Earnings Release 3T23 / 9M23

Enel Distribuição Ceará

Fortaleza, 25 de outubro de 2023 – A Companhia Energética do Ceará ("Enel Distribuição Ceará" ou "Companhia") anuncia os seus resultados do terceiro trimestre ("3T23"), e dos nove primeiros meses do ano ("9M23").

1 DESTAQUES

DESTAQUES DO PERÍODO

	3T23	3T22	Var. %	2T23	Var. % (1)	9M23	9M22	Var. % (2)
Receita Bruta (R$ mil)	2.874.046	2.941.447	-2,3%	2.963.461	-3,0%	8.797.799	9.235.592	-4,7%
Receita Líquida (R$ mil)	2.102.544	2.202.772	-4,6%	2.142.706	-1,9%	6.474.257	6.345.866	2,0%
EBITDA (2) (R$ mil)	497.461	243.425	>100,0%	433.617	14,7%	1.362.253	1.069.211	27,4%
Margem EBITDA (%)	23,66%	11,05%	12,61 p.p	20,24%	3,42 p.p	21,04%	16,85%	4,19 p.p
Margem EBITDA ex-Receita de Construção	26,62%	15,81%	10,81 p.p	23,84%	2,78 p.p	24,84%	22,00%	2,84 p.p
EBIT (3) (R$ mil)	372.798	175.324	>100,0%	308.347	20,9%	991.347	811.949	22,1%
Margem EBIT (%)	17,73%	7,96%	9,77 p.p	14,39%	3,34 p.p	15,31%	12,79%	2,52 p.p
Lucro Líquido (R$ mil)	138.190	80.358	72,0%	69.616	98,5%	286.923	389.553	-26,3%
Margem Líquida	6,57%	3,65%	2,92 p.p	3,25%	3,32 p.p	4,43%	6,14%	-1,71 p.p
Margem Líquida ex-Receita de Construção	7,39%	5,22%	2,17 p.p	3,83%	3,56 p.p	5,23%	8,02%	-2,79 p.p
Volume de Energia - Venda e Transporte (GWh)*	3.248	3.116	4,2%	3.236	0,4%	9.575	9.271	3,3%
CAPEX (R$ mil)*	237.618	464.356	-48,8%	395.449	-39,9%	1.123.724	1.184.962	-5,2%
DEC (12 meses)*	9,31	10,64	-12,5%	9,42	-1,2%	9,31	10,64	-12,5%
FEC (12 meses)*	3,97	4,34	-8,5%	4,04	-1,7%	3,97	4,34	-8,5%
Índice de Arrecadação (12 meses)*	98,32%	97,32%	1,00 p.p	98,45%	-0,13 p.p	-	-	-
Perdas de Energia (12 meses)*	16,51%	16,38%	0,13 p.p	16,38%	0,13 p.p	16,51%	16,38%	0,13 p.p
PMSO (4) / Consumidor*	70,40	53,74	31,0%	82,43	-14,6%	233,79	173,39	34,8%

(1) Variação entre 3T23 e 2T23; (2) Variação entre 9M23 e 9M22
(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 9,2 milhões de habitantes[1].

DADOS GERAIS*

	3T23	3T22	Var. %
Linhas de Distribuição (Km)	156.674	153.916	1,8%
Linhas de Transmissão (Km)	5.605	5.464	2,6%
Subestações (Unid.)	127	121	5,0%
Volume de Energia 12 meses (GWh)	12.901	12.651	2,0%
Marketshare no Brasil - Nº de Clientes (1)	4,82%	5,38%	-0,56 p.p
Marketshare no Brasil - Volume de Energia (2)	2,49%	2,49%	-

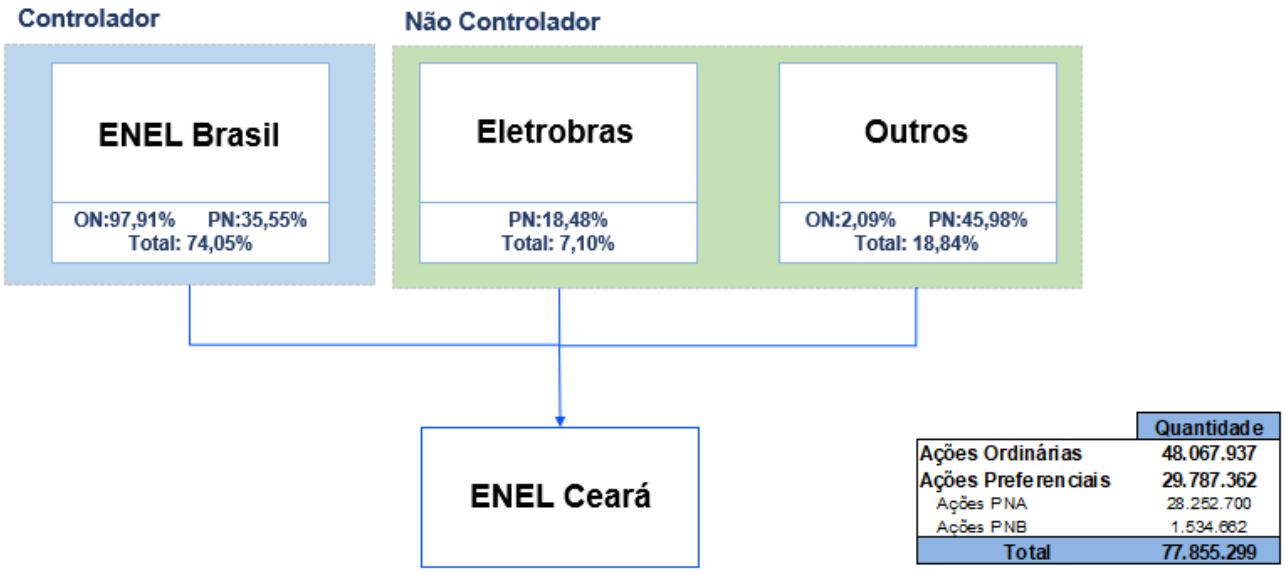
(1) Estimativa do número de consumidores Brasil de acordo com a ABRADEE
(2) Estimativa do volume de energia Brasil de acordo com a EPE

[1] Estimativa do número de Habitantes de Ceará de acordo com a projeção da população divulgada anualmente pelo IBGE
* Dados prévios referente ao 3T23.

2 PERFIL CORPORATIVO

Organograma Societário Simplificado

Posição em 30 de setembro de 2023



	Quantidade
Ações Ordinárias	48.067.937
Ações Preferenciais	29.787.362
Ações PNA	28.252.700
Ações PNB	1.534.662
Total	77.855.299

3 DESEMPENHO OPERACIONAL

Mercado de Energia

NÚMERO DE CONSUMIDORES (UNIDADES)*

	3T23	3T22	Var. %	2T23	Var. % (1)	9M23	9M22	Var. % (2)
Mercado Cativo	**4.258.101**	**4.311.340**	**-1,2%**	**4.253.995**	**0,1%**	**4.258.101**	**4.311.340**	**-1,2%**
Residencial - Convencional	2.107.029	2.487.867	-15,3%	2.187.177	-3,7%	2.107.029	2.487.867	-15,3%
Residencial - Baixa Renda	1.391.921	1.031.991	34,9%	1.300.061	7,1%	1.391.921	1.031.991	34,9%
Industrial	5.725	5.866	-2,4%	5.742	-0,3%	5.725	5.866	-2,4%
Comercial	182.547	182.045	0,3%	182.341	0,1%	182.547	182.045	0,3%
Rural	518.403	551.284	-6,0%	527.780	-1,8%	518.403	551.284	-6,0%
Setor Público	52.476	52.287	0,4%	50.894	3,1%	52.476	52.287	0,4%
Clientes Livres	**859**	**675**	**27,3%**	**804**	**6,8%**	**859**	**675**	**27,3%**
Industrial	230	194	18,6%	219	5,0%	230	194	18,6%
Comercial	598	466	28,3%	555	7,7%	598	466	28,3%
Rural	21	10	>100,0%	20	5,0%	21	10	>100,0%
Setor Público	10	5	100,0%	10	-	10	5	100,0%
Revenda	**2**	**2**	**-**	**2**	**-**	**2**	**2**	**-**
Subtotal - Consumidores Efetivos Faturados	**4.258.962**	**4.312.017**	**-1,2%**	**4.254.801**	**0,1%**	**4.258.962**	**4.312.017**	**-1,2%**

A Companhia encerrou o 3T23 com uma queda de 1,2% em relação à quantidade de consumidores efetivos faturados registrados no 3T22. A queda observada no mercado cativo entre os períodos analisados está concentrada na classe residencial convencional.

