

Earnings Release

Earnings Release 2T22 / 6M22

Enel Distribuição Ceará

Companhia Energética do Ceará

26 de julho de 2022

Relações com Investidores

<https://www.enel.com.br/pt-ceara/investidores.html> | brasil.investorrelations@enel.com

Fortaleza, 26 de julho de 2022 – A Companhia Energética do Ceará (“Enel Distribuição Ceará” ou “Companhia”) [BOV: COCE3 (ON); COCE5 (PNA); COCE6 (PNB)], distribuidora de energia elétrica que atende 184 municípios cearenses (9,2 milhões de habitantes) divulga seus resultados do segundo trimestre de 2022 (2T22) e do primeiro semestre (“1S22”, “6M22”). As informações financeiras e operacionais a seguir, exceto quando indicado de outra forma, são apresentadas de acordo com a legislação brasileira aplicável e vigente.

DESTAQUES

DESTAQUES DO PERÍODO

	2T22	2T21	Var. %	1T22	Var. % (1)	6M22	6M21	Var. % (2)
Volume de Energia - Venda e Transporte (GWh)	3.056	3.064	-0,3%	3.098	-1,4%	6.154	6.145	0,1%
Receita Bruta (R\$ mil)	3.035.418	2.693.731	12,7%	3.258.727	-6,9%	6.294.145	4.984.884	26,3%
Receita Líquida (R\$ mil)	2.110.259	1.834.840	15,0%	2.032.835	3,8%	4.143.094	3.435.606	20,6%
EBITDA (3) (R\$ mil)	471.719	355.822	32,6%	354.067	33,2%	825.786	620.090	33,2%
Margem EBITDA (%)	22,35%	19,39%	2,96 p.p	17,42%	4,93 p.p	19,93%	18,05%	1,88 p.p
Margem EBITDA ex-Receita de Construção	27,90%	22,70%	5,20 p.p	21,74%	6,16 p.p	24,88%	20,95%	3,93 p.p
EBIT (4) (R\$ mil)	365.071	279.523	30,6%	271.554	34,4%	636.625	457.331	39,2%
Margem EBIT (%)	17,30%	15,23%	2,07 p.p	13,36%	3,94 p.p	15,37%	13,31%	2,06 p.p
Lucro Líquido (R\$ mil)	198.054	189.323	4,6%	111.141	78,2%	309.195	276.239	11,9%
Margem Líquida	9,39%	10,32%	-0,93 p.p	5,47%	3,92 p.p	7,46%	8,04%	-0,58 p.p
Margem Líquida ex-Receita de Construção	11,71%	12,08%	-0,37 p.p	6,82%	4,89 p.p	9,31%	9,33%	-0,02 p.p
CAPEX (R\$ mil)	365.750	241.566	51,4%	354.856	3,1%	720.606	438.235	64,4%
DEC (12 meses)*	10,82	14,06	-23,0%	11,04	-2,0%	10,82	14,06	-23,0%
FEC (12 meses)*	4,46	5,45	-18,2%	4,58	-2,6%	4,46	5,45	-18,2%
Índice de Arrecadação (12 meses)	97,35%	100,26%	-2,91 p.p	97,74%	-0,39 p.p	97,35%	100,26%	-2,91 p.p
Perdas de Energia (12 meses)*	16,54%	16,66%	-0,12 p.p	16,42%	0,12 p.p	16,54%	16,66%	-0,12 p.p
Nº de Consumidores Totais	4.625.916	4.348.591	6,4%	4.513.222	2,5%	4.625.916	4.348.591	6,4%
Nº de Colaboradores (Próprios)	1.093	1.149	-4,9%	1.109	-1,4%	1.093	1.149	-4,9%
MWh/Colaboradores Próprios e Terceiros	263	287	-8,4%	269	-2,2%	530	576	-8,0%
PMSO (5)/Consumidor	62,08	53,01	17,1%	62,29	-0,3%	122,85	101,45	21,8%
Consumidor/Colaboradores Próprios e Terceiros	399	408	-2,2%	392	1,8%	399	408	-2,2%
Número Total de Colaboradores - Próprios e Terceiros	11.591	10.661	8,7%	11.509	0,7%	11.591	10.661	8,7%

(1) Variação entre 2T22 e 1T22; (2) Variação entre 6M22 e 6M21

(3) EBITDA: EBIT + Depreciação e Amortização, (4) EBIT: resultado do serviço e (5) PMSO: Pessoal, Material, Serviços e Outros

PERFIL CORPORATIVO

Área de Concessão

A Companhia é responsável pela distribuição de energia elétrica em todo o Estado do Ceará, em uma área de 149 mil quilômetros quadrados, que compreende um total de 184 municípios. A base comercial da Companhia abrange aproximadamente 4,6 milhões de unidades consumidoras, e envolve uma população de cerca de 9,2 milhões de habitantes.

DADOS GERAIS*

	2T22	2T21	Var. %
Área de Concessão (km ²)	148.921	148.921	-
Municípios (Qte.)	184	184	-
Habitantes (Qte.) (1)	9.240.580	9.187.103	0,6%
Consumidores (Unid.)	4.625.916	4.348.591	6,4%
Linhas de Distribuição (Km)	148.895	151.014	-1,4%
Linhas de Transmissão (Km)	5.459	5.427	0,6%
Subestações (Unid.)	121	118	2,5%
Volume de Energia 12 meses (GWh)	12.939	12.313	5,1%
Marketshare no Brasil - Nº de Clientes (2)	5,24%	5,00%	0,24 p.p
Marketshare no Brasil - Volume de Energia (3)	2,56%	2,52%	0,04 p.p

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

(2) Estimativa do número de consumidores Brasil de acordo com a ABRADÉE

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



* Dados prévios referente ao 2T22

Mercado Bursátil

As ações da Companhia são negociadas na B3 – Brasil, Bolsa e Balcão. As cotações de fechamento do período são apresentadas a seguir.

COTAÇÃO DE FECHAMENTO (R\$/AÇÃO)*

	2T22	2T21	Var. %	1T22	Var. % (1)	2021	2020	Var. % (2)
Ordinárias - ON (COCE3)	57,67	87,36	-34,0%	57,67	-	57,67	87,36	-34,0%
Preferenciais A - PNA (COCE5)	48,38	61,00	-20,7%	52,39	-7,7%	48,38	61,00	-20,7%

