.540, N° 3.754 e N° 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.

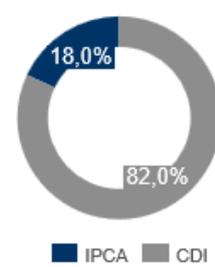
Abertura da Dívida Bruta - CP e LP
Posição Final em 2023



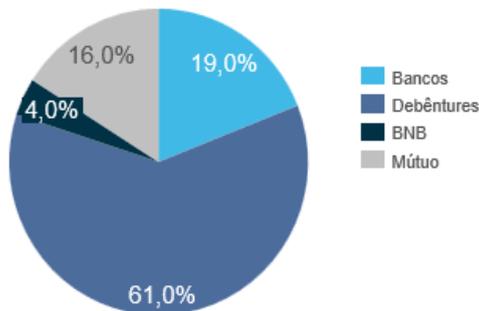
Abertura da Dívida Bruta - Moedas
Posição Final em 2023



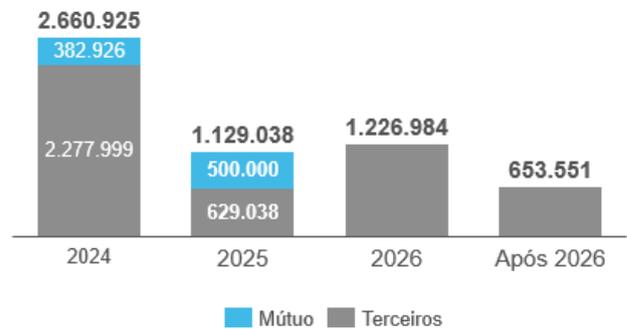
Abertura da Dívida Bruta - Indexadores
Posição Final em 2023



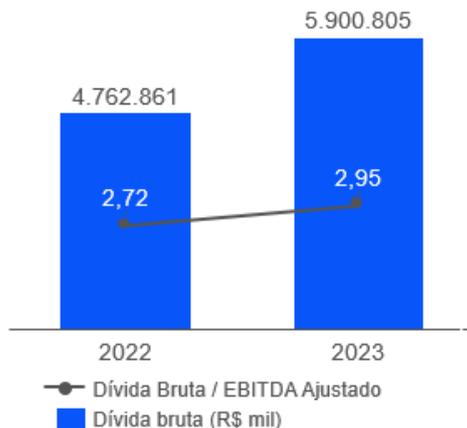
Abertura da Dívida Bruta - Credor
Posição Final em 2023



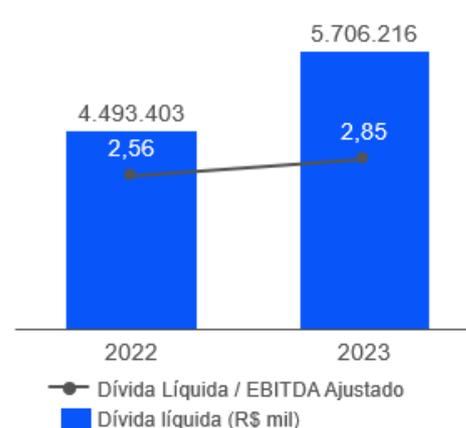
Curva de Amortização de saldo de dívida com SWAP (R\$ Mil)
Posição Final em 2023



Dívida Bruta (R\$ Mil) e Dívida Bruta / EBITDA (Vezez)
Evolução 2022 - 2023



Dívida Líquida (R\$ Mil) e Alavancagem (Vezez)
Evolução 2022 - 2023



Investimentos³

INVESTIMENTOS (R\$ MIL)*

	4T23	4T22	Var. %	3T23	Var. % (1)	2023	2022	Var. % (2)
Manutenção	107.229	168.033	-36,2%	55.411	93,5%	393.201	533.283	-26,3%
Crescimento	9.935	155.877	-93,6%	1.204	>100,0%	118.947	375.810	-68,3%
Novas Conexões	299.597	51.241	>100,0%	181.003	65,5%	1.061.284	651.020	63,0%
Financiado pela Companhia	416.761	375.151	11,1%	237.618	75,4%	1.573.432	1.560.114	0,9%
Financiado pelo Cliente	-	-	-	-	-	-	(13.367)	-100,0%
Total	416.761	375.151	11,1%	237.618	75,4%	1.573.432	1.546.746	1,7%