Tal queda é parcialmente atribuída ao efeito da migração de clientes da classe Residencial Convencional pela implementação 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. Além deste efeito, observou-se no período uma migração de clientes convencionais para a Geração Distribuída.

O mercado livre, que segue em tendência de crescimento, apresentou um aumento de 27,3% em relação ao total de consumidores livres efetivos faturados no mesmo período do ano anterior, reflexo da migração de clientes do mercado cativo e retomada das atividades pós-período restritivo da pandemia.

Venda e Transporte de Energia na Área de Concessão

VENDA E TRANSPORTE DE ENERGIA (GWH)*

	3T23	3T22	Var. %	2T23	Var. % (1)	9M23	9M22	Var. % (2)
Mercado Cativo	2.505	2.371	5,7%	2.480	1,0%	7.394	7.185	2,9%
Clientes Livres	744	720	3,3%	738	0,8%	2.157	2.047	5,4%
Revenda	3	3	-	3	-	10	9	11,1%
Consumo Próprio	(5)	23	<-100,0%	15	<-100,0%	14	29	-51,7%
Total - Venda e Transporte de Energia	**3.247**	**3.117**	**4,2%**	**3.236**	**0,3%**	**9.575**	**9.270**	**3,3%**

(1) Variação entre 3T23 e 2T23; (2) Variação entre 9M23 e 9M22

Mercado Cativo

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

	3T23	3T22	Var. %	2T23	Var. % (1)	9M23	9M22	Var. % (2)
Residencial - Convencional	841	906	-7,2%	913	-7,9%	2.658	2.829	-6,0%
Residencial - Baixa Renda	491	314	56,4%	433	13,4%	1.302	855	52,3%
Industrial	111	135	-17,8%	110	0,9%	330	388	-14,9%
Comercial	348	366	-4,9%	366	-4,9%	1.070	1.132	-5,5%
Rural	304	281	8,2%	259	17,4%	850	823	3,3%
Setor Público	409	369	10,8%	398	2,8%	1.184	1.158	2,2%
Total - Venda de Energia no Mercado Cativo	**2.505**	**2.371**	**5,7%**	**2.480**	**1,0%**	**7.394**	**7.185**	**2,9%**

(1) Variação entre 3T23 e 2T23; (2) Variação entre 9M23 e 9M22

O mercado cativo totalizou 2.505 GWh no 3T23, aumento de 5,7% do volume registrado no 3T22 (2.371 GWh), reflexo das condições climáticas adversas registradas no ano de 2022 que distorceu a análise. Cabe ressaltar que o crescimento se deu mesmo em um cenário de aumento significativo das instalações de painéis solares na região. No acumulado do 9M23 o incremento foi de 2,9% em comparação ao mesmo período do ano anterior, também justificado pelas condições climáticas atípicas em 2022.

A classe Residencial Baixa Renda apresentou no 3T23 uma alta de 56,4% se comparado ao mesmo período de 2023. Em contrapartida, a classe Residencial Convencional apresentou uma queda de 7,2% vis-à-vis o 3T22, ambos são explicados pelo reflexo da migração entre classes abordada acima e pela intensificação do cadastramento dos consumidores baixa renda, além da migração de clientes convencionais para Geração Distribuída. No 9M23 o efeito foi bem parecido, houve um crescimento de 52,3% vis-à-vis o 9M22 devido aos fatores já mencionados.

A classe industrial apresentou redução de 17,8% no 3T23 em comparação ao 3T22, explicado por uma deterioração econômica ocasionada pelas altas taxas de juros, queda de consumo em alguns dos principais setores: Têxtil (-2%), Minerais não Metálicos (-8%), Metalurgia (-27%) e Bebidas (-2%), além da migração destes clientes para o mercado livre. Já no 9M23 houve uma queda de 14,9% vis-à-vis o 9M22 devido aos fatores já mencionados.

Na classe comercial, o 3T23 apresentou uma redução de 4,9% comparado ao mesmo período em 2022, decorrente da migração desses clientes para o mercado livre e restrição ao crédito. Já no 9M23 a queda foi ainda maior atingindo -5,5% quando comparado ao 9M22.

Já a classe Rural registrou um aumento de 8,2% no 3T23 vis-à-vis o mesmo período do ano anterior, atribuído parcialmente a redução no volume de chuvas em comparação ao ano anterior. No acumulado dos nove meses de 2023 houve uma alta de 3,3% frente o 9M22.

Clientes Livres

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

	3T23	3T22	Var. %	2T23	Var. % (1)	9M23	9M22	Var. % (2)
Industrial	480	498	-3,6%	484	-0,8%	1.397	1.388	0,6%
Comercial	229	192	19,3%	221	3,6%	660	568	16,2%
Rural	7	5	40,0%	6	16,7%	18	14	28,6%
Setor Público	28	26	7,7%	27	3,7%	82	78	5,1%
Total - Transporte de Energia para os Clientes Livres*	**744**	**720**	**3,3%**	**738**	**0,8%**	**2.157**	**2.048**	**5,3%**

(1) Variação entre 3T23 e 2T23; (2) Variação entre 9M23 e 9M22

O aumento no volume de energia aos clientes livres é atribuído, principalmente, à migração de clientes cativos comerciais e industriais para este mercado.

Compra de Energia[2]

COMPRA DE ENERGIA (GWH)*

	3T23	3T22	Var. %	2T23	Var. % (1)	9M23	9M22	Var. % (2)
Central Geradora Termelétrica Fortaleza - CGTF	678	678	-	671	1,0%	2.012	2.012	-
Angra 1 e 2	104	103	1,0%	103	1,0%	309	305	1,3%
PROINFA	59	63	-6,3%	55	7,3%	167	171	-2,3%
Leilões e Quotas	2.206	2.755	-19,9%	2.152	2,5%	6.537	8.152	-19,8%
Total - Compra de Energia s/ CCEE	**3.258**	**3.241**	**0,5%**	**3.184**	**2,3%**	**9.649**	**9.576**	**0,8%**
Liquidação na CCEE	(46)	(158)	-70,9%	(20)	>100,0%	(171)	(453)	-62,3%
Total - Compra de Energia	**3.212**	**3.082**	**4,2%**	**3.164**	**1,5%**	**9.478**	**9.124**	**3,9%**

(1) Variação entre 3T23 e 2T23; (2) Variação entre 9M23 e 9M22

Balanço de Energia[2]