(1) Variação entre 2T22 e 1T22; (2) Variação entre 6M22 e 6M21

variação sem ajuste por proventos

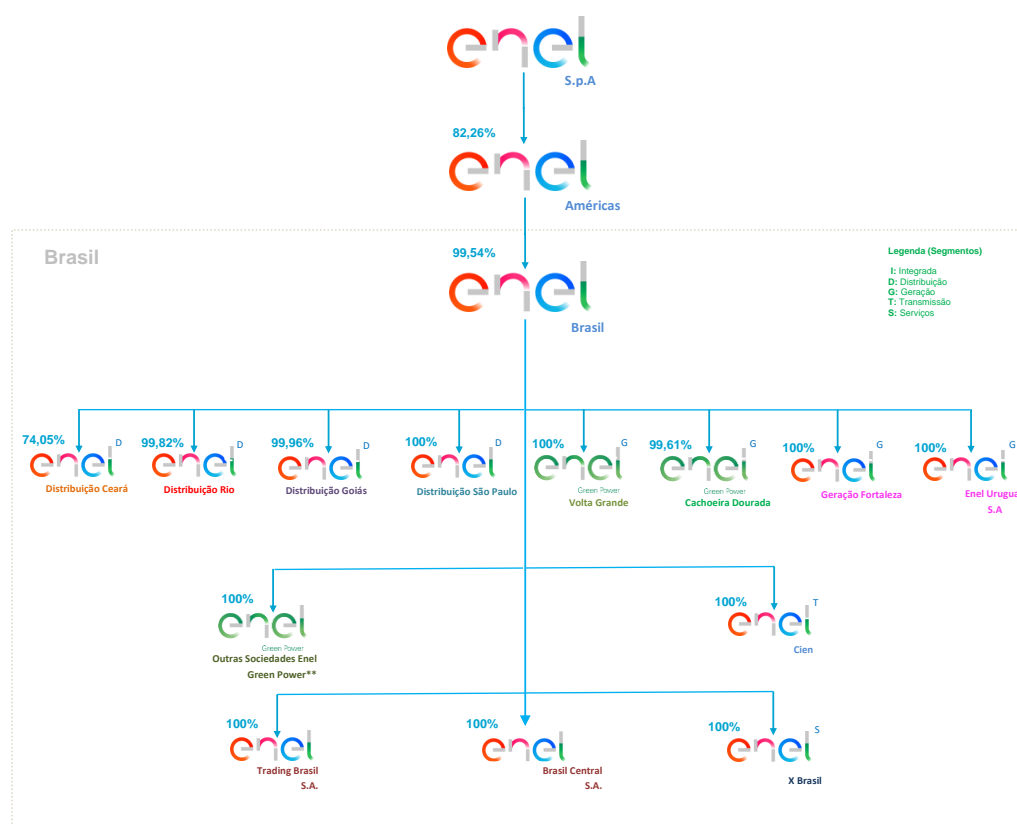
Estrutura de Controle e Organograma Societário Simplificado

A Enel Distribuição Ceará é uma sociedade anônima de capital aberto, que tem a seguinte estrutura de controle:

ESTRUTURA DE CONTROLE (EM 30/06/2022)

	ON (1)	%	PNA	PNB	PN	%	TOTAL	%
Controladores	47.064.245	97,91%	10.588.006	424	10.588.430	35,55%	57.652.675	74,05%
Enel Brasil	47.064.245	97,91%	10.588.006	424	10.588.430	35,55%	57.652.675	74,05%
Não Controladores	1.003.692	2,09%	17.664.694	1.534.238	19.198.932	64,45%	20.202.624	25,95%
Eletrobras	-	-	3.967.756	1.531.141	5.498.897	18,46%	5.498.897	7,06%
Outros	1.003.692	2,09%	13.696.938	3.097	13.700.035	45,99%	14.703.727	18,89%
Totais	48.067.937	100,0%	28.252.700	1.534.662	29.787.362	100,0%	77.855.299	100,0%

Posição em 30 de junho de 2022



**Contempla as empresas e SPEs da Enel Green Power incorporada em 04/11/2021

3 DESEMPENHO OPERACIONAL

Mercado de Energia Unidades Consumidoras

NÚMERO DE CONSUMIDORES (UNIDADES)*

	2T22	2T21	Var. %	1T22	Var. % (1)	6M22	6M21	Var. % (2)
Mercado Cativo	4.152.745	4.088.614	1,6%	4.135.660	0,4%	4.152.745	4.088.614	1,6%
Residencial - Convencional	2.437.666	2.537.931	-4,0%	2.425.268	0,5%	2.437.666	2.537.931	-4,0%
Residencial - Baixa Renda	921.755	721.974	27,7%	909.499	1,3%	921.755	721.974	27,7%
Industrial	5.885	6.194	-5,0%	5.932	-0,8%	5.885	6.194	-5,0%
Comercial	180.191	182.662	-1,4%	181.268	-0,6%	180.191	182.662	-1,4%
Rural	555.595	591.878	-6,1%	562.127	-1,2%	555.595	591.878	-6,1%
Setor Público	51.653	47.975	7,7%	51.566	0,2%	51.653	47.975	7,7%
Cientes Livres	652	522	24,9%	599	8,8%	652	522	24,9%
Industrial	185	160	15,6%	177	4,5%	185	160	15,6%
Comercial	453	348	30,2%	408	11,0%	453	348	30,2%
Rural	10	10	-	10	-	10	10	-
Setor Público	4	4	-	4	-	4	4	-
Revenda	2	2	-	2	-	2	2	-
Subtotal - Consumidores Efetivos Faturados	4.153.399	4.089.138	1,6%	4.136.261	0,4%	4.153.399	4.089.138	1,6%
Consumo Próprio	313	321	-2,5%	319	-1,9%	313	321	-2,5%
Consumidores Ativos Não Faturados	472.204	259.132	82,2%	376.642	25,4%	472.204	259.132	82,2%
Total - Número de Consumidores	4.625.916	4.348.591	6,4%	4.513.222	2,5%	4.625.916	4.348.591	6,4%

(1) Variação entre 2T22 e 1T22; (2) Variação entre 6M22 e 6M21

A Companhia encerrou 2T22 com um incremento de 1,6% em relação à quantidade de consumidores efetivos faturados registrado no 2T21. O acréscimo observado entre os períodos analisados do mercado Cativo está concentrado nas classes residencial Baixa Renda e Setor Público. O aumento na classe Baixa Renda é reflexo da migração de clientes do Residencial Convencional devido a 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.

O mercado livre, que segue em tendência de crescimento, apresentou um aumento de 24,9% em relação ao total de consumidores livres efetivos faturados no mesmo período do ano anterior.

No 2T22, os investimentos para conexão de novos clientes à rede da Companhia totalizaram o montante de R\$ 187,3 milhões.

Venda e Transporte de Energia na Área de Concessão

VENDA E TRANSPORTE DE ENERGIA (GWH)*

	2T22	2T21	Var. %	1T22	Var. % (1)	6M22	6M21	Var. % (2)
Mercado Cativo	2.355	2.455	-4,1%	2.460	-4,3%	4.815	4.914	-2,0%
Cientes Livres	695	602	15,4%	632	10,0%	1.328	1.220	8,9%
Revenda	3	3	-	3	-	6	6	-
Consumo Próprio	3	4	-25,0%	3	-	6	7	-14,3%
Total - Venda e Transporte de Energia	3.056	3.064	-0,3%	3.098	-1,4%	6.154	6.145	0,1%

