



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

Fortaleza, 26 de abril de 2023 – A Companhia Energética do Ceará (“Enel Distribuição Ceará” ou “Companhia”) anuncia os seus resultados do primeiro trimestre (“1T23”).

1

DESTAQUES

DESTAQUES DO PERÍODO

	1T23	1T22	Var. %	4T22	Var. % (1)
Receita Bruta (R\$ mil)	2.960.292	3.258.727	-9,2%	2.976.952	-0,6%
Receita Líquida (R\$ mil)	2.229.007	2.032.835	9,7%	2.222.438	0,3%
EBITDA (2) (R\$ mil)	431.175	354.067	21,8%	535.280	-19,4%
Margem EBITDA (%)	19,34%	17,42%	1,92 p.p	24,09%	-4,75 p.p
Margem EBITDA ex-Receita de Construção	24,01%	21,74%	2,27 p.p	30,57%	-6,56 p.p
EBIT (3) (R\$ mil)	310.202	271.554	14,2%	412.993	-24,9%
Margem EBIT (%)	13,92%	13,36%	0,56 p.p	18,58%	-4,66 p.p
Lucro Líquido (R\$ mil)	79.117	111.141	-28,8%	251.017	-68,5%
Margem Líquida	3,55%	5,47%	-1,92 p.p	11,29%	-7,74 p.p
Margem Líquida ex-Receita de Construção	4,41%	6,82%	-2,41 p.p	14,34%	-9,93 p.p
Volume de Energia - Venda e Transporte (GWh)*	3.092	3.098	-0,2%	3.326	-7,0%
CAPEX (R\$ mil)*	490.658	354.856	38,3%	375.151	30,8%
DEC (12 meses)*	9,56	11,04	-13,4%	10,08	-5,2%
FEC (12 meses)*	4,02	4,58	-12,2%	4,23	-5,0%
Índice de Arrecadação (12 meses)*	98,60%	97,74%	0,86 p.p	97,53%	1,07 p.p
Perdas de Energia (12 meses)*	16,32%	16,42%	-0,10 p.p	15,93%	0,39 p.p
PMSO (4) / Consumidor*	82,58	62,29	32,6%	51,22	61,2%

(1) Variação entre 1T23 e 4T22;

(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 habitantes¹.

DADOS GERAIS*

	1T23	1T22	Var. %
Linhas de Distribuição (Km)	148.895	148.895	-
Linhas de Transmissão (Km)	5.605	5.452	2,8%
Subestações (Unid.)	126	121	4,1%
Volume de Energia 12 meses (GWh)	12.590	12.697	-0,8%
Marketshare no Brasil - Nº de Clientes (1)	4,73%	5,19%	-0,46 p.p
Marketshare no Brasil - Volume de Energia (2)	2,47%	2,54%	-0,07 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



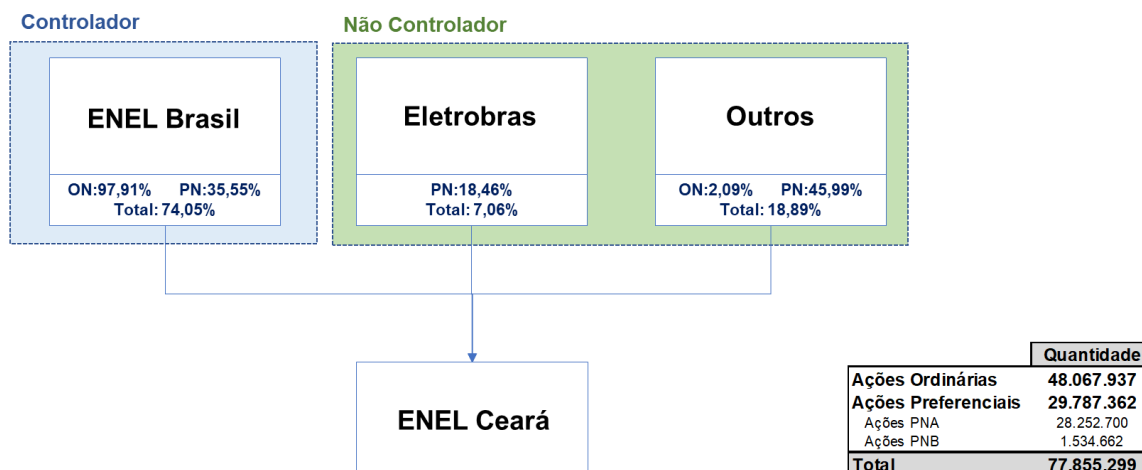
¹ Estimativa do número de Habitantes de Ceará de acordo com a projeção da população divulgada anualmente pelo IBGE

* Dados prévios referente ao 1T23.

2 PERFIL CORPORATIVO

Organograma Societário Simplificado

Posição em 31 de março de 2023



3 DESEMPENHO OPERACIONAL

Mercado de Energia

NÚMERO DE CONSUMIDORES (UNIDADES)*

	1T23	1T22	Var. %	4T22	Var. % (1)
Mercado Cativo	4.177.889	4.135.660	1,0%	4.210.937	-0,8%
Residencial - Convencional	2.293.250	2.425.268	-5,4%	2.362.563	-2,9%
Residencial - Baixa Renda	1.110.989	909.499	22,2%	1.069.324	3,9%
Industrial	5.810	5.932	-2,1%	5.823	-0,2%
Comercial	182.062	181.268	0,4%	182.060	0,0%
Rural	533.009	562.127	-5,2%	539.690	-1,2%
Setor Público	52.769	51.566	2,3%	51.477	2,5%
Clientes Livres	757	599	26,4%	701	8,0%
Industrial	227	177	28,2%	209	8,6%
Comercial	513	408	25,7%	476	7,8%
Rural	11	10	10,0%	10	10,0%
Setor Público	6	4	50,0%	6	-
Revenda	2	2	-	2	-
Subtotal - Consumidores Efetivos Faturados	4.178.648	4.136.261	1,0%	4.211.640	-0,8%

(1) Variação entre 1T23 e 4T22;

A Companhia encerrou 1T23 com um incremento de 1,0% em relação à quantidade de consumidores efetivos faturados registrados no 1T22. O acréscimo observado no mercado cativo entre os períodos analisados está concentrado na classe residencial Baixa Renda.