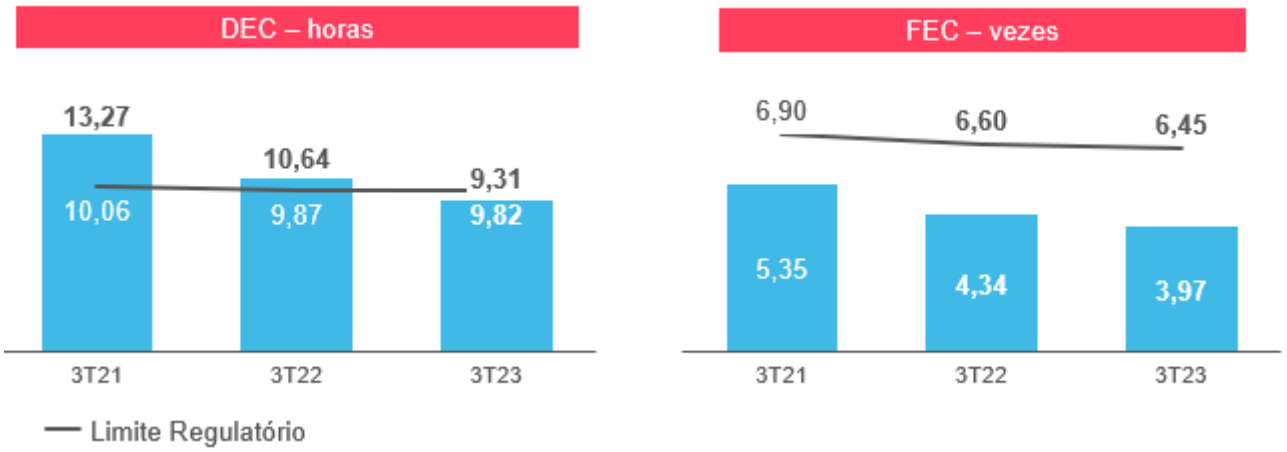
BALANCO DE ENERGIA*

	3T23	3T22	Var. %	2T23	Var. % (1)	9M23	9M22	Var. % (2)
Energia requerida (GWh)	4.216	4.086	3,2%	4.002	5,3%	12.117	11.315	7,1%
Energia distribuída (GWh)	3.474	3.384	2,7%	3.374	3,0%	10.076	9.496	6,1%
Mercado Cativo	2.727	2.656	2,7%	2.633	3,6%	7.910	7.464	6,0%
Mercado Livre	748	728	2,7%	741	0,9%	2.166	2.032	6,6%
Perdas na Distribuição - Sistema Coelce (GWh)	742	702	5,7%	627	18,3%	2.041	1.819	12,2%
Perdas na Distribuição - Sistema Coelce (%)	17,59%	17,18%	0,41 p.p	15,68%	1,91 p.p	16,84%	16,08%	0,76 p.p

(1) Variação entre 3T23 e 2T23; (2) Variação entre 9M23 e 9M22

Indicadores Operacionais

Qualidade do Fornecimento[3]



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 3T23 o DEC apresentou uma queda de 12,5% em relação ao 3T22, ficando novamente abaixo do limite regulatório que é de 9,82 confirmando a trajetória de queda registrada nos últimos anos. Já o FEC do 3T23 apresentou uma redução de 8,5% em relação ao 3T22.

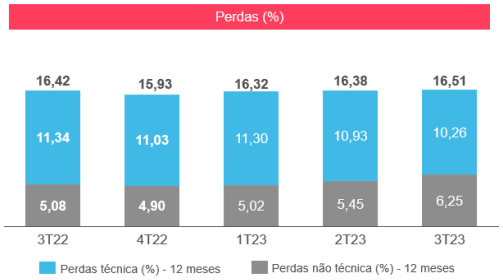
As melhorias observadas nos indicadores de qualidade são resultantes de ações complementares ao nosso plano de manutenção (poda, manutenção de defeitos), finalização do plano de automação (*self healing*) e finalização da migração da comunicação dos telecontroles para satélite. É importante pontuar que o período de chuva no estado do Ceará foi acima da média em 2022, assim como as rajadas de vento e descargas

[2] Dados prévios referente ao 3T23.

[3] Dados prévios referente ao 3T23

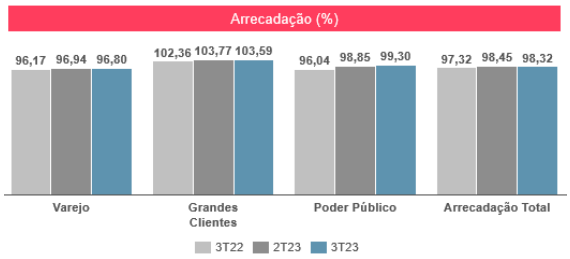
atmosféricas. Adicionalmente fizemos um forte trabalho na redução dos atendimentos improdutivos com foco na melhoria da eficiência no atendimento emergencial.

Disciplina de Mercado – Perdas [3] [4]



As perdas de energia TAM – Taxa Anual Móvel (acumulada em 12 meses) alcançaram 16,51% no 3T23, um aumento de 0,09p.p. em relação às perdas registradas em 3T22, de 16,42%. Essa variação é atribuída ao aumento da energia injetada, superando aos níveis pré-pandemia, acarretando maiores níveis de perdas técnicas.
Quando comparado ao 2T23, observa-se uma ligeira alta em decorrência parcialmente da mudança nas perdas reconhecidas com efeito a partir da revisão tarifária que aconteceu em abril/23. Basicamente o efeito reduziu o reconhecimento em perdas técnicas e aumentou em perdas não técnicas.
O plano de combate as perdas de energia da Enel Ceará mantêm 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 162 GWh de energia Follow UP e de 113 GWh de consumo não faturado, no ano 2023.

Arrecadação[3]



Em relação ao indicador de arrecadação, houve uma melhora generalizada se comparado ao mesmo período do ano anterior, essa evolução é atribuída as atuações que a Companhia vem realizando em B2C e B2B e ações administrativas de corte.
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. Adicionalmente, também estamos obtendo êxito em reduzir as dívidas mais antigas. Nesse período algumas faturas que tiveram vencimento no final do mês de setembro foram contabilizadas no mês de outubro, afetando parcialmente o resultado de cobrabilidade no período com efeito positivo no quarto trimestre de 2023. 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] Dados prévios referente ao 3T23

[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.

Receita Operacional Líquida

RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA (R$ MIL)

	3T23	3T22	Var. %	2T23	Var. % (1)	9M23	9M22	Var. % (2)
Fornecimento de Energia Elétrica	2.053.080	1.880.814	9,2%	2.006.179	2,3%	6.001.857	6.101.530	-1,6%
(-) DIC/FIC/DMIC/DICRI sobre TUSD Consumidores cativos e livres	(18.178)	(9.704)	87,3%	(14.154)	28,4%	(45.327)	(28.826)	57,2%
Subvenção baixa renda	119.419	79.341	50,5%	100.743	18,5%	311.604	200.140	55,7%
Subvenção de recursos da CDE	70.445	53.309	32,1%	34.701	>100,0%	175.344	168.286	4,2%
Fornecimento de Energia Elétrica - Mercado Cativo	2.224.766	2.003.760	11,0%	2.127.469	4,6%	6.443.478	6.441.130	0,0%
Ativos e passivos financeiros setoriais	151.045	138.630	9,0%	177.983	-15,1%	471.848	637.876	-26,0%
Receita de uso da rede elétrica - consumidores livres - revenda	130.204	130.093	0,1%	127.902	1,8%	380.348	349.550	8,8%
Receita de construção	233.787	662.936	-64,7%	323.919	-27,8%	991.025	1.486.702	-33,3%
Venda de Energia Excedente - MVE	-	23.267	-100,0%	8.462	-100,0%	17.091	59.825	-71,4%
Marcação a mercado de ativo indenizável	90.472	(57.989)	<-100,0%	149.932	-39,7%	355.954	136.977	>100,0%
Outras receitas	43.772	40.750	7,4%	47.794	-8,4%	138.055	123.532	11,8%
Total - Receita Operacional Bruta	**2.874.046**	**2.941.447**	**-2,3%**	**2.963.461**	**-3,0%**	**8.797.799**	**9.235.592**	**-4,7%**
ICMS	(388.020)	(396.038)	-2,0%	(396.405)	-2,1%	(1.155.891)	(1.477.524)	-21,8%
COFINS - corrente	(146.672)	(150.876)	-2,8%	(181.135)	-19,0%	(485.904)	(476.121)	2,1%
PIS - corrente	(31.843)	(32.756)	-2,8%	(39.325)	-19,0%	(105.492)	(103.368)	2,1%
ISS	(1.317)	(1.643)	-19,8%	(1.689)	-22,0%	(4.691)	(5.031)	-6,8%
Total - Tributos	(567.852)	(581.313)	-2,3%	(618.554)	-8,2%	(1.751.978)	(2.062.044)	-15,0%
Eficiência energética, P&D, FNDCT e EPE	(17.605)	(15.744)	11,8%	(16.446)	7,0%	(50.617)	(46.487)	8,9%
Conta de Desenvolvimento Energético - CDE	(183.565)	(140.285)	30,9%	(183.566)	-0,0%	(513.897)	(425.483)	20,8%
Encargos do consumidor - CCRBT	144	1.358	-89,4%	434	-66,8%	888	(348.072)	<-100,0%
Taxa de Fiscalização dos Serviços de Energia Elétrica - TFSEE	(2.624)	(2.691)	-2,5%	(2.623)	0,0%	(7.938)	(7.640)	3,9%
Total - Encargos Setoriais	(203.650)	(157.362)	29,4%	(202.201)	0,7%	(571.564)	(827.682)	-30,9%
Total - Deduções da Receita	**(771.502)**	**(738.675)**	**4,4%**	**(820.755)**	**-6,0%**	**(2.323.542)**	**(2.889.726)**	**-19,6%**
Total - Receita Operacional Líquida	**2.102.544**	**2.202.772**	**-4,6%**	**2.142.706**	**-1,9%**	**6.474.257**	**6.345.866**	**2,0%**