(1) Variação entre 2T22 e 1T22; (2) Variação entre 6M22 e 6M21

Mercado Cativo

VENDA DE ENERGIA NO MERCADO CATIVO (GWH)*

	2T22	2T21	Var. %	1T22	Var. % (1)	6M22	6M21	Var. % (2)
Residencial - Convencional	928	1.037	-10,5%	999	-7,1%	1.927	2.066	-6,7%
Residencial - Baixa Renda	277	249	11,2%	259	6,9%	537	500	7,4%
Industrial	128	142	-9,9%	125	2,4%	253	271	-6,6%
Comercial	377	359	5,0%	389	-3,1%	767	739	3,8%
Rural	249	285	-12,6%	293	-15,0%	542	602	-10,0%
Setor Público	396	383	3,4%	393	0,8%	789	735	7,3%
Total - Venda de Energia no Mercado Cativo	2.355	2.455	-4,1%	2.460	-4,3%	4.815	4.914	-2,0%

(1) Variação entre 2T22 e 1T22; (2) Variação entre 6M22 e 6M21

O mercado cativo no 2T22 teve uma redução de 4,1% no consumo em relação ao 2T21, apresentando uma redução de 12,6%, 10,5% e 9,9% nos segmentos Rural, Residencial - Convencional e Industrial, respectivamente, compensado pelo aumento de 11,2%, 5,0% e 3,4% nos segmentos Residencial - Baixa renda

Comercial e Setor Público, respectivamente. No acumulado do ano, a redução foi de 2,0%, principalmente nas classes Residencial – Convencional, Rural e industrial.

VENDA DE ENERGIA PER CAPITA NO MERCADO CATIVO (KWH/CONS.)*

	2T22	2T21	Var. %	1T22	Var. % (1)	6M22	6M21	Var. % (2)
Residencial - Convencional	381	409	-6,8%	412	-7,5%	791	814	-2,8%
Residencial - Baixa Renda	301	345	-12,8%	285	5,6%	582	693	-16,0%
Industrial	21.732	22.986	-5,5%	21.084	3,1%	42.985	43.801	-1,9%
Comercial	2.095	1.965	6,6%	2.148	-2,5%	4.256	4.047	5,2%
Rural	447	481	-7,1%	522	-14,4%	975	1.017	-4,1%
Setor Público	7.663	7.978	-3,9%	7.627	0,5%	15.276	15.324	-0,3%
Total - Venda per Capita no Mercado Cativo	567	600	-5,5%	595	-4,7%	1.159	1.202	-3,5%

(1) Variação entre 2T22 e 1T22; (2) Variação entre 6M22 e 6M21

Clientes Livres

TRANSPORTE DE ENERGIA PARA OS CLIENTES LIVRES (GWH)*

	2T22	2T21	Var. %	1T22	Var. % (1)	6M22	6M21	Var. % (2)
Industrial	473	428	10,5%	417	13,4%	890	856	4,0%
Comercial	191	146	30,8%	185	3,2%	377	309	22,0%
Rural	4	5	-20,0%	5	-20,0%	9	10	-10,0%
Setor Público	26	23	13,0%	26	-	52	45	15,6%
Total - Transporte de Energia para os Clientes Livres*	695	602	15,4%	632	10,0%	1.328	1.220	8,9%

(1) Variação entre 2T22 e 1T22; (2) Variação entre 6M22 e 6M21

TRANSPORTE DE ENERGIA PER CAPITA PARA OS CLIENTES LIVRES (MWH/CONS.)*

	2T22	2T21	Var. %	1T22	Var. % (1)	6M22	6M21	Var. % (2)
Industrial	2.557	2.675	-4,4%	2.355	8,6%	4.810	5.351	-10,1%
Comercial	423	419	1,0%	454	-6,8%	831	887	-6,3%
Rural	445	471	-5,5%	461	-3,5%	906	951	-4,7%
Setor Público	6.584	5.868	12,2%	6.491	1,4%	13.075	11.344	15,3%
Média - Transporte per capita p/ Clientes Livres*	1.066	1.153	-7,5%	1.056	0,9%	2.036	2.336	-12,8%

(1) Variação entre 2T22 e 1T22; (2) Variação entre 6M22 e 6M21

O aumento de 15,4% no transporte de energia aos clientes livres no 2T22 em relação ao 2T21 é atribuído, principalmente, a retomada do crescimento econômico, e conseqüentemente ao padrão de consumo dos clientes livres da Companhia, mediante a redução do padrão médio de consumo dos clientes livres comerciais verificado no início do ano de 2021, resultado dos efeitos da pandemia do Covid-19 e da contração da atividade econômica.

A migração de clientes cativos dos setores comercial e industrial para o segmento livre também contribuiu para o aumento do consumo de energia no mercado livre no trimestre.

No acumulado do ano, o aumento verificado no consumo médio dos clientes livres foi de 8,9%.

Compra de Energia

COMPRA DE ENERGIA (GWH)*

	2T22	2T21	Var. %	1T22	Var. % (1)	6M22	6M21	Var. % (2)
Itaipu	671	671	-	663	1,2%	1.334	1.334	-
Angra 1 e 2	102	101	1,0%	101	1,0%	202	201	0,5%
PROINFA	56	59	-5,1%	53	5,7%	108	110	-1,8%
Leilões e Quotas	2.346	2.390	-1,8%	2.346	-	4.691	4.723	-0,7%
Total - Compra de Energia s/ CCEE	3.174	3.220	-1,4%	3.162	0,4%	6.336	6.367	-0,5%
Liquidação na CCEE	(219)	(144)	52,1%	(81)	>100,0%	(300)	(179)	67,6%
Total - Compra de Energia	2.955	3.077	-4,0%	3.081	-4,1%	6.036	6.188	-2,5%

(1) Variação entre 2T22 e 1T22; (2) Variação entre 6M22 e 6M21

* Dados prévios referente ao 2T22.

Balanço de Energia

BALANÇO DE ENERGIA*

	2T22	2T21	Var. %	1T22	Var. % (1)	6M22	6M21	Var. % (2)
Energia requerida (GWh)	3.670	3.685	-0,4%	3.735	-1,7%	7.405	7.386	0,3%
Energia distribuída (GWh)	3.056	3.064	-0,3%	3.098	-1,4%	6.154	6.145	0,1%
Residencial - Convencional	928	1.037	-10,5%	999	-7,1%	1.927	2.066	-6,7%
Residencial - Baixa Renda	277	249	11,2%	259	6,9%	537	500	7,4%
Industrial	128	142	-9,9%	125	2,4%	253	271	-6,6%
Comercial	377	359	5,0%	389	-3,1%	767	739	3,8%
Rural	249	285	-12,6%	293	-15,0%	542	602	-10,0%
Setor Público	396	383	3,4%	393	0,8%	789	735	7,3%
Clientes Livres	695	602	15,4%	632	10,0%	1.328	1.220	8,9%
Revenda	3	3	-	3	-	6	6	-
Consumo Próprio	3	4	-25,0%	3	-	6	7	-14,3%
Perdas na Distribuição - Sistema Coelce (GWh)	613	622	-1,4%	637	-3,8%	1.250	1.241	0,7%
Perdas na Distribuição - Sistema Coelce (%)	16,71%	16,87%	-0,16 p.p	17,05%	-0,34 p.p	16,71%	16,87%	-0,16 p.p