(1) Variação entre 4T23 e 3T23; (2) Variação entre 2023 e 2022

A Companhia encerrou o ano de 2023 com um montante recorde investido de R\$1,6 bilhão, ou seja, 1,7% acima do mesmo período do ano anterior, sendo o maior investimento da série histórica da companhia.

Cabe salientar que o volume foi registrado no período sequencialmente posterior ao processo de revisão tarifária ocorrido em abril de 2023, onde geralmente o nível de investimento atinge patamares mais elevados no ano que antecede a revisão, aumentando a base de comparação no período seguinte.

Nota: Visando padronizar a forma de divulgação dos investimentos das distribuidoras do Grupo, e consequentemente prezando pela transparência, a partir deste trimestre 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.

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.

Desde 2015, a companhia assumiu um compromisso público, perante a ONU, de apoio à Agenda 2030, um plano de ação global para as pessoas, para o planeta e para a prosperidade, que deve ser cumprido até o ano de 2030. Essa agenda possui 17 Objetivos de Desenvolvimento Sustentável, conhecidos como ODS. Além do alinhamento das nossas iniciativas em toda Agenda 2030, o Grupo Enel assumiu formalmente metas em relação a quatro deles: Energia Limpa e Acessível (ODS 7), Indústria, Inovação e Infraestrutura (ODS 9), Cidades e Comunidades Sustentáveis (ODS 11), Combate às Mudanças Climáticas (ODS 13).

Nossa estratégia de sustentabilidade integra os compromissos com os ODS, a contribuição para a solução de grandes desafios da atualidade e as principais tendências do setor elétrico em especial o que diz respeito à transição energética. A partir dessa estratégia adotamos indicadores-chave ASG (Ambiental, Social e de Governança) e definimos o Plano de Sustentabilidade da companhia, revisto anualmente, de acordo com padrões internacionais e com base nos temas materiais identificados no engajamento com os stakeholders e os diversos compromissos que assumimos. O atual Plano de Sustentabilidade da Enel, abrange o ciclo 2023-2025 e estabelece objetivos ASG específicos em 5 grandes pilares: Ambição Zero Emissões, Pessoas, Natureza, Aceleradores de Crescimento e Direitos Humanos. O Plano de Sustentabilidade da Enel Distribuição Ceará, para 2023, priorizou 74 ações que registraram um avanço geral de 98% acumulado até o final do 4º trimestre do ano. Sob a ótica ASG, as ações voltadas para a temática ambiental tiveram uma evolução de 93%, as ações com foco na temática social tiveram 99% de avanço e as ações voltadas para fortalecer a governança tiveram um avanço de 96%, no mesmo período (acumulado até o 4º trimestre do ano).

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.

³ Dados prévios referente ao 4T23/2023

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 4º trimestre de 2023, a Enel Distribuição Ceará acumulou o investimento anual de R\$ 38 milhões que beneficiou 644.835 pessoas, por meio de 136 projetos desenvolvidos pelo programa social Enel Compartilha. Especificamente no último trimestre do ano, destacam-se as seguintes ações realizadas:

Enel Compartilha Eficiência - Troca de Geladeiras – ODS 07

Com o objetivo de contribuir com a eficiência energética e auxiliar na campanha “Pacto por um Ceará sem Fome”, a distribuidora Enel Ceará, por meio do programa Enel Compartilha Eficiência, realizou o cadastramento, sorteio e entrega de 650 refrigeradores em 05 municípios do interior do estado e da Região Metropolitana, além da doação de 1.050 cestas básicas. As ações iniciaram em agosto e foram finalizadas em dezembro de 2023. Durante todo o ano foram beneficiados moradores dos municípios de Amontada, Aracati, Aratuba, Beberibe, Farias Brito, Fortaleza, Horizonte, Itapagé, Itapipoca, Milhã, Morada Nova, Porteiras, Quixadá, Quixeramobim, São Benedito, Senador Pompeu, Tejuçuoca, Trairi, Ubajara, Uruburetama.