(1) Variação entre 3T23 e 2T23; (2) Variação entre 9M23 e 9M22

A receita operacional líquida da Enel Distribuição Ceará apresentou uma queda de 4,6% no 3T23 em relação ao 3T22. Excluindo o efeito da receita de construção, a receita operacional líquida da Companhia, no 3T23, atingiu o montante de R$ 1.868,8 milhões, alta de R$ 328,9 milhões em relação ao 3T22, cujo montante foi de R$ 1.539,8 milhões. O aumento da receita operacional líquida é resultado dos seguintes efeitos:

- Aumento de R$ 172,3 milhões na rubrica de Fornecimento de Energia Elétrica em relação ao 3T22, devido a um maior consumo registrado no período tendo em vista a normalização das chuvas em todo estado e, principalmente, pela melhora do mix com aumento no consumo da classe residencial.
- Aumento na rubrica de marcação a mercado de ativo indenizável no total de R$ 148,5 milhões referente a atualização da base do ativo indenizável, principalmente em razão da deflação ocorrida no 3T22, reduzindo a base de comparação, além do aumento da base de ativos em decorrência da revisão tarifária.
- Aumento dos ativos e passivos financeiros setoriais líquidos, em R$ 12,4 milhões relacionado com uma maior constituição de ativos setoriais regulatórios reflexo do reajuste tarifário, gerando um aumento nas amortizações nos períodos analisados.
- Redução de R$ 13,5 milhões no total de tributos no 3T23 em relação ao mesmo período do ano anterior, principalmente na linha de ICMS incidente nas contas de energia elétrica desde julho de 2022 (redução de R$ 8,0 milhões);

Compensado parcialmente pelos seguintes fatores:

- Redução na linha de Venda de Energia Excedente – MVE num montante de R$ 23,3 milhões, como resultado, do menor PLD em 2022;
- 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).

No acumulado do 9M23, a receita operacional líquida da Enel Distribuição Ceará apresentou um aumento de 2,0% em relação ao 9M22. Excluindo o efeito da receita de construção, a receita operacional líquida da Companhia, no 9M23, atingiu o montante de R$ 5.483,2 milhões, alta de R$ 624,1 milhões em relação ao 9M22, cujo montante foi de R$ 4.859,2 milhões. O aumento da receita operacional líquida é resultado dos seguintes efeitos:

- Aumento na rubrica de marcação a mercado de ativo indenizável no total de R$ 219,0 milhões referente a atualização da base do ativo indenizável, principalmente em razão da deflação ocorrida no 1S22, reduzindo a base de comparação, além do aumento da base de ativos em decorrência da revisão tarifária.
- Aumento de R$ 30,8 milhões na receita de uso da rede elétrica (consumidores livres-revenda), parcialmente explicado pelo aumento do consumo nesta classe;
- Redução de R$ 348,9 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$ 310,1 milhões no total de tributos no 9M23 em relação ao mesmo período do ano anterior, principalmente na linha de ICMS incidente nas contas de energia elétrica desde julho de 2022 (redução de R$ 321,6 milhões);

Compensado parcialmente pelos seguintes fatores:

- Redução de R$ 99,7 milhões na rubrica de Fornecimento de Energia Elétrica em relação ao 9M22 em decorrência dos efeitos da bandeira de escassez hídrica que se manteve vigente até meados de abril de 2022 e, parcialmente devido a menor arrecadação em relação ao ano passado em decorrência da redução da alíquota de ICMS incidente nas contas de energia elétrica desde julho de 2022.
- Redução de R$ 166,0 milhões na rubrica de ativo e passivo financeiro setorial relacionada com uma menor constituição de ativos setoriais regulatórios, pela melhora do cenário hidrológico, impactando na redução dos custos.
- Redução na linha de Venda de Energia Excedente – MVE num montante de R$ 42,7 milhões, como resultado, do menor PLD em 2022;
- Crescimento de R$ 88,4 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).

Custos e Despesas Operacionais

CUSTOS DO SERVICO E DESPESAS OPERACIONAIS (R$ MIL)

	3T23	3T22	Var. %	2T23	Var. % (1)	9M23	9M22	Var. % (2)
Custos e despesas não gerenciáveis								
Energia elétrica comprada para revenda	(866.613)	(864.957)	0,2%	(847.542)	2,3%	(2.534.892)	(2.489.428)	1,8%
Encargos do uso do sistema de transmissão	(192.923)	(190.382)	1,3%	(205.403)	-6,1%	(606.310)	(543.645)	11,5%
Total - Não gerenciáveis	**(1.059.536)**	**(1.055.339)**	**0,4%**	**(1.052.945)**	**0,6%**	**(3.141.202)**	**(3.033.073)**	**3,6%**
Custos e despesas gerenciáveis								
Pessoal	(53.178)	(31.548)	68,6%	(51.739)	2,8%	(146.329)	(118.646)	23,3%
Material e Serviços de Terceiros	(172.012)	(158.369)	8,6%	(205.714)	-16,4%	(583.335)	(501.645)	16,3%
Depreciação e Amortização	(124.663)	(68.101)	83,1%	(125.270)	-0,5%	(370.906)	(257.262)	44,2%
Custo na desativação de bens	(28.677)	(1.661)	>100,0%	2.350	<-100,0%	(33.724)	(893)	>100,0%
Prov. para Créditos de Liquidação Duvidosa	(34.837)	(27.643)	26,0%	(45.982)	-24,2%	(130.888)	(100.147)	30,7%
Custo de Construção	(233.787)	(662.936)	-64,7%	(323.919)	-27,8%	(991.025)	(1.486.702)	-33,3%
Provisão para riscos fiscais, cíveis e trabalhistas	(2.966)	(2.789)	6,3%	(24.651)	-88,0%	(36.195)	(16.952)	>100,0%
Perda de recebíveis de clientes	(9.283)	(1.637)	>100,0%	(6.190)	50,0%	(20.905)	(11.329)	84,5%
Receita de multas por impontualidade de clientes	16.735	15.872	5,4%	16.159	3,6%	49.647	67.603	-26,6%
Outras Receitas/Despesas Operacionais	(27.542)	(33.297)	-17,3%	(16.458)	67,3%	(78.048)	(74.871)	4,2%
Total - Gerenciáveis	**(670.210)**	**(972.109)**	**-31,1%**	**(781.414)**	**-14,2%**	**(2.341.708)**	**(2.500.844)**	**-6,4%**
Total - Custos do Serviço e Despesa Operacional	**(1.729.746)**	**(2.027.448)**	**-14,7%**	**(1.834.359)**	**-5,7%**	**(5.482.910)**	**(5.533.917)**	**-0,9%**

(1) Variação entre 3T23 e 2T23; (2) Variação entre 9M23 e 9M22

Os custos e despesas operacionais no 3T23 em relação ao 3T22 apresentaram uma queda de 14,7% ou R$ 297,7 milhões. Excluindo-se o efeito do custo de construção, os custos e despesas operacionais da Companhia no trimestre alcançaram o montante de R$ 1.495,9 milhões, alta de 9,6% ou R$ 131,4 milhões em relação ao registrado no mesmo período no ano anterior, de R$ 1.364,5 milhões. Este resultado reflete principalmente as seguintes variações:

- As despesas gerenciáveis apresentaram uma queda de R$ 301,9 milhões no trimestre (excluindo o efeito do custo de construção o efeito seria o inverso, registrando um aumento nos custos e despesas gerenciáveis de R$ 127,3 milhões). Esse aumento é explicado principalmente pelo: (i) aumento de R$ 21,6 milhões na linha de Pessoal em função da contratação de novos eletricistas; (ii) aumento de R$ 13,6 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$ 7,2 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$ 56,6 milhões na linha de depreciação e amortização relacionado ao incremento na base de ativos da Companhia, em decorrência da revisão tarifária; e (iv) Aumento de R$ 27,0 milhões na linha de custo na desativação de bens decorrentes a baixas do processo de revisão tarifária.