(1) Variação entre 2T22 e 1T22; (2) Variação entre 6M22 e 6M21

Indicadores Operacionais

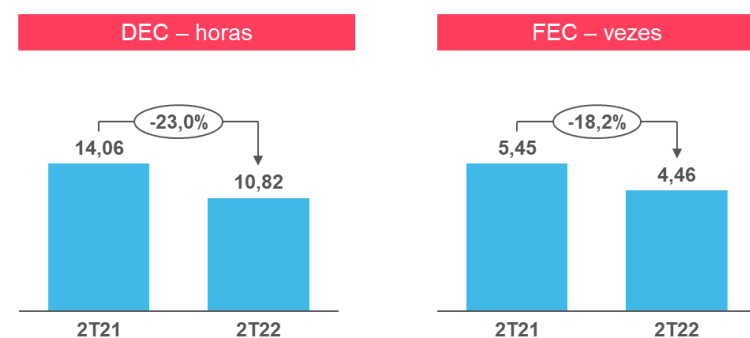
INDICADORES OPERACIONAIS E DE PRODUTIVIDADE*

	2T22	2T21	Var. %	1T22	Var. % (1)	6M22	6M21	Var. % (2)
DEC 12 meses (horas)*	10,82	14,06	-23,0%	11,04	-2,0%	10,82	14,06	-23,0%
FEC 12 meses (vezes)*	4,46	5,45	-18,2%	4,58	-2,6%	4,46	5,45	-18,2%
Perdas de Energia 12 meses (%)*	16,54%	16,66%	-0,12 p.p	16,42%	0,12 p.p	16,54%	16,66%	-0,12 p.p
Índice de Arrecadação 12 meses (%)	97,35%	100,26%	-2,91 p.p	97,74%	-0,39 p.p	97,35%	100,26%	-2,91 p.p
MWh/Colaboradores Próprios e Terceiros	263	287	-8,2%	269	-2,2%	530	576	-8,0%
Consumidor/Colaboradores Próprios e Terceiros	399	408	-2,2%	392	1,8%	399	408	-2,2%
PMSO (3)/Consumidor	62,08	53,01	17,1%	62,29	-0,3%	122,85	101,45	21,1%
Número Total de Colaboradores - Próprios e Terceiros	11.591	10.661	8,7%	11.509	0,7%	11.591	10.661	8,7%

(1) Variação entre 2T22 e 1T22; (2) Variação entre 6M22 e 6M21

(3) PMSO: Pessoal, Material, Serviços e Outros

Qualidade do Fornecimento



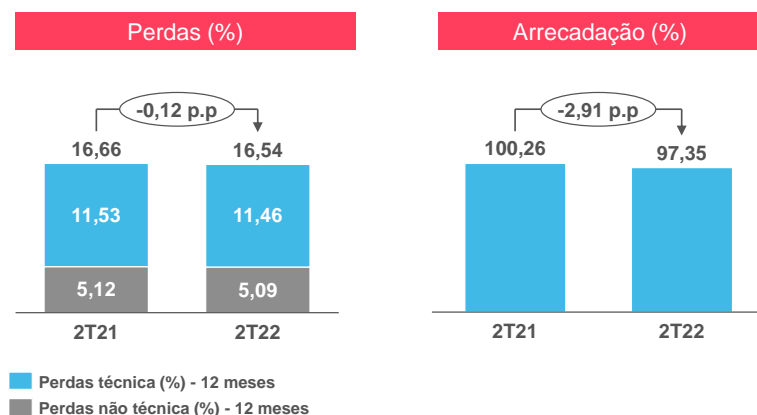
Os indicadores DEC (Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora) e FEC (Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora) medem a qualidade do fornecimento de energia do sistema de distribuição da Companhia. O DEC apresentou uma queda de 23,0% em relação ao registrado no mesmo período do ano anterior. O FEC apresentou uma redução de 18,2%. As

melhorias observadas nos indicadores de qualidade no trimestre são resultantes de um plano de ação estabelecido em conjunto com o regulador no final de 2020 que tem como objetivo diminuir as incidências nas redes de média e baixa tensão.

Além do plano de melhoria, durante o 2T22, a Companhia também investiu R\$ 64,9 milhões em adequação à carga, qualidade e confiabilidade do sistema o que também refletiu no bom desempenho dos índices de qualidade durante o trimestre.

* Dados prévios referente ao 2T22.

Disciplina de Mercado¹



As perdas de energia TAM – Taxa Anual Móvel (medição acumulada em 12 meses) alcançaram o valor de 16,54% em 2T22, uma melhora de 0,12 p.p. em relação às perdas registradas em 2T21, de 16,66%.

O plano de combate as perdas de energia da Enel Distribuição Ceará mantém suas ações com foco na prevenção e recuperação da receita, principalmente com projetos na recuperação de clientes cortados e

irregulares, operações envolvendo dados de leitura e medição de clientes, mapeamento e conexão consumidores clandestinos.

Em relação ao indicador de arrecadação, a redução de 2,90 pontos percentuais reflete uma pequena piora de arrecadação com cobranças administrativas. Além disso, a Companhia tem atuado no sentido de mitigar os impactos da Resolução Normativa 878/20 da ANEEL, que havia suspenso temporariamente os cortes de energia, medida mais efetiva no combate a inadimplência, para a classe residencial e atividades consideradas essenciais. Para tal, foram realizadas ações de comunicação junto aos clientes, bem como a disponibilização de canais digitais de pagamento, parcelamento de faturas e canal de negociação online para equacionar valores em aberto.

¹ No 4T21 foi adotado uma nova metodologia para o cálculo de perdas, o qual 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).

* Dados prévios referente ao 2T22.

DESEMPENHO ECONÔMICO - FINANCEIRO

Resultado

PRINCIPAIS CONTAS DE RESULTADO (R\$ MIL) E MARGENS (%)

	2T22	2T21	Var. %	1T22	Var. % (1)	6M22	6M21	Var. % (2)
Receita Operacional Bruta	3.035.418	2.693.731	12,7%	3.258.727	-6,9%	6.294.145	4.984.884	26,3%
Deduções à Receita Operacional	(925.159)	(858.891)	7,7%	(1.225.892)	-24,5%	(2.151.051)	(1.549.278)	38,8%
Receita Operacional Líquida	2.110.259	1.834.840	15,0%	2.032.835	3,8%	4.143.094	3.435.606	20,6%
Custos do Serviço e Despesas Operacionais	(1.745.188)	(1.555.317)	12,2%	(1.761.281)	-0,9%	(3.506.469)	(2.978.275)	17,7%
EBITDA (3)*	471.719	355.822	32,6%	354.067	33,2%	825.786	620.090	33,2%
Margem EBITDA*	22,35%	19,39%	2,96 p.p	17,42%	4,93 p.p	19,93%	18,05%	1,88 p.p
Margem EBITDA ex-Receita de Construção*	27,90%	22,70%	5,20 p.p	21,74%	6,16 p.p	24,88%	20,95%	3,93 p.p
EBIT (4)*	365.071	279.523	30,6%	271.554	34,4%	636.625	457.331	39,2%
Margem EBIT*	17,30%	15,23%	2,07 p.p	13,36%	3,94 p.p	15,37%	13,31%	2,06 p.p
Resultado Financeiro	(121.439)	(37.365)	>100,0%	(118.694)	2,3%	(240.133)	(92.031)	>100,0%
Imposto de Renda, Contribuição Social e Outros	(45.578)	(52.835)	-13,7%	(41.719)	9,2%	(87.297)	(89.061)	-2,0%
Lucro Líquido	198.054	189.323	4,6%	111.141	78,2%	309.195	276.239	11,9%
Margem Líquida	9,39%	10,32%	-0,93 p.p	5,47%	3,92 p.p	7,46%	8,04%	-0,58 p.p
Margem Líquida ex-Receita de Construção	11,71%	12,08%	-0,37 p.p	6,82%	4,89 p.p	9,31%	9,33%	-0,02 p.p
Lucro (Prejuízo) por Ação (R\$/ação)	2,54	2,43	4,6%	1,43	78,2%	3,97	3,55	11,9%