Tal aumento é majoritariamente atribuído 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, o crescimento observado também reflete a inclusão de novos entrantes e a recuperação de clientes irregulares que passaram a ser inseridos no faturamento.

O mercado livre, que segue em tendência de crescimento, apresentou um aumento de 26,4% em relação ao total de consumidores livres efetivos faturados no mesmo período do ano anterior, reflexo da migração de clientes do mercado cativo e retomada das atividades pós-período restritivo da pandemia.

Venda e Transporte de Energia na Área de Concessão

VENDA E TRANSPORTE DE ENERGIA (GWH)*

	1T23	1T22	Var. %	4T22	Var. % (1)
Mercado Cativo	2.410	2.460	-2,0%	2.606	-7,5%
Clientes Livres	674	632	6,6%	712	-5,3%
Revenda	3	3	-	3	-
Consumo Próprio	4	3	33,3%	5	-20,0%
Total - Venda e Transporte de Energia	3.092	3.098	-0,2%	3.326	-7,0%

(1) Variação entre 1T23 e 4T22;

Mercado Cativo

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

	1T23	1T22	Var. %	4T22	Var. % (1)
Residencial - Convencional	904	999	-9,5%	941	-3,9%
Residencial - Baixa Renda	378	259	45,9%	382	-1,0%
Industrial	109	125	-12,8%	127	-14,2%
Comercial	355	389	-8,7%	377	-5,8%
Rural	287	293	-2,0%	357	-19,6%
Setor Público	376	393	-4,3%	421	-10,7%
Total - Venda de Energia no Mercado Cativo	2.410	2.460	-2,0%	2.606	-7,5%

(1) Variação entre 1T23 e 4T22;

O mercado cativo totalizou 2.410 GWh no 1T23, redução de 2,0% do volume registrado no 1T22 (2.460 GWh), reflexo da migração de clientes livres e devido ao aumento significativo de pedidos de ligação de placas solares antes da entrada em vigor do Marco Legal da geração distribuída.

A classe Residencial Baixa Renda apresentou no 1T23 uma alta de 45,9% se comparado ao mesmo período de 2022. Em contrapartida, a classe Residencial Convencional apresentou uma queda de 9,5% vis-à-vis 1T22, em ambos é explicado pelo reflexo da migração entre classes abordada acima.

A classe industrial apresentou reduções de 12,8% no 1T23 em comparação ao 1T22, explicado por uma deterioração econômica ocasionada pelas altas taxas de juros, além da migração destes clientes para o mercado livre.

Na classe comercial, o 1T23 apresentou uma redução de 8,7% comparado ao mesmo período em 2022, decorrente da migração desses clientes para o mercado livre e restrição ao crédito.

Já a classe Rural registrou redução de 2,0% no 1T23 vis-à-vis o mesmo período do ano anterior.

Clientes Livres

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

	1T23	1T22	Var. %	4T22	Var. % (1)
Industrial	433	417	3,8%	476	-9,0%
Comercial	210	185	13,5%	204	2,9%
Rural	5	5	-	4	25,0%
Setor Público	27	26	3,8%	27	-
Total - Transporte de Energia para os Clientes Livres*	674	632	6,6%	712	-5,3%

(1) Variação entre 1T23 e 4T22;

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 Energia²

COMPRA DE ENERGIA (GWH)*

	1T23	1T22	Var. %	4T22	Var. % (1)
Central Geradora Termelétrica Fortaleza - CGTF	663	663	-	678	-2,2%
Angra 1 e 2	102	101	1,0%	103	-1,0%
PROINFA	54	53	1,9%	63	-14,3%
Leilões e Quotas	2.179	2.695	-19,1%	2.850	-23,5%
Total - Compra de Energia s/ CCEE	3.207	3.162	1,4%	3.359	-4,5%
Liquidação na CCEE	(105)	(81)	29,6%	(28)	>100,0%
Total - Compra de Energia	3.102	3.081	0,7%	3.331	-6,9%

(1) Variação entre 1T23 e 4T22;