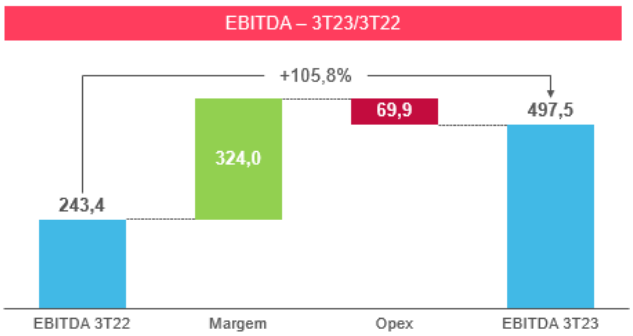
- No 3T23, os custos e despesas não-gerenciáveis mantiveram-se estáveis quando comparado ao mesmo período do ano anterior.

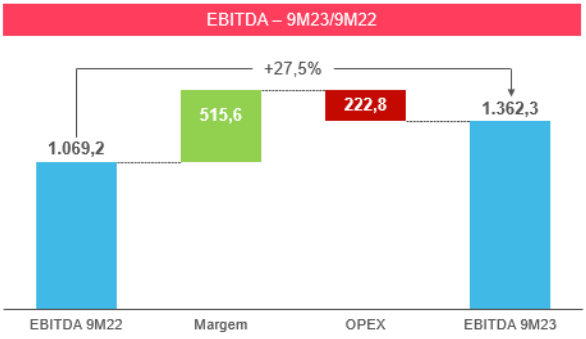
No acumulado do ano, os custos e despesas operacionais apresentaram uma queda marginal de 0,9% em comparação ao 9M22. Excluindo-se o efeito do custo de construção, os custos e despesas operacionais da Companhia no 9M23 alcançaram o montante de R$ 4.491,9 milhões, alta de 11,0% ou R$ 444,7 milhões em relação ao registrado no mesmo período no ano anterior, de R$ 4.047,2 milhões. Este resultado reflete principalmente as seguintes variações:

- Aumento nos custos e despesas não-gerenciáveis de R$ 108,1 milhões no 9M23 em comparação ao mesmo período do ano anterior. Esse crescimento de 3,6%, está relacionado ao aumento nas seguintes rubricas (i) Energia Elétrica comprada para revenda, em um montante de R$ 45,5 milhões em função do aumento do volume de energia distribuída, e (ii) Encargos do uso do sistema de transmissão no valor R$ 62,7 milhões.

- No 9M23 as despesas gerenciáveis apresentaram uma queda de R$ 159,1 milhões (excluindo o efeito do custo de construção, houve um aumento nos custos e despesas gerenciáveis de R$ 336,5 milhões). Esse incremento é explicado principalmente pelo: (i) aumento de R$ 27,7 milhões na despesa de pessoal tendo em vista o pagamento da participação nos resultados e contratação de novos eletricistas, (ii) aumento de R$ 81,7 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$ 32,8 milhões na linha de custo de desativação de bens decorrentes a baixas do processo de revisão tarifária. (iv) aumento de R$ 30,7 milhões na linha de Prov. para Créditos de Liquidação Duvidosa, devido ao aumento do envelhecimento da dívida; (iii) Aumento de R$ 113,6 milhões na linha de depreciação e amortização relacionado ao incremento na base de ativos da Companhia, em decorrência da revisão tarifária; e (iv) Aumento de R$ 19,2 milhões na linha de provisões para riscos fiscais, cíveis e trabalhista atribuído ao maior volume de ações no período.

EBITDA





O EBITDA da Enel Ceará no 3T23 atingiu o montante de R$ 497,5 milhões, o que representa uma alta de R$ 254,1 milhões em relação ao 3T22. A margem EBITDA da Companhia no 3T23 foi de 23,7%, um crescimento de 12,6 p.p. em relação ao mesmo período. A margem EBITDA ex-receita de construção da Companhia trimestre foi de 26,6%, o que representa um aumento de 10,8 p.p. em relação ao mesmo período do ano anterior.

Seguindo na mesma linha, o EBITDA da Enel Ceará no acumulado do 9M23 atingiu o montante de R$ 1.362,3 milhões, o que representa um incremento de R$ 293,0 milhões em relação ao 9M22. A margem EBITDA da Companhia no 9M23 foi de 21,04%, uma alta de 4,19 p.p. em relação ao mesmo período. A margem EBITDA ex-receita de construção da Companhia no semestre foi de 24,84%, representa um incremento de 2,84 p.p. em relação ao mesmo período do ano anterior.

Resultado Financeiro

RESULTADO FINANCEIRO (R$ MIL)

	3T23	3T22	Var. %	2T23	Var. % (1)	9M23	9M22	Var. % (2)
Receitas Financeiras								
Renda de aplicação financeira	13.990	7.220	93,8%	6.455	>100,0%	33.419	17.733	88,5%
Juros e atualização monetária sobre impontualidade de clientes	14.962	16.996	-12,0%	16.479	-9,2%	48.736	39.264	24,1%
Variação monetária de ativos e passivos setoriais	(10.595)	75.438	<-100,0%	(2.245)	>100,0%	30.448	174.403	-82,5%
Instrumento financeiro derivativo - hedge/swap	10.613	(789)	<-100,0%	1.191	>100,0%	19.842	207	>100,0%
Dívida - Marcação a mercado	(191)	-	-	7.289	<-100,0%	13.993	-	
Outras receitas financeiras	994	3.060	-67,5%	1.705	-41,7%	5.854	11.766	-50,2%
(-) Crédito de PIS/COFINS sobre receita financeira	(1.319)	(4.887)	-73,0%	(1.115)	18,3%	(5.987)	(11.540)	-48,1%
Total - Receitas Financeiras	**28.454**	**97.038**	**-70,7%**	**29.759**	**-4,4%**	**146.305**	**231.833**	**-36,9%**
Despesas financeiras								
Variações monetárias de Dívidas e debêntures	(4.692)	11.940	<-100,0%	(22.729)	-79,4%	(66.071)	(52.826)	25,1%
Encargos de Dívidas e debêntures	(143.529)	(69.746)	>100,0%	(111.048)	29,2%	(354.026)	(200.176)	76,9%
Marcação a mercado de Dívida	(8.404)	(29.125)	-71,1%	(7.520)	11,8%	(21.571)	(29.125)	-25,9%
Encargos fundo de pensão	(2.138)	(1.895)	12,8%	(2.138)	-	(6.414)	(5.687)	12,8%
Variação monetária de ativos e passivos setoriais	(2.784)	(42.021)	-93,4%	(5.810)	-52,1%	(49.581)	(81.833)	-39,4%
Atualização de provisão para riscos tributários, cíveis e trabalhistas	(346)	(8.884)	-96,1%	(25.606)	-98,6%	(39.232)	(28.757)	36,4%
Instrumento financeiro derivativo - hedge/swap	(36.473)	(39.855)	-8,5%	(43.879)	-16,9%	(132.147)	(132.247)	-0,1%
Atualizações de impostos, P&D/PEE	(1.543)	(2.061)	-25,1%	(2.547)	-39,4%	(12.699)	(6.131)	>100,0%
Outras despesas financeiras	(10.088)	(8.682)	16,2%	(12.232)	-17,5%	(39.971)	(31.360)	27,5%
Total - Despesas Financeiras	**(209.997)**	**(190.329)**	**10,3%**	**(233.509)**	**-10,1%**	**(721.712)**	**(568.142)**	**27,0%**
Variações Cambiais	**146**	**2.003**	**-92,7%**	**1.039**	**-85,9%**	**1.160**	**4.888**	**-76,3%**
Variações cambiais - Empréstimos	(35.263)	(51.546)	-31,6%	80.904	<-100,0%	73.821	20.441	>100,0%
Variações cambiais - Instrumentos Financeiros de Hedge	35.243	51.100	-31,0%	(79.601)	<-100,0%	(73.432)	(19.949)	>100,0%
Outras Variações Cambiais	166	2.449	-93,2%	(264)	<-100,0%	771	4.396	-82,5%
Total - Receitas e Despesas Financeiras	**(181.397)**	**(91.288)**	**98,7%**	**(202.711)**	**-10,5%**	**(574.247)**	**(331.421)**	**73,3%**