(1) Variação entre 2T22 e 1T22; (2) Variação entre 6M22 e 6M21

(3) EBITDA: Lucro Antes dos Juros, Impostos sobre Renda incluindo Contribuição Social sobre o Lucro Líquido, Depreciação e Amortização, (4) EBIT: Lucro Antes dos Juros e Impostos sobre a Renda incluindo Contribuição Social sobre o Lucro Líquido

Receita Operacional Bruta

RECEITA OPERACIONAL BRUTA (R\$ MIL)

	2T22	2T21	Var. %	1T22	Var. % (1)	6M22	6M21	Var. % (2)
Fornecimento de Energia Elétrica	2.090.450	1.844.116	13,4%	2.130.266	-1,9%	4.220.716	3.530.158	19,6%
(-) DIC/FIC/DMIC/DICRI sobre TUSD Consumidores cativos e livres	(8.207)	(4.579)	79,2%	(10.915)	-24,8%	(19.122)	(12.856)	48,7%
Subvenção baixa renda	68.361	51.557	32,6%	52.438	30,4%	120.799	103.478	16,7%
Subvenção de recursos da CDE	53.291	50.614	5,3%	61.686	-13,6%	114.977	117.721	-2,3%
Fornecimento de Energia Elétrica - Mercado Cativo	2.203.895	1.941.708	13,5%	2.233.475	-1,3%	4.437.370	3.738.501	18,7%
Ativos e passivos financeiros setoriais	117.386	289.019	-59,4%	381.860	-69,3%	499.246	391.446	27,5%
Receita de uso da rede elétrica - consumidores livres - revenda	119.442	87.413	36,6%	100.015	19,4%	219.457	164.393	33,5%
Receita de construção	419.582	267.602	56,8%	404.184	3,8%	823.766	475.406	73,3%
Venda de Energia Excedente - MVE	21.708	24.306	-10,7%	14.850	46,2%	36.558	39.009	-6,3%
Marcação a mercado de ativo indenizável	111.847	55.896	>100,0%	83.119	34,6%	194.966	119.747	62,8%
Outras receitas	41.558	27.787	49,6%	41.224	0,8%	82.782	56.382	46,8%
Total - Receita Operacional Bruta	3.035.418	2.693.731	12,7%	3.258.727	-6,9%	6.294.145	4.984.884	26,3%

(1) Variação entre 2T22 e 1T22; (2) Variação entre 6M22 e 6M21

A receita operacional bruta da Enel Distribuição Ceará apresentou um aumento de 12,7% no 2T22 em relação ao 2T21. Excluindo o efeito da receita de construção, a receita operacional bruta da Companhia, no 2T22, atingiu o montante de R\$ 2,6 bilhões, um aumento de R\$ 189,7 milhões em relação ao 2T21, cujo montante foi de R\$ 2,4 bilhões. O aumento da Receita Operacional Bruta é resultado dos seguintes efeitos:

- Aumento de R\$ 262,2 milhões na rubrica de Fornecimento de Energia Elétrica – Mercado Cativo em relação ao 2T21, como resultado, do reajuste médio tarifário de 24,85% aplicado a partir de abril de 2022;
- Aumento de R\$ 32,0 milhões na receita de uso da rede elétrica (consumidores livres-revenda), resultado da recuperação do consumo impactado pelo resultado da pandemia do COVID-19 em 2T21;
- Aumento na rubrica de Marcação a mercado de ativo indenizável no total de R\$ 55,9 milhões referente a atualização da base do ativo indenizável refletindo a variação do IPCA no período; e
- O aumento foi compensado com uma redução de R\$ 171,6 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.

No acumulado do ano, a receita operacional bruta da Companhia apresentou uma variação positiva de 26,3%, ou R\$ 1,3 bilhão, em relação ao primeiro semestre de 2021, totalizando R\$ 6,3 bilhões. Excluindo o efeito da receita de construção, a receita operacional bruta da Companhia, no 6M22, alcançou o montante de R\$ 5,5 bilhões, um aumento de R\$ 960,9 milhões em relação ao 6M21, cujo montante foi de R\$ 4,5 bilhões. Este aumento é resultado, principalmente, dos seguintes fatores:

- Aumento de R\$ 698,9 milhões na rubrica de Fornecimento de Energia Elétrica – Mercado Cativo em relação ao 6M21, como resultado principalmente do reajuste médio tarifário de 24,85% aplicado a partir de abril de 2022;
- Aumento de R\$ 55,1 milhões na receita de uso da rede elétrica (consumidores livres-revenda), impactado sobretudo pelos efeitos da pandemia, conforme explicado anteriormente;
- Aumento de R\$ 107,8 milhões na rubrica de ativo e passivo financeiro setorial, decorrente da constituição de ativo regulatório no período; e
- Aumento de R\$ 75,2 milhões na rubrica de Marcação a mercado de ativo indenizável, referente a atualização da base do ativo indenizável refletindo a variação do IPCA no período.

Destaca-se ainda que no 4T21, a Companhia realizou a reclassificação da linha de marcação a mercado de ativo indenizável que até o 3T21 era lançada como Receita Financeira para a Receita Operacional. A contabilização do ativo financeiro está diretamente ligada à atividade principal da empresa e por essa razão, após análise detalhada, a Companhia entendeu que todas as receitas e atualizações monetárias relacionadas a tais ativos devem passar a ser contabilizadas como Receita Operacional. O impacto desta reclassificação no 2T21 e 6M21 correspondem aos montantes de R\$ 55,9 e R\$ 119,7 milhões, respectivamente.