Balanco de Energia²

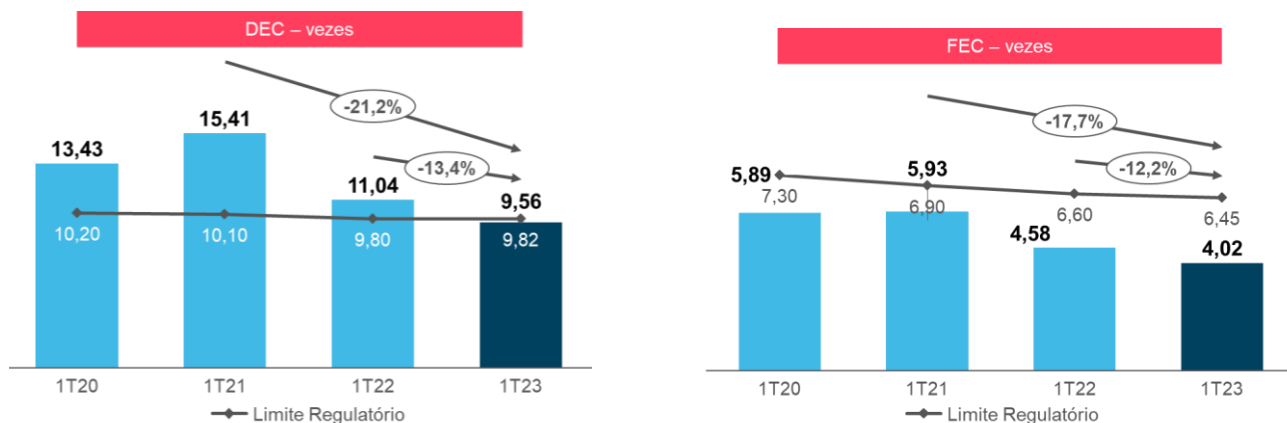
BALANCO DE ENERGIA*

	1T23	1T22	Var. %	4T22	Var. % (1)
Energia requerida (GWh)	3.899	3.735	4,4%	4.161	-6,3%
Energia distribuída (GWh)	3.227	3.150	2,4%	3.515	-8,2%
Mercado Cativo	2.549	2.540	0,4%	2.800	-9,0%
Mercado Livre	677	611	10,8%	715	-5,3%
Perdas na Distribuição - Sistema Coelce (GWh)	672	585	14,9%	646	4,0%
Perdas na Distribuição - Sistema Coelce (%)	17,24%	15,66%	1,58 p.p	15,53%	1,71 p.p

(1) Variação entre 1T23 e 1T22;

Indicadores Operacionais

Qualidade do Fornecimento³



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. O DEC apresentou uma queda de 13,4% em relação ao registrado no mesmo período do ano anterior, ficando, após 27 meses, abaixo do limite regulatório, que é de 9,82. O FEC do 1T23 apresentou uma redução de 12,2% em relação ao 1T22.

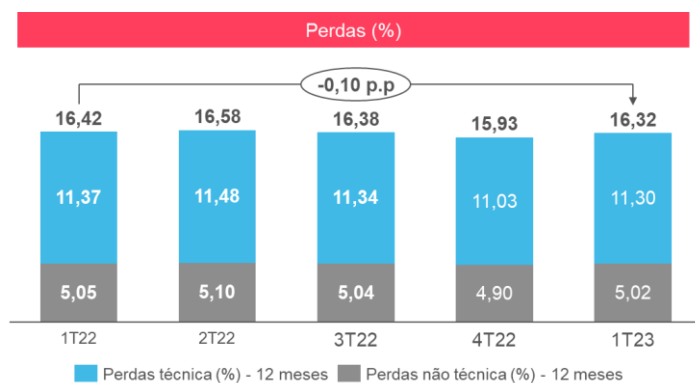
As melhorias observadas nos indicadores de qualidade são resultantes de ações complementares ao nosso plano de manutenção (poda, manutenção de defeitos), finalização do plano de automação (*self healing*) e finalização da migração da comunicação dos telecontroles para satélite.

² Dados prévios referente ao 1T23.

³ Dados prévios referente ao 1T23

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.

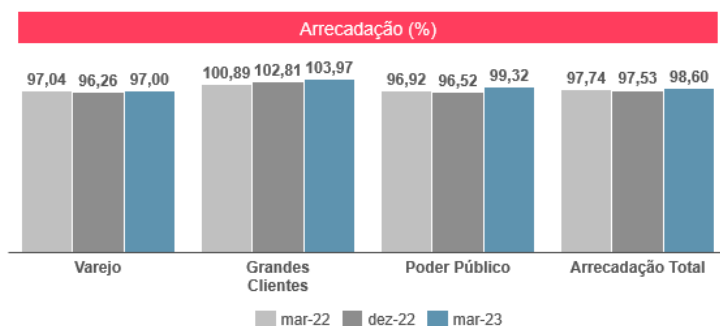
Disciplina de Mercado – Perdas ^{(3) (4)}



As perdas de energia TAM – Taxa Anual Móvel (medição acumulada em 12 meses) atingiu 16,3% no 1T23, uma melhora de 0,1 p.p. em relação às perdas registradas em 1T22, de 16,4%.

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, na recuperação de clientes cortados/autoreligados, mapeamento de consumidores clandestinos.

Arrecadação³



Em relação ao indicador de arrecadação, houve uma melhora generalizada se comparado a outros períodos. Ações que vem sendo feito em B2C e B2B e ações administrativas de corte.

A companhia tem realizado ações 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.