(1) Variação entre 3T23 e 2T23; (2) Variação entre 9M23 e 9M22

O Resultado Financeiro Líquido da Companhia encerrou o 3T23 com uma despesa líquida de R$ 181,4 milhões, representando um aumento de R$ 90,1 milhões em relação ao mesmo trimestre do ano anterior. Essa variação é explicada por:

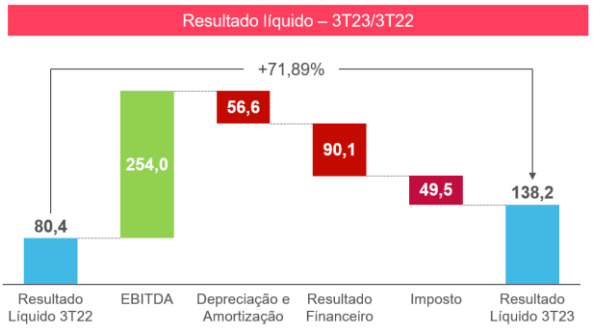
- Aumento líquido de despesa no montante de R$ 46,7 milhões referente as rubricas de variação monetária de ativos e passivos financeiros setoriais impactada substancialmente pela constituição de ativos setoriais e aumento dos itens financeiros homologados no reajuste tarifário ocorrido a partir de abril/23;

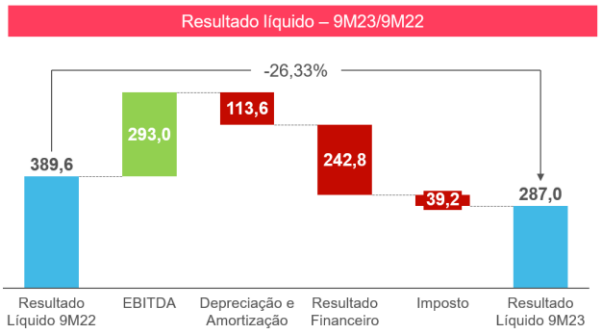
- Aumento de despesa líquida no montante de R$ 54,6 milhões referente as rubricas de dívida (instrumento financeiro derivativo, variação monetária de dívidas e debêntures, encargos de dívidas e debêntures, dívida – marcação a mercado, variações cambiais – empréstimos e instrumentos financeiros de hedge) devido, principalmente, ao aumento do CDI no 2T23 comparado ao 2T22, 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$ 574,2 milhões, montante 73,3% superior ao valor registrado no 9M22 (R$ 331,4 milhões), em decorrência de:

- Aumento de despesa líquida no montante de R$ 125,9 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 (9,92% 9M23 vs. 8,91% 9M22), somado à um aumento no volume de empréstimos contratados entre os períodos analisados;

Resultado Líquido





O resultado líquido da Enel Ceará foi positivo em R$ 138,2 milhões no 3T23, representando uma melhora de R$ 57,8 milhões em relação ao 3T22, explicado principalmente pela alta do EBITDA, e compensado parcialmente pelo (i) aumento na despesa financeira explicada acima, crescimento da linha de depreciação e amortização relacionado ao incremento na base de ativos da Companhia e aumento dos impostos.

No acumulado do ano, o resultado líquido da Enel Ceará foi positivo em R$ 287,0 milhões, representando uma retração de R$ 102,6 milhões em relação ao 9M22, explicado principalmente por (i) aumento na despesa financeira mancionado acima, (ii) crescimento da linha de depreciação e amortização relacionado ao incremento na base de ativos da Companhia, em decorrência da revisão tarifária, e (iii) aumento dos impostos.

Endividamento

INDICADORES DE ENDIVIDAMENTO

	3T23	3T22	Var. %	2T23	Var. % (1)	9M23	9M22	Var. %
Dívida bruta (R$ mil)	5.915.528	4.534.487	30,5%	6.136.979	-3,6%	5.915.528	4.534.487	30,5%
Dívida com Terceiros	5.110.485	3.877.564	31,8%	5.320.353	-3,9%	5.110.485	3.877.564	31,8%
Dívida Intercompany	805.043	656.923	22,5%	816.626	-1,4%	805.043	656.923	22,5%
(-) Caixa, Equivalentes e Aplicações Financ. (R$ mil)	354.235	300.671	17,8%	750.587	-52,8%	354.235	300.671	17,8%
Dívida líquida (R$ mil)	5.561.293	4.233.816	31,4%	5.386.392	3,2%	5.561.293	4.233.816	31,4%
Dívida Bruta / EBITDA Ajustado (2)*	2,81	2,75	2,3%	3,34	-15,9%	2,81	2,75	2,3%
Dívida Líquida / EBITDA Ajustado (2)*	2,64	2,56	3,0%	2,93	-9,9%	2,64	2,56	3,0%
Dívida bruta / (Dívida bruta + PL)	0,58	0,55	5,9%	0,60	-2,9%	0,58	0,55	5,9%
Dívida líquida / (Dívida líquida + PL)	0,57	0,53	6,4%	0,57	-0,1%	0,57	0,53	6,4%

(1) Variação entre 3T23 e 2T23
(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 o 3T23 em R$ 5.916 milhões, um incremento de R$ 1.381 milhões em relação ao 3T22. A variação da dívida bruta deve-se, basicamente, as novas captações de dívidas para refinanciamento, investimentos e capital de giro no montante de R$ 3.462 milhões, em conjunto com apropriação de juros e correção monetária no montante de R$ 683 milhões, parcialmente compensados, por amortizações e pagamento de encargos ocorridos entre os períodos comparados, que alcançaram respectivamente R$ 2.176 milhões e R$ 549 milhões. Adicionalmente, a Companhia reconheceu no período ajuste positivo relacionado aos SWAPs de dívidas vigentes no valor de R$ 39 milhões.

A Companhia encerrou o 3T23 com o custo médio da dívida no período de 14,04% a.a.

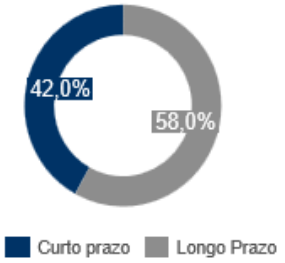
Colchão de Liquidez

Para se precaver de qualquer necessidade emergencial de caixa, em 30 de setembro 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 Nº 2.979, Nº 1.540, Nº 3.754 e Nº 647, no valor de até R$ 2.150 milhões.

Classificação de Riscos (Rating)

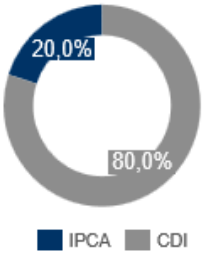
Em 31 de agosto de 2023, a agência classificadora de risco de crédito corporativo Fitch Ratings reafirmou o rating de crédito corporativo da Companhia de longo prazo na Escala Nacional Brasil em ‘AAA (bra)’, com perspectiva estável.