Deduções da Receita

DEDUÇÕES DA RECEITA (R\$ MIL)

	2T22	2T21	Var. %	1T22	Var. % (1)	6M22	6M21	Var. % (2)
ICMS	(533.477)	(460.967)	15,7%	(548.009)	-2,7%	(1.081.486)	(886.975)	21,9%
COFINS - corrente	(152.669)	(152.259)	0,3%	(172.576)	-11,5%	(325.245)	(277.476)	17,2%
PIS - corrente	(33.145)	(33.057)	0,3%	(37.467)	-11,5%	(70.612)	(60.242)	17,2%
ISS	(1.633)	(1.519)	7,5%	(1.755)	-7,0%	(3.388)	(3.303)	2,6%
Total - Tributos	(720.924)	(647.802)	11,3%	(759.807)	-5,1%	(1.480.731)	(1.227.996)	20,6%
Eficiência energética, P&D, FNDCT e EPE	(15.530)	(14.914)	4,1%	(15.213)	2,1%	(30.743)	(28.105)	9,4%
Conta de Desenvolvimento Energético - CDE	(141.442)	(99.034)	42,8%	(143.756)	-1,6%	(285.198)	(166.046)	71,8%
Encargos do consumidor - CCRBT	(44.573)	(94.882)	-53,0%	(304.857)	-85,4%	(349.430)	(124.012)	>100,0%
Taxa de Fiscalização dos Serviços de Energia Elétrica - TFSEE	(2.690)	(2.259)	19,1%	(2.259)	19,1%	(4.949)	(3.119)	58,7%
Total - Encargos Setoriais	(204.235)	(211.089)	-3,2%	(466.085)	-56,2%	(670.320)	(321.282)	>100,0%
Total - Deduções da Receita	(925.159)	(858.891)	7,7%	(1.225.892)	-24,5%	(2.151.051)	(1.549.278)	38,8%

(1) Variação entre 2T22 e 1T22; (2) Variação entre 6M22 e 6M21

As deduções da receita no 2T22 apresentaram um aumento de R\$ 66,3 milhões em relação ao mesmo trimestre do ano anterior. Isto se deve, principalmente, às seguintes variações:

- Aumento de 11,3% (R\$ 73,1 milhões) no total de tributos no 2T22 em relação ao mesmo período do ano anterior, principalmente na linha de ICMS, com aumento de R\$ 72,5 milhões, em função de maior receita operacional; e
- Aumento de 42,8% (R\$ 42,4 milhões) na linha de Conta de Desenvolvimento Energético – CDE, em relação ao 2T21, em função do pagamento do empréstimo relacionado a conta covid contraído em 2020.

Esses efeitos foram parcialmente compensados pela:

- Redução de R\$ 50,3 milhões nos encargos setoriais relativo, principalmente a Conta de Encargos do consumidor – CCRBT.

No 6M22, as deduções da receita totalizaram R\$ 2,2 bilhões, contra R\$ 1,5 bilhão no 6M21, aumento de 38,8% ou R\$ 601,8 milhões, resultado, sobretudo, do aumento dos tributos, conforme elencados anteriormente, além do aumento de R\$ 225,4 milhões e R\$ 119,2 milhões nas rubricas de Encargos do consumidor – CCRBT e Conta de Desenvolvimento Energético – CDE, respectivamente.

Custos e Despesas Operacionais

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

	2T22	2T21	Var. %	1T22	Var. % (1)	6M22	6M21	Var. % (2)
Custos e despesas não gerenciáveis								
Energia elétrica comprada para revenda	(800.637)	(837.921)	-4,4%	(823.834)	-2,8%	(1.624.471)	(1.569.971)	3,5%
Encargos do uso do sistema de transmissão	(148.121)	(143.464)	3,2%	(205.142)	-27,8%	(353.263)	(335.202)	5,4%
Total - Não gerenciáveis	(948.758)	(981.385)	-3,3%	(1.028.976)	-7,8%	(1.977.734)	(1.905.173)	3,8%
Custos e despesas gerenciáveis								
Pessoal	(42.786)	(41.814)	2,3%	(44.312)	-3,4%	(87.098)	(94.634)	-8,0%
Material e Serviços de Terceiros	(181.864)	(119.047)	52,8%	(161.412)	12,7%	(343.276)	(253.386)	35,5%
Depreciação e Amortização	(106.648)	(76.299)	39,8%	(82.513)	29,2%	(189.161)	(162.759)	16,2%
Custo na desativação de bens	(86)	-	-	854	<-100,0%	768	-	-
Prov. para Créditos de Liquidação Duvidosa	(35.731)	(36.332)	-1,7%	(36.773)	-2,8%	(72.504)	(26.398)	>100,0%
Custo de Construção	(419.582)	(267.602)	56,8%	(404.184)	3,8%	(823.766)	(475.406)	73,3%
Provisão para riscos fiscais, cíveis e trabalhistas	(14.372)	(366)	>100,0%	209	<-100,0%	(14.163)	(1.183)	>100,0%
Perda de recebíveis de clientes	9.011	(12.450)	<-100,0%	(18.703)	<-100,0%	(9.692)	(25.542)	-62,1%
Receita de multas por impuntualidade de clientes	17.071	499	>100,0%	34.660	-50,7%	51.731	6.222	>100,0%
Outras Receitas/Despesas Operacionais	(21.443)	(20.521)	4,5%	(20.131)	6,5%	(41.574)	(40.016)	3,9%
Total - Gerenciáveis	(796.430)	(573.932)	38,8%	(732.305)	8,8%	(1.528.735)	(1.073.102)	42,5%
Total - Custos do Serviço e Despesa Operacional	(1.745.188)	(1.555.317)	12,2%	(1.761.281)	-0,9%	(3.506.469)	(2.978.275)	17,7%

(1) Variação entre 2T22 e 1T22; (2) Variação entre 6M22 e 6M21

Os custos e despesas operacionais no 2T22 em relação ao 2T21 apresentaram um incremento de R\$ 189,9 milhões, ou 12,2%. Excluindo-se o efeito do custo de construção, os custos e despesas operacionais da Companhia no trimestre alcançaram o montante de R\$ 1,3 bilhão, 2,9% ou um aumento de R\$ 37,9 milhões em relação ao montante registrado no mesmo período no ano anterior, de R\$ 1,3 bilhão. Este resultado reflete principalmente as seguintes variações:

- Aumento nos custos e despesas gerenciáveis de R\$ 222,5 milhões, no 2T22 (R\$ 70,5 milhões excluindo o efeito do custo de construção), explicado pela (i) aumento de R\$ 62,8 milhões na linha de Material e Serviços de Terceiros em função dos maiores gastos com manutenção e intervenções na rede, objetivando melhoria da qualidade e aumento do custo com serviços para leituras de medidores; (ii) aumento de R\$ 30,3 milhões na linha de Depreciação e Amortização; e (iii) aumento de R\$ 14,0 milhões na linha de Provisão para riscos fiscais, cíveis e trabalhistas, justificado pelo provisionamento de condenações de litígios.

O aumento nos custos foi parcialmente compensado pela redução de nos custos e despesas não-gerenciáveis, de R\$ 32,6 milhões, no 2T22. Essa redução, de 3,3%, está associada principalmente à redução na rubrica Energia elétrica comprada para revenda, em um montante de R\$ 37,3 milhões.