³ Dados prévios referente ao 1T23

4 DESEMPENHO ECONÔMICO - FINANCEIRO

Receita Operacional Líquida

RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA (R\$ MIL)

	1T23	1T22	Var. %	4T22	Var. % (1)
Fornecimento de Energia Elétrica	1.942.598	2.130.266	-8,8%	2.077.375	-6,5%
(-) DIC/FIC/DMC/DICRI sobre TUSD Consumidores cativos e livres	(12.995)	(10.915)	19,1%	(12.511)	3,9%
Subvenção baixa renda	91.442	52.438	74,4%	95.456	-4,2%
Subvenção de recursos da CDE	70.198	61.686	13,8%	81.915	-14,3%
Fornecimento de Energia Elétrica - Mercado Cativo	2.091.243	2.233.475	-6,4%	2.242.235	-6,7%
Ativos e passivos financeiros setoriais	142.820	381.860	-62,6%	22.569	>100,0%
Receita de uso da rede elétrica - consumidores livres - revenda	122.242	100.015	22,2%	124.236	-1,6%
Receita de construção	433.319	404.184	7,2%	471.599	-8,1%
Venda de Energia Excedente - MVE	8.629	14.850	-41,9%	10.766	-19,8%
Marcação a mercado de ativo indenizável	115.550	83.119	39,0%	54.066	>100,0%
Outras receitas	46.489	41.224	12,8%	51.481	-9,7%
Total - Receita Operacional Bruta	2.960.292	3.258.727	-9,2%	2.976.952	-0,6%
ICMS	(371.466)	(548.009)	-32,2%	(395.153)	-6,0%
COFINS - corrente	(158.097)	(172.576)	-8,4%	(162.525)	-2,7%
PIS - corrente	(34.324)	(37.467)	-8,4%	(35.285)	-2,7%
ISS	(1.685)	(1.755)	-4,0%	(1.673)	0,7%
Total - Tributos	(565.572)	(759.807)	-25,6%	(594.636)	-4,9%
Eficiência energética, P&D, FNDCT e EPE	(16.566)	(15.213)	8,9%	(16.745)	-1,1%
Conta de Desenvolvimento Energético - CDE	(146.766)	(143.756)	2,1%	(140.284)	4,6%
Encargos do consumidor - CCRBT	310	(304.857)	<-100,0%	(159)	<-100,0%
Taxa de Fiscalização dos Serviços de Energia Elétrica - TFSEE	(2.691)	(2.259)	19,1%	(2.690)	0,0%
Total - Encargos Setoriais	(165.713)	(466.085)	-64,4%	(159.878)	3,6%
Total - Deduções da Receita	(731.285)	(1.225.892)	-40,3%	(754.514)	-3,1%
Total - Receita Operacional Líquida	2.229.007	2.032.835	9,7%	2.222.438	0,3%

(1) Variação entre 1T23 e 4T22;

A receita operacional líquida da Enel Distribuição Ceará apresentou um aumento de 9,7% no 1T23 em relação ao 1T22. Excluindo o efeito da receita de construção, a receita operacional líquida da Companhia, no 1T23, atingiu o montante de R\$ 1.795,7 milhões, alta de R\$ 167,0 milhões em relação ao 1T22, cujo montante foi de R\$ 1.628,6 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\$ 32,4 milhões referente a atualização da base do ativo indenizável, reflexo do aumento da base de ativos em função da revisão tarifária que se findou em outubro de 2022 e pelo maior nível de inflação registrado no período;
- Aumento de R\$ 22,2 milhões na receita de uso da rede elétrica (consumidores livres-revenda), parcialmente explicado pelo aumento do consumo nesta classe;
- Redução de R\$ 300,4 milhões nos encargos setoriais em razão principalmente da redução R\$ 305,2 milhões observada na rubrica Conta de Encargos do consumidor – CCRBT relacionada com as bandeiras tarifárias. No 1T22 prevaleceu a bandeira de escassez hídrica;
- Redução de R\$ 194,2 milhões no total de tributos no 1T23 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\$ 176,5 milhões);

Compensado parcialmente pelos seguintes fatores:

- Redução de R\$ 187,7 milhões na rubrica de Fornecimento de Energia Elétrica em relação ao 1T22. Apesar do tímido aumento registrado em unidades faturadas, a receita com fornecimento de energia apresentou uma retração em praticamente todas as classes de consumidores no referido período em decorrência, principalmente, da bandeira de escassez hídrica que se manteve vigente ao longo do 1T22 e da 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\$ 239,0 milhões na rubrica de ativo e passivo financeiro setorial, decorrente da menor constituição de ativo regulatório entre períodos, refletindo a melhora do cenário hidrológico no país, reduzindo custos e encargos do setor.

Custos e Despesas Operacionais

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

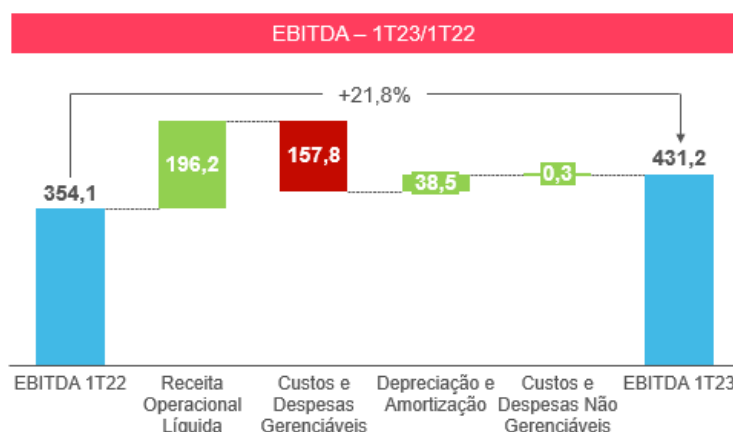
	1T23	1T22	Var. %	4T22	Var. % (1)
Custos e despesas não gerenciáveis					
Energia elétrica comprada para revenda	(820.737)	(823.834)	-0,4%	(840.952)	-2,4%
Encargos do uso do sistema de transmissão	(207.984)	(205.142)	1,4%	(171.980)	20,9%
Total - Não gerenciáveis	(1.028.721)	(1.028.976)	-0,0%	(1.012.932)	1,6%
Custos e despesas gerenciáveis					
Pessoal	(41.412)	(44.312)	-6,5%	(43.788)	-5,4%
Material e Serviços de Terceiros	(205.609)	(161.412)	27,4%	(152.071)	35,2%
Depreciação e Amortização	(120.973)	(82.513)	46,6%	(122.287)	-1,1%
Custo na desativação de bens	(7.397)	854	<-100,0%	(3.143)	>100,0%
Prov. para Créditos de Liquidação Duvidosa	(50.069)	(36.773)	36,2%	(12.977)	>100,0%
Custo de Construção	(433.319)	(404.184)	7,2%	(471.599)	-8,1%
Provisão para riscos fiscais, cíveis e trabalhistas	(8.578)	209	<-100,0%	(4.896)	75,2%
Perda de recebíveis de clientes	(5.432)	(18.703)	-71,0%	(1.726)	>100,0%
Receita de multas por impuntualidade de clientes	16.753	34.660	-51,7%	16.311	2,7%
Outras Receitas/Despesas Operacionais	(34.048)	(20.131)	69,1%	(337)	>100,0%
Total - Gerenciáveis	(890.084)	(732.305)	21,5%	(796.513)	11,7%
Total - Custos do Serviço e Despesa Operacional	(1.918.805)	(1.761.281)	8,9%	(1.809.445)	6,0%