Abertura da Dívida Bruta - CP e LP
Posição Final em set/23

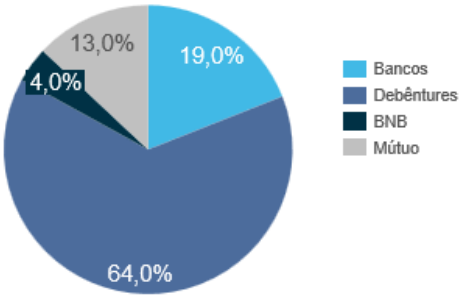


Abertura da Dívida Bruta - Moedas
Posição Final em set/23

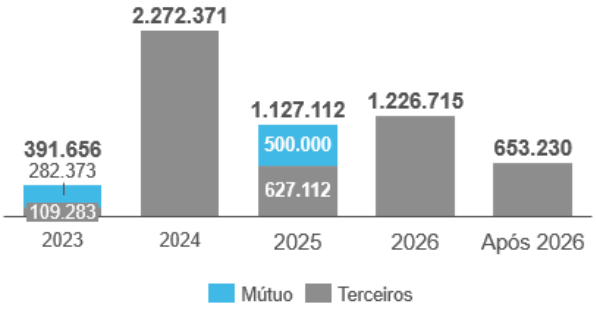
Abertura da Dívida Bruta - Indexadores
Posição Final em set/23



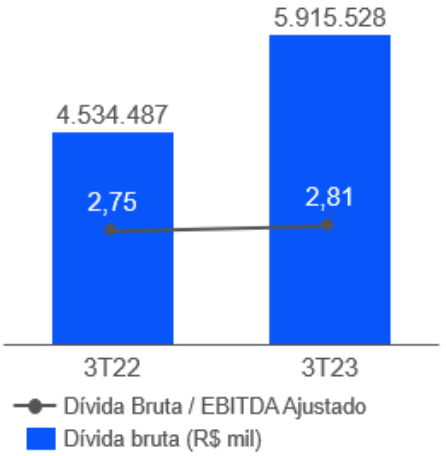
Abertura da Dívida Bruta - Credor
Posição Final em set/23



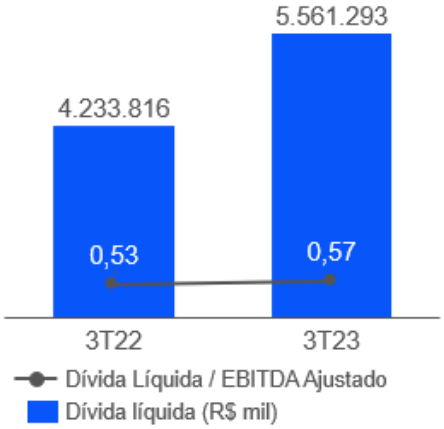
Curva de Amortização de saldo de dívida com SWAP (R$ Mil)
Posição Final em set/23



Dívida Bruta (R$ Mil) e Dívida Bruta / EBITDA (Vezes)
Evolução 3T22 - 3T23



Dívida Líquida (R$ Mil) e Alavancagem (Vezes)
Evolução 3T22 - 3T23



Investimentos[4]

INVESTIMENTOS (R$ MIL)*

	3T23	3T22	Var. %	2T23	Var. % (1)	9M23	9M22	Var. % (2)
Novas Conexões	180.812	214.020	-15,5%	254.186	-28,9%	753.679	599.780	25,7%
Rede	12.965	157.263	-91,8%	60.619	-78,6%	166.060	320.824	-48,2%
Combate às Perdas	6.991	41.183	-83,0%	28.216	-75,2%	68.770	75.489	-8,9%
Qualidade do Sistema Elétrico	13.640	92.364	-85,2%	26.113	-47,8%	90.852	168.605	-46,1%
Adequação à carga	-7.666	23.716	<-100,0%	6.290	<-100,0%	6.438	76.731	-91,6%
Outros	43.840	93.073	-52,9%	80.643	-45,6%	203.985	264.359	-22,8%
Total Investido	**237.618**	**464.356**	**-48,8%**	**395.449**	**-39,9%**	**1.123.724**	**1.184.962**	**-5,2%**
Aportes / Subsídios	-	-	-	-	-	-	(13.367)	-100,0%
Investimento Líquido	**237.618**	**464.356**	**-48,8%**	**395.449**	**-39,9%**	**1.123.724**	**1.171.595**	**-4,1%**

(1) Variação entre 3T23 e 2T23; (2) Variação entre 9M23 e 9M22

[4] Dados prévios referente ao 3T23

No 3T23, a Companhia investiu R$ 237,6 milhões, dos quais: (i) R$12,9 milhões em qualidade do sistema elétrico, adequação da carga e atividades de combate a perdas, que representou uma queda de 48,8% frente ao mesmo período do ano anterior, esta queda é relacionada ao processo de revisão tarifária ocorrido em abril de 2023, onde o nível de investimento atinge patamares mais elevados no ano que antecede a revisão, aumentando a base de comparação no período seguinte. Houve também um declínio 15,5% nos investimentos em novas conexões, totalizando R$180,8 milhões. No acumulado do ano, a queda total foi de 5,2%, sendo afetado pela redução dos investimentos em rede que reduziu 48,2% compensado pelo crescimento dos investimentos em novas conexões que apresentou uma alta de 25,7% frente o 9M22.

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.

Em 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).

A integração dos compromissos públicos assumidos com os ODS, somados à agenda ASG é garantida por processos estruturados em todo o Grupo, que contam, em todas as suas etapas, com o respeito aos direitos humanos para a busca pelo crescimento sustentável. Além disso, a adoção dos indicadores ASG em toda a cadeia de valor não se dá apenas para reportar os resultados alcançados, mas sobretudo para antecipar as decisões e orientar as suas ações.

A partir da estratégia ASG, deriva o Plano de Sustentabilidade da companhia, revisto anualmente, traduzido em indicadores sociais, ambientais e de governança, 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, que foi reavaliado a partir do processo anual de materialidade, abrange o ciclo 2023-2025 e estabelece objetivos ASG específicos em 4 grandes temas: Pessoas, Natureza, Aceleradores de Crescimento e Direitos Humanos (incluindo aqui as questões de Saúde e Segurança e Governança) com ações que abrangem todas as empresas do Grupo no Brasil e ações regionalizadas. O Plano de Sustentabilidade da Enel Distribuição Ceará, em 2023, conta com 74 ações desdobradas em metas ambientais, metas sociais e ações para garantir ou aumentar a governança. Até o 3º trimestre de 2023, foi registrado o avanço geral de 82% em relação ao total de ações planejadas para o ano, sendo que destas, as ações voltadas para a temática ambiental tiveram uma evolução de 79%, as ações com foco na temática social tiveram 84% de avanço e as ações voltadas para fortalecer a governança tiveram um avanço de 74%, no mesmo período.

As linhas de negócio do Grupo seguem uma estratégia de relacionamento com todas as partes interessadas, com o objetivo de gerar valor compartilhado. Com foco no atendimento às regiões e comunidades onde a Enel está inserida, especialmente as localizadas em regiões de alta vulnerabilidade social, a companhia mantém o programa Enel Compartilha, que inclui projetos socioambientais voltados aos temas da eficiência energética, educação para o consumo consciente de energia, geração de renda e empregabilidade, cidadania e economia circular.

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.

Ao aliar o programa Enel Compartilha à sua estratégia de negócio e aos ODS da ONU, a Enel reforça o compromisso do Grupo com a Agenda ASG e com o desenvolvimento de uma sociedade mais justa, resiliente e sustentável. Até o terceiro trimestre de 2023 foram beneficiadas 444.338 pessoas pelos projetos da Enel Distribuição Ceará, destacando-se:

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, está realizando o cadastramento, sorteio e entrega de 500 refrigeradores em 20 municípios do interior do estado e da Região Metropolitana, além da doação de 500 cestas básicas. As ações iniciaram em agosto e deverão ser finalizadas em dezembro deste ano. Serão beneficiados moradores dos municípios de São Benedito, Aratuba, Itapajé, Itapipoca, Uruburetama, Quixeramobim, Senador Pompeu, Milhã, Farias Brito e Porteiras. Em 2023, as ações já realizadas propiciaram a troca de 3.884 lâmpadas e-1.848 geladeiras.

Conta Contigo – ODS 03 e Enel Compartilha Inclusão Digital – *ODS 08*
Em setembro, a Enel Distribuição Enel, realizou a doação de 40 notebooks obsoletos para duas instituições do programa Conta Contigo. Foram beneficiadas com 20 notebooks cada as instituições: Associação Vidança e Associação Filantrópica Evangélica Dorcas. Em 2023 já foram doados 115 equipamentos para sete instituições. Após o recebimento dos equipamentos, as instituições também passam a integrar o programa Enel Compartilha Inclusão Digital, que tem como objetivo promover a democratização digital por meio de cursos de informática e ferramentas digitais, contribuindo para o desenvolvimento socioeconômico da população, além de disponibilizar acesso aos serviços de atendimento da Enel.