No acumulado do ano, os custos e despesas operacionais apresentaram um incremento de R\$ 528,2 milhões, ou 17,7%. Excluindo-se o efeito do custo de construção, os custos e despesas operacionais da Companhia no acumulado do ano, alcançaram o montante de R\$ 2,7 bilhões, 7,2% ou R\$ 179,8 milhões superior ao montante registrado no ano anterior, de R\$ 2,5 bilhões. Este aumento é resultado, principalmente, das seguintes variações:

- Aumento dos custos não-gerenciáveis em 3,8% em relação ao registrado no 1S21. Tal variação é explicada, principalmente pelo aumento na rubrica Energia elétrica comprada para revenda em R\$ 54,5 milhões, e aumento nos encargos do uso do sistema de transmissão, em um montante de R\$ 18,1 milhões.
- Aumento dos custos gerenciáveis, excluindo-se os custos de construção, em 17,9%, ou R\$ 107,3 milhões. A variação, total, explica-se pelo:
 - Aumento de R\$ 89,9 milhões com despesas com materiais e serviços de terceiros realizadas, decorrente dos maiores gastos com manutenção e intervenções na rede, objetivando melhoria da qualidade;
 - Maior Provisão para Créditos de Liquidação duvidosa no montante de R\$ 46,1 milhões decorrente, sobretudo, da maior base de comparação com 2021, em razão da reversão de provisão, dada a melhor expectativa para recebimento de créditos vencidos com a intensificação do processo de cobrança que ocorreu no primeiro trimestre de 2021;

- Aumento com Receita de multas por impontualidade de clientes no montante de R\$ 45,5 milhões, justificado da retomada das ações de corte por parte da Companhia para reduzir os níveis de inadimplência;
- Aumento no grupo de Provisão para riscos fiscais, cíveis e trabalhistas no montante de R\$ 13,0 milhões, justificado pelo provisionamento de condenações de litígios.
- Aumento de R\$ 26,4 milhões na linha de depreciação e amortização no acumulado do ano, em comparação com o mesmo período do ano anterior.

Esse efeito foi parcialmente compensado por:

- Redução de R\$ 7,5 milhões com despesa de pessoal, em função de constituição de provisão para reestruturação organizacional relativa à digitalização, modernização e automação do seu modelo de negócio no primeiro trimestre de 2021.

EBITDA

A seguir apresentamos a conciliação dos valores que compõem os cálculos do EBITDA e do EBIT, de acordo com a instrução CVM nº 527, de 04 de outubro de 2012:

CONCILIAÇÃO DO EBITDA E DO EBIT (R\$ MIL)

	2T22	2T21	Var. %	1T22	Var. % (1)	6M22	6M21	Var. % (2)
Lucro Líquido do Período	198.054	189.323	4,6%	111.141	78,2%	309.195	276.238	11,9%
(+) Tributo sobre o Lucro (Nota explicativa 32)	(45.578)	(52.835)	-13,7%	(41.719)	9,2%	(87.297)	(89.061)	-2,0%
(+) Resultado Financeiro (Nota explicativa 31)	(121.439)	(37.365)	>100,0%	(118.694)	2,3%	(240.133)	(92.031)	>100,0%
(=) EBIT	365.071	279.523	30,6%	271.554	34,4%	636.625	457.330	39,2%
(+) Depreciações e Amortizações (Nota explicativa 30)	(106.648)	(76.299)	39,8%	(82.513)	29,2%	(189.161)	(162.759)	16,2%
(=) EBITDA	471.719	355.822	32,6%	354.067	33,2%	825.786	620.089	33,2%

(1) Variação entre 2T22 e 1T22; (2) Variação entre 6M22 e 6M21

O EBITDA da Enel Ceará no 2T22 atingiu o montante de R\$ 471,7 milhões, o que representa um aumento de R\$ 115,9 milhões em relação ao 2T21. A margem EBITDA da Companhia no trimestre foi de 22,35%, um aumento de 2,96 p.p. em relação ao 2T21. A margem EBITDA ex-receita de construção da Companhia trimestre foi de 27,90%, o que representa um aumento de 5,20 p.p. em relação ao mesmo período do ano anterior.

Resultado Financeiro

RESULTADO FINANCEIRO (R\$ MIL)

	2T22	2T21	Var. %	1T22	Var. % (1)	6M22	6M21	Var. % (2)
Receitas Financeiras								
Renda de aplicação financeira	5.602	2.908	92,6%	4.911	14,1%	10.513	4.102	>100,0%
Juros e atualização monetária sobre impontualidade de clientes	21.027	18.751	12,1%	1.241	>100,0%	22.268	42.302	-47,4%
Variação monetária de ativos e passivos setoriais	59.803	16.180	>100,0%	39.162	52,7%	98.965	19.271	>100,0%
Variação cambial de dívidas	(119.424)	158.876	<-100,0%	191.541	<-100,0%	72.117	158.876	-54,6%
Variação cambial	4.935	640	>100,0%	(2.123)	<-100,0%	2.812	1.863	50,9%
Instrumento financeiro derivativo - hedge/swap	16.828	(30.506)	<-100,0%	129	>100,0%	16.957	144.994	-88,3%
Outras receitas financeiras	2.301	2.333	-1,4%	6.405	-64,1%	8.706	3.964	>100,0%
(-) Crédito de PIS/COFINS sobre receita financeira	(4.357)	(1.610)	>100,0%	(2.296)	89,8%	(6.653)	(3.163)	>100,0%
Total - Receitas Financeiras	(13.285)	167.572	<-100,0%	238.970	<-100,0%	225.685	372.209	-39,4%
Despesas financeiras								
Variações monetárias de Dívidas	(37.956)	(22.888)	65,8%	(26.810)	41,6%	(64.766)	(51.701)	25,3%
Variações cambial de dívidas	(5)	(52.762)	-100,0%	(125)	-96,0%	(130)	(145.002)	-99,9%
Variação cambial	(830)	(2.545)	-67,4%	(35)	>100,0%	(865)	(2.545)	-66,0%
Encargos de Dívidas e mútuos	(68.124)	(28.757)	>100,0%	(62.306)	9,3%	(130.430)	(50.791)	>100,0%
Encargos fundo de pensão	(1.896)	(1.697)	11,7%	(1.896)	-	(3.792)	(3.394)	11,7%
Variação monetária de ativos e passivos setoriais	(8.213)	(5.740)	43,1%	(31.599)	-74,0%	(39.812)	(11.923)	>100,0%
Atualização de provisão para riscos tributários, cíveis e trabalhistas	(14.656)	(9.521)	53,9%	(5.217)	>100,0%	(19.873)	(18.857)	5,4%
Instrumento financeiro derivativo - hedge/swap	36.980	(71.553)	<-100,0%	(216.382)	<-100,0%	(179.402)	(165.471)	8,4%
Atualizações de impostos, P&D/PEE	(2.223)	(1.480)	50,2%	(1.847)	20,4%	(4.070)	(3.889)	4,7%
Outras despesas financeiras	(11.231)	(7.994)	40,5%	(11.447)	-1,9%	(22.678)	(10.667)	>100,0%
Total - Despesas Financeiras	(108.154)	(204.937)	-47,2%	(357.664)	-69,8%	(465.818)	(464.240)	0,3%
Total - Receitas e Despesas Financeiras	(121.439)	(37.365)	> 100,0%	(118.694)	2,3%	(240.133)	(92.031)	>100,0%

(1) Variação entre 2T22 e 1T22; (2) Variação entre 6M22 e 6M21

O Resultado Financeiro Líquido da Companhia encerrou o 2T22 com uma despesa líquida de R\$ 121,4 milhões, representando um aumento de R\$ 84,1 milhões em relação ao mesmo trimestre do ano anterior. Essa variação é explicada principalmente pelo aumento líquido de despesa no montante de R\$ 124 milhões referente as rubricas de dívida (instrumento financeiro derivativo, variação monetária de dívidas, variação cambial e encargos de dívidas e mútuos) devido, principalmente, ao aumento do CDI no 2T22 comparado ao 2T21, somado à um aumento no volume de empréstimos contratados entre os períodos analisados. Este efeito foi parcialmente compensado pelo incremento líquido de receita no montante de R\$ 41 milhões relacionado à rubrica de variação monetária de ativos e passivos financeiros setoriais.