(1) Variação entre 1T23 e 4T22;

Os custos e despesas operacionais no 1T23 em relação ao 1T22 apresentaram uma alta de R\$ 157,5 milhões, ou aumento de 8,9%. Excluindo-se o efeito do custo de construção, os custos e despesas operacionais da Companhia no trimestre alcançaram o montante de R\$ 1.485,5 milhões, alta de 9,5% ou R\$ 128,4 milhões em relação ao registrado no mesmo período no ano anterior, de R\$ 1.357,1 milhões. Este resultado reflete principalmente as seguintes variações:

- Os custos e despesas não-gerenciáveis, se mantiveram em linha no 1T23 em comparação ao 1T22.
- Aumento nos custos e despesas gerenciáveis em R\$ 157,8 milhões no trimestre (excluindo o efeito do custo de construção o efeito seria um aumento nos custos e despesas gerenciáveis de R\$ 128,6 milhões). Esse aumento é explicado principalmente pelo: (i) aumento de R\$ 44,2 milhões na linha de Material e Serviços de Terceiros em função principalmente dos ajustes de inventário e maiores custos com reajustes de contratos e aumento de operações comerciais; (ii) aumento de R\$ 13,3 milhões na linha de Prov. para Créditos de Liquidação Duvidosa no trimestre; (iii) Aumento de R\$ 38,5 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\$ 13,9 milhões na linha de despesas operacionais.

EBITDA



O EBITDA da Enel Ceará no 1T23 atingiu o montante de R\$ 431,2 milhões, o que representa um aumento de R\$ 77,1 milhões em relação ao 1T22. A margem EBITDA da Companhia no 1T23 foi de 19,3%, um aumento de 1,9 p.p. em relação ao mesmo período. A margem EBITDA ex-receita de construção da Companhia trimestre foi de 24,0%, o que representa um aumento de 2,3 p.p. em relação ao mesmo período do ano anterior.

Resultado Financeiro

RESULTADO FINANCEIRO (R\$ MIL)

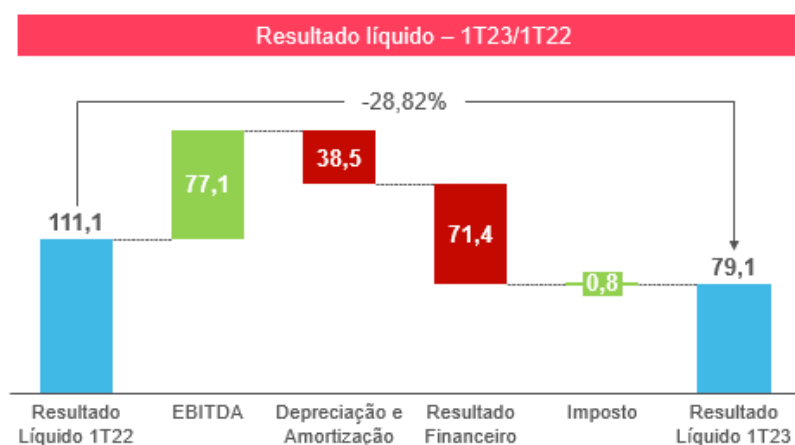
	1T23	1T22	Var. %	4T22	Var. % (1)
Receitas Financeiras					
Renda de aplicação financeira	12.974	4.911	>100,0%	12.197	6,4%
Juros e atualização monetária sobre impontualidade de clientes	17.295	1.241	>100,0%	20.597	-16,0%
Variação monetária de ativos e passivos setoriais	43.288	39.162	10,5%	90.892	-52,4%
Instrumento financeiro derivativo - hedge/swap	8.038	-	-	(207)	<-100,0%
Dívida - Marcação a mercado	6.895	-	-	-	-
Outras receitas financeiras	3.155	6.405	-50,7%	3.857	-18,2%
(-) Crédito de PIS/COFINS sobre receita financeira	(3.553)	(2.296)	54,7%	(6.022)	-41,0%
Total - Receitas Financeiras	88.092	49.423	78,2%	121.314	-27,4%
Despesas financeiras					
Variações monetárias de Dívidas e debêntures	(38.650)	(26.810)	44,2%	(18.772)	>100,0%
Encargos de Dívidas e debêntures	(99.449)	(62.306)	59,6%	(72.705)	36,8%
Marcação a mercado de Dívida	(5.647)	-	-	745	<-100,0%
Encargos fundo de pensão	(2.138)	(1.896)	12,8%	(1.896)	12,8%
Variação monetária de ativos e passivos setoriais	(40.987)	(31.599)	29,7%	(36.412)	12,6%
Atualização de provisão para riscos tributários, cíveis e trabalhistas	(13.280)	(5.217)	>100,0%	(11.814)	12,4%
Instrumento financeiro derivativo - hedge/swap	(51.795)	(27.175)	90,6%	(54.142)	-4,3%
Atualizações de impostos, P&D/PEE	(8.609)	(1.847)	>100,0%	(1.943)	>100,0%
Outras despesas financeiras	(17.651)	(11.447)	54,2%	(15.518)	13,7%
Total - Despesas Financeiras	(278.206)	(168.297)	65,3%	(212.457)	30,9%
Variações Cambiais	(25)	180	<-100,0%	2.174	<-100,0%
Variações cambiais - Empréstimos	28.180	191.416	-85,3%	54.251	-48,1%
Variações cambiais - Instrumentos Financeiros de Hedge	(29.074)	(189.078)	-84,6%	(49.936)	-41,8%
Outras Variações Cambiais	869	(2.158)	<-100,0%	(2.141)	<-100,0%
Total - Receitas e Despesas Financeiras	(190.139)	(118.694)	60,2%	(88.969)	>100,0%