Ecoenel – ODS 07

O Programa Ecoenel promoveu, de outubro a dezembro de 2023, a 6ª Gincana Escolar - Guardiões da Energia, no município de Russas. Oito escolas da cidade, reunindo 57 equipes e 570 estudantes, se envolveram na gincana de coleta seletiva que movimentou a rotina das instituições de forma dinâmica e divertida. Ao fim da gincana, foram arrecadadas 38,5 toneladas de resíduos recicláveis, o que resultou em um bônus de R\$ 2.181,04, que foi destinado a quatro instituições sociais, como desconto da conta de energia.

Enel Compartilha Empreendedorismo – Incubadora de Negócios – ODS 08

De outubro a dezembro de 2023 foi realizada a 1ª edição do Projeto Incubadora de Negócios, que visa identificar e capacitar pequenos empreendedores, promovendo o desenvolvimento do empreendedorismo nas comunidades situadas nas áreas de concessão da Enel Distribuição Ceará, tendo como eixos principais o empreendedorismo e a geração de renda. A primeira edição aconteceu no bairro Vicente Pinzon e premiou três empreendedores locais com R\$ 5 mil reais cada para fomentar os negócios locais.

Enel Compartilha Esporte e Lazer - ODS 3

O projeto “Vem pra Vela”, apoiado pelo Enel Distribuição Ceará, busca promover a acessibilidade à modalidade esportiva para todos, disseminando a cultura náutica no Estado do Ceará, e proporcionando aos participantes a prática de uma atividade esportiva no oceano com ênfase na saúde e bem-estar. Pensando nisso, a área de Sustentabilidade, em parceria com a equipe do projeto, viabilizou uma vivência aberta para colaboradores próprios, parceiros e estagiários da Enel Distribuição Ceará, mediante divulgação no @enel e no canal de comunicação do Teams. A ação foi dividida em duas turmas, em novembro e dezembro, e contou com a participação de 64 colaboradores.

Indicadores ASG - Enel Ceará

Indicadores

	4T23	4T22
Colaboradores próprios (unit)	1.478	1.049
Colaboradores terceirizados (unit)	9.146	10.599
% de mulheres na Empresa	17,9%	26,3%
% de mulheres em cargos de liderança (1)*	22,1%	22,8%
Média de horas de treinamento por empregado (horas)	9,89	21,08
Taxa de Rotatividade (2)*	1,7%	2,7%
Número de membros no conselho (unit)	7	8
Número de membros independentes no conselho (unit)	1	1
% de mulheres no conselho	28,6%	25,0%
Beneficiados pelos projetos sociais	644.835	530.489
Resíduos perigosos enviados para recuperação	100%	99%
Resíduos não perigosos enviados para recuperação	71%	81%
Avaliação de fornecedores ambientais (3)*	9	13
Realização de ECoS Ambiental (4)*	-	1

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

(3) Meta 2023 - 9; (4) Meta 2023 - 1

ASPECTOS REGULATÓRIOS

Revisão Tarifária Periódica 2023

A Agência Nacional de Energia Elétrica (“ANEEL”), em reunião pública da sua Diretoria, que ocorreu em 18 de abril, deliberou sobre a revisão tarifária periódica de 2023 a ser aplicado a partir de 22 de abril de 2023, Resolução Homologatória nº 3.185/2023.