Programas de Sustentabilidade no Winds for Future – *ODS 13*
Tivemos a participação dos programas de Sustentabilidade no *Winds For Future*, maior festival de inovação e sustentabilidade da América Latina, realizado no município de Caucaia/CE. O evento abordou temáticas como mudanças climáticas, ESG, transição energética, entre outros. O programa Ecoenel foi responsável pela destinação dos materiais recicláveis gerados nos quatro dias de evento (21 a 24/09), com um recolhimento de 536 Kg, representando uma economia de 1.583,45 KWh de energia. Com essa coleta, a ONG São Lázaro foi beneficiada com R$ 200,00 de bônus na fatura de energia. Durante o evento também foram comercializadas peças do programa Enel Compartilha Empreendedorismo e da Coleção Energia.

Indicadores ASG - Enel Ceará

Indicadores

	3T23	3T22
Colaboradores próprios (unit)	1.503	1.072
Colaboradores terceirizados (unit)	9.276	10.717
% de mulheres na Empresa	18,0%	26,3%
% de mulheres em cargos de liderança (1)*	21,8%	22,1%
Média de horas de treinamento por empregado (horas)	3,32	27,71
Taxa de Rotatividade (2)*	2,7%	3,1%
Número de membros no conselho (unit)	8	8
Número de membros independentes no conselho (unit)	1	1
% de mulheres no conselho	25,0%	12,5%
Beneficiados pelos projetos sociais	444.338	356.584
Resíduos perigosos enviados para recuperação	99%	99%
Resíduos não perigosos enviados para recuperação	83%	83%
Avaliação de fornecedores ambientais (3)*	11	11
Realização de ECoS Ambiental (4)*	1	1

(1) Lideres: 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.

A ANEEL aprovou a Revisão Tarifária Periódica da Companhia negativo de -0,46% composto por reajuste econômico de +2,71% e componente financeiro de -3,17%. Considerando o componente financeiro do último processo tarifário, +3,52%, o efeito médio a ser percebido pelos consumidores será 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:

i. Complemento positivo do ativo financeiro da concessão no montante de R$ 158.534 (conforme nota explicativa nº 13.2 do ITR).

ii. 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 13.2 e 13.3 do ITR).

iii. Baixas do ativo intangível da concessão no montante de R$ 28.090 (conforme nota explicativa nº 13.3 do ITR).

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.

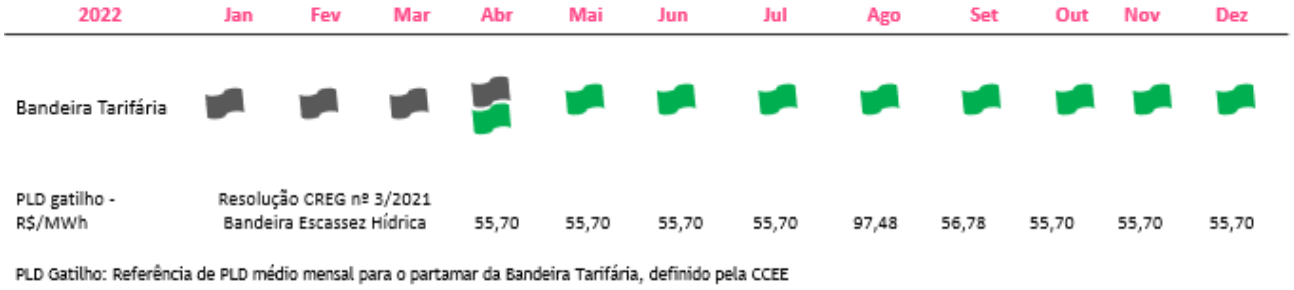
Bandeira vermelha: condições mais custosas de geração. A partir de 01/07/22 - As tarifas dos dois patamares ficaram assim: R$ 6,5 (patamar 1) e R$ 9,795 (patamar 2) para cada 100 quilowatt-hora (kWh) consumidos.

A Bandeira Escassez Hídrica teve vigência de setembro de 2021 a abril de 2022, a tarifa foi acrescida de R$ 14,20 para cada 100 quilowatt-hora (kWh) consumidos.

O cenário hidrológico para o primeiro semestre de 2022 foi de recuperação, o Governo Federal, antecipou o fim da vigência da Bandeira Escassez Hídrica em 15 dias, com isso, a bandeira tarifária verde passou a valer para todos os consumidores de energia a partir de 16 de abril de 2022 e ficou assim até o final de 2022.

De janeiro a junho 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 2021 e 2022, reflexo das condições hidrológicas, estão demonstradas a seguir:



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			

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 29 de dezembro de 2022, a Resolução Homologatória n.º 3.167 da Aneel definiu os valores limites do PLD de 2023. O PLD máximo foi fixado em R$ 1.391,56/MWh e o valor mínimo em R$ 69,04/MWh. Esses limites passaram a vigorar em 1º de janeiro de 2023.

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 nº 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 clico 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 nº 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 nº 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 nº 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 nº 1.010, de 29 de março de 2022 e nº 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 nº 510, de 24 de fevereiro de 2023.

ANEXO 1

DRE (R$ MIL)

	3T23	3T22	Var. %	9M23	9M22	Var. %
Receita Operacional Bruta	**2.874.046**	**2.941.447**	**-2,3%**	**8.797.799**	**9.235.592**	**-4,7%**
Fornecimento de Energia - Mercado Cativo	2.224.766	2.003.760	11,0%	6.443.478	6.441.130	0,0%
CVA	151.045	138.630	9,0%	471.848	637.876	-26,0%
Receita de uso da rede elétrica - consumidores livres	130.204	130.093	0,1%	380.348	349.550	8,8%
Receita de Construção	233.787	662.936	-64,7%	991.025	1.486.702	-33,3%
Outras Receitas	134.244	6.028	>100,0%	511.100	320.334	59,6%
Deduções da Receita Operacional	**(771.502)**	**(738.675)**	**4,4%**	**(2.323.542)**	**(2.889.726)**	**-19,6%**
Receita Operacional Líquida	**2.102.544**	**2.202.772**	**-4,6%**	**6.474.257**	**6.345.866**	**2,0%**
Custo do Serviço de Energia Elétrica	**(1.059.536)**	**(1.055.339)**	**0,4%**	**(3.141.202)**	**(3.033.073)**	**3,6%**
Energia elétrica comprada para revenda e despesas da CCEE	(866.613)	(864.957)	0,2%	(2.534.892)	(2.489.428)	1,8%
Encargos de conexão e uso da rede	(192.923)	(190.382)	1,3%	(606.310)	(543.645)	11,5%
Custo/Despesa Operacional	**(670.210)**	**(972.109)**	**-31,1%**	**(2.341.708)**	**(2.500.844)**	**-6,4%**
Pessoal	(53.178)	(31.548)	68,6%	(146.329)	(118.646)	23,3%
Material e Serviços de terceiros	(172.012)	(158.369)	8,6%	(583.335)	(501.645)	16,3%
Depreciação e amortização	(124.663)	(68.101)	83,1%	(370.906)	(257.262)	44,2%
Provisões	(37.803)	(30.432)	24,2%	(167.083)	(117.099)	42,7%
Custo de construção	(233.787)	(662.936)	-64,7%	(991.025)	(1.486.702)	-33,3%
Outros	(21.225)	12.574	<-100,0%	(4.982)	55.381	<-100,0%
Outras receitas/despesas operacionais	(27.542)	(33.297)	-17,3%	(78.048)	(74.871)	4,2%
EBITDA	**497.461**	**243.425**	**>100,0%**	**1.362.253**	**1.069.211**	**27,4%**
EBIT	**372.798**	**175.324**	**>100,0%**	**991.347**	**811.949**	**22,1%**
Resultado Financeiro	**(181.397)**	**(91.288)**	**98,7%**	**(574.248)**	**(331.421)**	**73,3%**
Receita Financeira	28.454	97.038	-70,7%	146.305	231.833	-36,9%
Despesa Financeira	(209.997)	(190.329)	10,3%	(721.713)	(568.142)	27,0%
Variações Cambiais	146	2.003	-92,7%	1.160	4.888	-76,3%
Resultado antes dos impostos	**191.401**	**84.036**	**>100,0%**	**417.099**	**480.528**	**-13,2%**
IR/CS	**(53.210)**	**(3.678)**	**>100,0%**	**(130.176)**	**(90.975)**	**43,1%**
Lucro/Prejuízo Líquido	**138.191**	**80.358**	**72,0%**	**286.922**	**389.553**	**-26,3%**