(1) Variação entre 1T23 e 4T22;

O Resultado Financeiro Líquido da Companhia encerrou o 1T23 com uma despesa líquida de R\$ 190,1 milhões, representando um aumento de R\$ 71,4 milhões em relação ao mesmo trimestre do ano anterior. Essa variação é explicada por:

- Aumento líquido de despesa no montante de R\$ 67,5 milhões referente as rubricas de dívida (instrumento financeiro derivativo, variação monetária de dívidas e debêntures, variação cambial de dívidas e encargos de dívidas e debêntures, dívida – marcação a mercado, variações cambiais – empréstimos e instrumentos financeiros de hedge) devido, principalmente, ao aumento do CDI no 1T23 comparado ao 1T22, 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\$ 79,1 milhões no 1T23, representando uma retração de R\$ 32,0 milhões em relação ao 1T22, explicado principalmente por um aumento na despesa financeira e na

linha de depreciação e amortização relacionado ao incremento na base de ativos da Companhia, em decorrência da revisão tarifária.

Endividamento

INDICADORES DE ENDIVIDAMENTO

	1T23	1T22	Var. %	4T22	Var. % (1)
Dívida bruta (R\$ mil)	5.089.543	4.246.113	19,9%	4.762.861	6,9%
Dívida com Terceiros	4.207.076	2.966.750	41,8%	3.810.543	10,4%
Dívida Intercompany	882.467	1.279.363	-31,0%	952.318	-7,3%
(-) Caixa, Equivalentes e Aplicações Financ. (R\$ mil)	170.667	236.043	-27,7%	269.458	-36,7%
Dívida líquida (R\$ mil)	4.918.876	4.010.070	22,7%	4.493.403	9,5%
Dívida Bruta / EBITDA Ajustado (2)*	2,77	2,58	7,4%	2,72	1,9%
Dívida Líquida / EBITDA Ajustado (2)*	2,68	2,43	9,9%	2,56	4,4%
Dívida bruta / (Dívida bruta + PL)	0,56	0,54	3,0%	0,55	2,2%
Dívida líquida / (Dívida líquida + PL)	0,55	0,53	4,1%	0,53	3,4%

(1) Variação entre 1T23 e 4T22

(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 1T23 em R\$ 5.089 milhões, um incremento de R\$ 843 milhões em relação ao 1T22. A variação da dívida bruta deve-se, basicamente, as novas captações de dívidas para refinanciamento, investimentos e capital de giro no montante de R\$ 3.134 milhões, em conjunto com apropriação de juros e correção monetária no montante de R\$ 583 milhões, parcialmente compensados, por amortizações e pagamento de encargos ocorridos entre os períodos comparados, que alcançaram respectivamente R\$ 2.440 milhões e R\$ 462 milhões. Adicionalmente, a Companhia reconheceu no período ajuste de marcação à mercado relacionado aos SWAPS de dívidas vigentes no valor de R\$ 28 milhões.

A Companhia encerrou o 1T23 com o custo médio da dívida no período de 14,91% a.a.

Colchão de Liquidez

Para se precaver de qualquer necessidade emergencial de caixa, em 31 de março 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 valor de até R\$ 800 milhões.

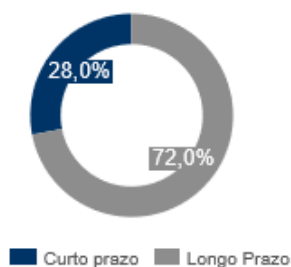
Devido uma maior necessidade de financiamento para realização de investimentos e cobertura de capital de giro da Companhia, a Aneel aprovou a ampliação do limite de mútuo em R\$ 600 milhões, através do despacho Nº 1.540 de 28 de maio de 2021, e posteriormente mais R\$ 500 milhões (despacho Nº 3.754 de 24 de novembro de 2021), totalizando um montante de R\$ 1.900 milhões.

A Companhia também possui limite de mútuo com as mutuantes CDSA e Enel CIEN. aprovado pela ANEEL, por meio do despacho Nº 647/2021, no valor de até R\$ 250 milhões.