Em abril de 2023, a ANEEL aprovou a Revisão Tarifária Periódica da Companhia com um índice de correção negativo de -0,46% composto por reajuste econômico de +2,71% e componente financeiro de -3,17%. No entanto, considerando o componente financeiro do último processo tarifário, +3,52%, o efeito médio a ser percebido pelos consumidores é de +3,06%.

O índice é composto pelos seguintes itens:

Revisão Tarifária	
Encargos Setoriais	-0,14%
Energia Comprada	1,84%
Encargos de Transmissão	1,23%
Parcela A	2,93%
Parcela B	-0,21%
Revisão Econômica	2,71%
CVA Total	-1,37%
Outros Itens Financeiros	-1,80%
Revisão Financeira	-3,17%
Revisão Total	-0,46%
Componentes Financeiros do Processo Anterior	+3,52%
Efeito para o consumidor	3,06%

Parcela A

Para o próximo ano regulatório, a Parcela A foi revisada em 4,7%, representando 2,93% na revisão econômica com os seguintes componentes:

- Encargos Setoriais: R\$ 921 milhões. Uma queda de -1,1%, representando -0,14% na revisão econômica em função principalmente do encargo PROINFA (-12,3%);
- Energia Comprada: R\$ 3.262 milhões. O aumento de 4,30% decorre principalmente do aumento do custo unitário de contratos de Energia Nova e Alternativa – modalidade CCEAR por disponibilidade. O custo de compra de energia representa 1,84% na revisão econômica, e;
- Encargos de Transmissão: R\$ 537 milhões. Os custos de transmissão tiveram uma variação de 19,9%, correspondendo a um efeito de 1,23% no reajuste econômico.

Parcela B

Para o próximo ano regulatório, a Parcela B foi reajustada em -0,57%, representando uma participação de -0,21% na revisão econômica.

- Ademais, foi homologado o Fator X de -0,30%, composto por:

- Componente X-Pd (ganhos de produtividade da atividade de distribuição) de 0%, para aplicação nos reajustes tarifários deste ciclo da Companhia;
- Componente X-Q (qualidade do serviço) de -0,296%; e
- Componente X-T (trajetória de custos operacionais) de 0%.

Como resultado da revisão tarifária e considerando a nova Base de Remuneração Regulatória (BRR) homologada pela ANEEL, a Companhia reconheceu:

- Complemento positivo do ativo financeiro da concessão no montante de R\$ 158.534 (conforme nota explicativa nº 12.2 da DFP).
- Reclassificação do ativo financeiro da concessão para o ativo intangível no montante de R\$ 40.286, devido alinhamento de metodologia de classificação dos ativos (conforme notas explicativas nº 12.2 e 12.3 da DFP).
- Baixas do ativo intangível da concessão no montante de R\$ 28.090 (conforme nota explicativa nº 12.3 da DFP).

Componentes Financeiros

Os componentes financeiros aplicados a esta revisão tarifária totalizam um montante negativo de R\$ 230.618, dentre os quais destacam-se: R\$ 99.257 negativos, referente aos itens de Compensação de Variação de Valores de Itens da Parcela A ("CVA"); negativos da reversão de risco hidrológico de R\$ 136.127; e negativo de PIS/COFINS de R\$ 419.351; sendo estes valores parcialmente compensados por componentes de reversão da bandeira escassez hídrica positivo de R\$ 169.425; e previsão de risco hidrológico positivo de R\$ 175.979.

A revisão tarifária média de +3,06% a ser percebida pelos consumidores apresenta variações para diversos níveis de tensão, conforme detalhado a seguir:

Níveis de Tensão	Efeito Médio
Alta Tensão	-3,77%
Baixa Tensão	5,51%
Efeito Médio	3,06%

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 01/07/22 - A tarifa sofre acréscimo de R\$ 2,989 para cada 100 quilowatt-hora (kWh) consumidos.