Classificação de Riscos (Rating)

Em 06 de setembro de 2022, a agência classificadora de risco de crédito corporativo Fitch Ratings reafirmou o rating de crédito corporativo da Companhia de longo prazo na Escala Nacional Brasil em 'AAA (bra)', com perspectiva estável.

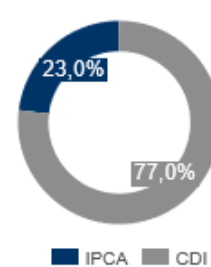
Abertura da Dívida Bruta - CP e LP
Posição Final em mar/23



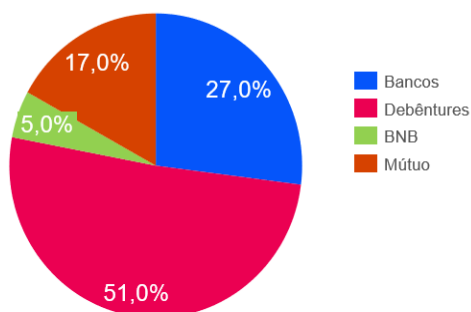
Abertura da Dívida Bruta - Moedas
Posição Final em mar/23



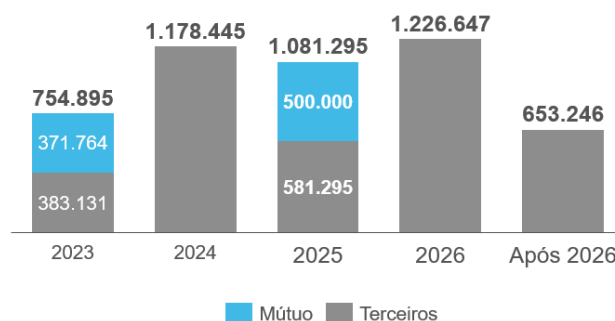
Abertura da Dívida Bruta - Indexadores
Posição Final em mar/23



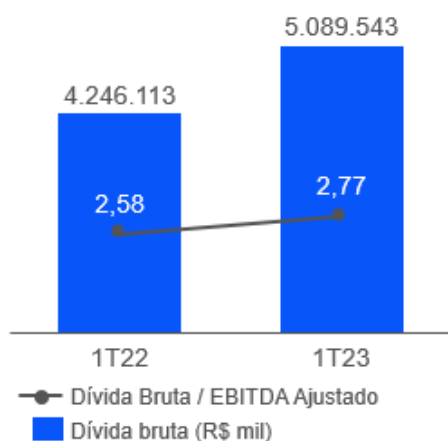
Abertura da Dívida Bruta - Credor
Posição Final em mar/23



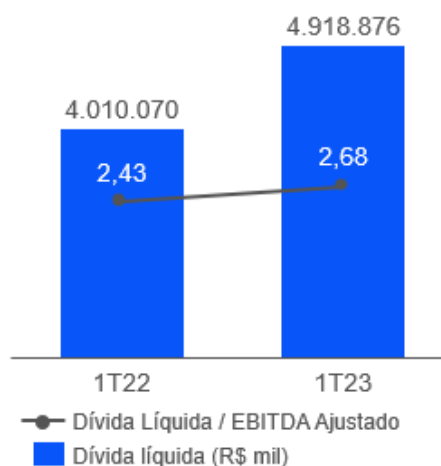
Curva de Amortização de saldo de dívida com SWAP (R\$ Mil)
Posição Final em mar/23



Dívida Bruta (R\$ Mil) e Dívida Bruta / EBITDA (Vezes)
Evolução 1T22 - 1T23



Dívida Líquida (R\$ Mil) e Alavancagem (Vezes)
Evolução 1T22 - 1T23



Investimentos⁴

INVESTIMENTOS (R\$ MIL)*

	1T23	1T22	Var. %	4T22	Var. % (1)
Novas Conexões	318.680	198.471	60,6%	51.241	>100,0%
Rede	92.476	80.152	15,4%	138.475	-33,2%
Combate às Perdas	33.563	15.822	>100,0%	21.201	58,3%
Qualidade do Sistema Elétrico	51.099	32.856	55,5%	45.413	12,5%
Adequação à carga	7.814	31.474	-75,2%	71.861	-89,1%
Outros	79.502	76.234	4,3%	185.436	-57,1%
Total Investido	490.658	354.856	38,3%	375.151	30,8%
Aportes / Subsídios	-	(13.367)	-100,0%	-	-
Investimento Líquido	490.658	341.489	43,7%	375.151	30,8%

(1) Variação entre 1T23 e 4T22;

No 1T23, a Companhia investiu R\$ 490,7 milhões, um aumento de 38,3% em comparação ao mesmo período do ano anterior, dos quais: (i) R\$92,5 milhões em qualidade do sistema elétrico, adequação da carga e atividades de combate a perdas, que representou crescimento de 15,4% frente ao mesmo período do ano anterior, reflexo dos esforços em melhoria nos serviços; e (ii) R\$318,7 milhões de investimento em novas conexões crescendo 60,6% vis-à-vis o 1T22.

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, abrangerá 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 contará com 75 ações desdobradas em metas ambientais, metas sociais e ações para garantir ou aumentar a governança. O avanço anual será reportado a partir do próximo trimestre.

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.

⁴ Dados prévios referente ao 1T23

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. No primeiro trimestre de 2023, foram beneficiadas 137.561 pessoas pelos projetos da Enel Distribuição Ceará, destacando-se:

Inclusão Digital e Economia Circular - ODS 17

Doação de 75 notebooks seminovos da empresa para 5 instituições do Programa Conta Contigo: Associação Beneficente O Pequeno Nazareno, Associação de Voluntários do Hospital São José, Grupo de Educação e Estudos Oncológicos, Instituto da Primeira Infância e Sociedade de Assistência e Proteção à Infância de Fortaleza.

Esporte com Cidadania em Comunidades Tradicionais – ODS 3

A iniciativa promove atividades esportivas nas modalidades de futebol de campo e futsal associados com oficinas de direitos humanos e cidadania, para crianças e adolescentes de comunidades tradicionais do município de Caucaia. O projeto, que já conta com 194 beneficiados, tem o intuito de promover a prática esportiva, educacional, o desenvolvimento físico, psicológico e social.

Indicadores ASG - Enel Ceará

Indicadores

	1T23	1T22
Colaboradores próprios (unit)	1.144	1.109
Colaboradores terceirizados (unit)	10.193	10.400
% de mulheres na Empresa	24,5%	25,2%
% de mulheres em cargos de liderança (1)*	23,4%	20,9%
Média de horas de treinamento por empregado (horas)	5,08	17,43
Taxa de Rotatividade (2)*	1,3%	1,4%
Número de membros no conselho (unit)	8	9
Número de membros independentes no conselho (unit)	2	1
% de mulheres no conselho	12,5%	11,1%
Beneficiados pelos projetos sociais	137.561	64.608
Resíduos perigosos enviados para recuperação	99%	100%
Resíduos não perigosos enviados para recuperação	83%	93%
Avaliação de fornecedores ambientais (3)*	11	1
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.

A ANEEL aprovou a Revisão Tarifária Periódica da Companhia positivo de +3,06% 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	-1,81%
Revisão Financeira	-3,17%
Revisão Total	-0,46%
Componentes Financeiros do Processo Anterior	+3,52%
Efeito para o consumidor	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.

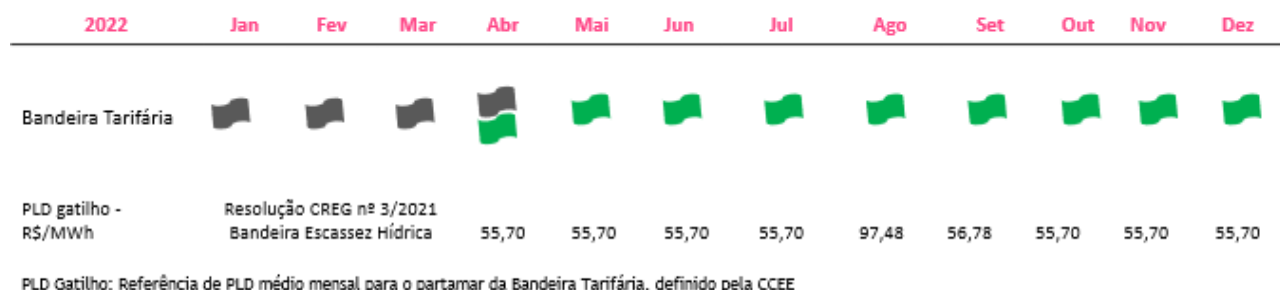
Bandeira vermelha: condições mais custosas de geração. A partir de 01/07/22 - As tarifas dos dois patamares ficaram assim: R\$ 6,5 (patamar 1) e R\$ 9,795 (patamar 2) para cada 100 quilowatt-hora (kWh) consumidos.

A Bandeira Escassez Hídrica possui 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 março 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:



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									

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.

ANEXO 1

DRE (R\$ MIL)

	1T23	1T22	Var. %
Receita Operacional Bruta	2.960.292	3.258.727	-9,2%
Fornecimento de Energia - Mercado Cativo	2.091.243	2.233.475	-6,4%
CVA	142.820	381.860	-62,6%
Receita de uso da rede elétrica - consumidores livres	122.242	100.015	22,2%
Receita de Construção	433.319	404.184	7,2%
Outras Receitas	170.668	139.193	22,6%
Deduções da Receita Operacional	(731.285)	(1.225.892)	-40,3%
Receita Operacional Líquida	2.229.007	2.032.835	9,7%
Custo do Serviço de Energia Elétrica	(1.028.721)	(1.028.976)	-0,0%
Energia elétrica comprada para revenda e despesas da CCEE	(820.737)	(823.834)	-0,4%
Encargos de conexão e uso da rede	(207.984)	(205.142)	1,4%
Custo/Despesa Operacional	(890.084)	(732.305)	21,5%
Pessoal	(41.412)	(44.312)	-6,5%
Material e Serviços de terceiros	(205.609)	(161.412)	27,4%
Depreciação e amortização	(120.973)	(82.513)	46,6%
Provisões	(66.044)	(35.710)	84,9%
Custo de construção	(433.319)	(404.184)	7,2%
Outros	11.321	15.957	-29,1%
Outras receitas/despesas operacionais	(34.048)	(20.131)	69,1%
EBITDA	431.175	354.067	21,8%
EBIT	310.202	271.554	14,2%
Resultado Financeiro	(190.139)	(118.694)	60,2%
Receita Financeira	88.092	49.423	78,2%
Despesa Financeira	(278.206)	(168.297)	65,3%
Variações Cambiais	(25)	180	<-100,0%
Resultado antes dos impostos	120.063	152.860	-21,5%
IR/CS	(40.946)	(41.719)	-1,9%
Lucro/Prejuízo Líquido	79.117	111.141	-28,8%