Bandeira vermelha: condições mais custosas de geração. A partir de 01/07/22 - As tarifas dos dois patamares ficaram assim: R\$ 6,5 (patamar 1) e R\$ 9,795 (patamar 2) para cada 100 quilowatt-hora (kWh) consumidos.

De janeiro a dezembro de 2023, 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 2022 e 2023, reflexo das condições hidrológicas, estão demonstradas a seguir:

2022	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez
Bandeira Tarifária												
PLD gatilho - R\$/MWh	Resolução CREG nº 3/2021 Bandeira Escassez Hídrica			55,70	55,70	55,70	55,70	97,48	56,78	55,70	55,70	55,70
PLD Gatilho: Referência de PLD médio mensal para o partamar da Bandeira Tarifária, definido pela CCEE												

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												

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)

	4T23	4T22	Var. %	2023	2022	Var. %
Receita Operacional Bruta	2.994.911	2.976.952	0,6%	11.792.710	12.212.544	-3,4%
Fornecimento de Energia - Mercado Cativo	2.403.683	2.242.235	7,2%	8.847.161	8.683.365	1,9%
CVA	96.759	22.569	>100,0%	568.607	660.445	-13,9%
Receita de uso da rede elétrica - consumidores livres	136.260	124.236	9,7%	516.608	473.786	9,0%
Receita de Construção	275.737	471.599	-41,5%	1.266.762	1.958.301	-35,3%
Outras Receitas	82.472	116.313	-29,1%	593.572	436.647	35,9%
Deduções da Receita Operacional	(845.874)	(754.514)	12,1%	(3.169.416)	(3.644.240)	-13,0%
Receita Operacional Líquida	2.149.037	2.222.438	-3,3%	8.623.294	8.568.304	0,6%
Custo do Serviço de Energia Elétrica	(1.096.001)	(1.012.932)	8,2%	(4.237.203)	(4.046.005)	4,7%
Energia elétrica comprada para revenda e despesas da CCEE	(897.674)	(840.952)	6,7%	(3.432.566)	(3.330.380)	3,1%
Encargos de conexão e uso da rede	(198.327)	(171.980)	15,3%	(804.637)	(715.625)	12,4%
Custo/Despesa Operacional	(797.540)	(796.513)	0,1%	(3.139.248)	(3.297.357)	-4,8%
Pessoal	(57.586)	(43.788)	31,5%	(203.915)	(162.434)	25,5%
Material e Serviços de terceiros	(215.772)	(152.071)	41,9%	(799.107)	(653.716)	22,2%
Depreciação e amortização	(139.080)	(122.287)	13,7%	(509.986)	(379.549)	34,4%
Provisões	(49.949)	(17.873)	>100,0%	(217.032)	(134.972)	60,8%
Custo de construção	(275.737)	(471.599)	-41,5%	(1.266.762)	(1.958.301)	-35,3%
Outros	(11.175)	11.442	<-100,0%	(16.157)	66.823	<-100,0%
Outras receitas/despesas operacionais	(48.241)	(337)	>100,0%	(126.289)	(75.208)	67,9%
EBITDA	394.576	535.280	-26,3%	1.756.829	1.604.491	9,5%
EBIT	255.496	412.993	-38,1%	1.246.843	1.224.942	1,8%
Resultado Financeiro	(216.132)	(88.969)	>100,0%	(790.379)	(420.390)	88,0%
Receita Financeira	61.164	121.314	-49,6%	207.469	353.147	-41,3%
Despesa Financeira	(277.396)	(212.457)	30,6%	(999.108)	(780.599)	28,0%
Variações Cambiais	100	2.174	-95,4%	1.260	7.062	-82,2%
Resultado antes dos impostos	39.364	324.024	-87,9%	456.464	804.552	-43,3%
IR/CS	(10.811)	(73.007)	-85,2%	(140.988)	(163.982)	-14,0%
Lucro/Prejuízo Líquido	28.553	251.017	-88,6%	315.476	640.570	-50,8%