No acumulado do ano, o Resultado Financeiro Líquido da Companhia totalizou uma despesa de R\$ 240,1 milhões, superior ao registrado no 6M21 em R\$ 148,1 milhões. A variação observada explica-se, sobretudo, pelo aumento líquido de despesa de R\$ 177 milhões nas rubricas de dívida (Instrumento financeiro derivativo, variação cambial de dívidas, e encargos de dívidas e mútuos) devido ao aumento de encargos em decorrência do aumento do CDI em 8,46% (11,32% em 6M22 x 2,64% em 6M21), somado à um aumento no volume de empréstimos contratados entre os períodos analisados para financiar investimentos e capital de giro.

Tributos (IR/CSLL) e Outros

TRIBUTOS (IR/CSLL) E OUTROS (R\$ MIL)

	2T22	2T21	Var. %	1T22	Var. % (1)	6M22	6M21	Var. % (2)
IR e CSLL (corrente e diferido)	(51.632)	(82.109)	-37,1%	(53.779)	-4,0%	(105.411)	(127.767)	-17,5%
Incentivo Fiscal SUDENE	6.054	29.274	-79,3%	12.060	-49,8%	18.114	38.706	-53,2%
Total	(45.578)	(52.835)	-13,7%	(41.719)	9,2%	(87.297)	(89.061)	-2,0%

(1) Variação entre 2T22 e 1T22; (2) Variação entre 6M22 e 6M21

As despesas totais, líquidas, com Imposto de Renda (IR) e Contribuição Social sobre o Lucro Líquido (CSLL) no 2T22, registraram uma redução de R\$ 7,3 milhões, devido principalmente redução nos impostos correntes, compensado pelo efeito negativo nos impostos diferidos e incentivo fiscal no trimestre comparado ao mesmo período do ano anterior.

Endividamento

INDICADORES DE ENDIVIDAMENTO

	2T22	2T21	Var. %	1T22	Var. % (1)	6M22	6M21	Var. % (2)
Dívida bruta (R\$ mil)	4.231.542	3.108.653	36,1%	4.246.113	-0,3%	4.231.542	3.108.653	36,1%
Dívida com Terceiros	3.626.720	2.601.017	39,4%	2.966.750	22,2%	3.626.720	2.601.017	39,4%
Dívida Intercompany	604.822	507.636	19,1%	1.279.363	-52,7%	604.822	507.636	19,1%
(-) Caixa, Equivalentes e Aplicações Financ. (R\$ mil)	269.206	327.657	-17,8%	236.043	14,0%	269.206	327.657	-17,8%
Dívida líquida (R\$ mil)	3.962.336	2.780.996	42,5%	4.010.070	-1,2%	3.962.336	2.780.996	42,5%
Dívida Bruta / EBITDA (3)*	2,41	2,66	-9,5%	2,58	-6,5%	2,41	2,66	-9,5%
Dívida Líquida / EBITDA (3)*	2,26	2,38	-5,3%	2,43	-7,3%	2,26	2,38	-5,3%
Dívida bruta / (Dívida bruta + PL)	0,53	0,48	12,1%	0,54	-1,4%	0,53	0,48	12,1%
Dívida líquida / (Dívida líquida + PL)	0,52	0,45	15,4%	0,53	-1,8%	0,52	0,45	15,4%

(1) Variação entre 2T22 e 1T22; (2) Variação entre 6M22 e 6M21

(3) EBITDA: EBIT + Depreciações e Amortizações + Provisão para crédito 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 2T22 em R\$ 4.232 milhões, um incremento de R\$ 1.123 milhões em relação ao 2T21. A variação da dívida bruta deve-se, basicamente, as novas captações de dívidas para investimentos e capital de giro (R\$ 210 milhões captados com Scotiabank, R\$ 280 milhões com o Sumitomo, R\$ 272 com o Citibank, R\$ 975 milhões com a Enel Brasil e R\$ 600 milhões referentes a 8ª emissão de debentures), em conjunto com apropriação de juros e correção monetária no montante de R\$ 437 milhões, parcialmente compensados, por amortizações e pagamento de encargos ocorridos entre os períodos comparados, que alcançaram respectivamente R\$ 1.472 milhões e R\$ 236 milhões. Adicionalmente, a Companhia reconheceu no período ajuste de marcação à mercado relacionado aos SWAPS de dívidas vigentes no valor de R\$ 57 milhões.

A Companhia encerrou o 2T22 com o custo médio da dívida no período de 13,98% a.a.

Colchão de Liquidez

Para se precaver de qualquer necessidade emergencial de caixa, em 30 de junho de 2022, a Companhia tinha a seu dispor R\$ 80 milhões em limites abertos de conta garantida para utilização em operações de curto prazo. Adicionalmente, a Companhia possui limite de mútuo com partes relacionadas aprovados pela Aneel, por meio do Despacho N° 2.979, até 11 de dezembro de 2022 no valor de até R\$ 800 milhões.

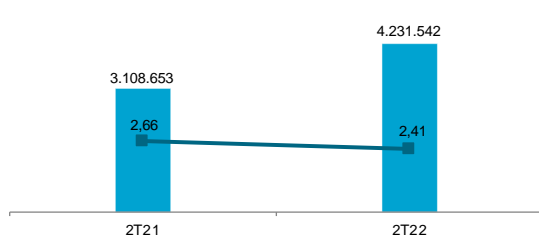
Devido uma maior necessidade de financiamento para realização de investimentos e cobertura de capital de giro da Companhia, a Aneel aprovou a ampliação do limite de mútuo em R\$ 600 milhões, através do despacho N° 1.540 de 28 de maio de 2021, e posteriormente mais R\$ 500 milhões (despacho N° 3.754 de 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 N° 647/2021, no valor de até R\$ 250 milhões.

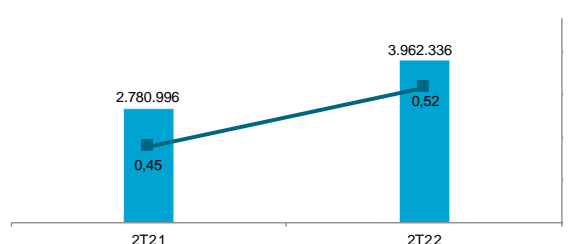
Classificação de Riscos (*Rating*)

Em 09 de setembro de 2021, 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.

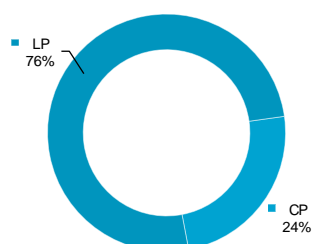
Dívida Bruta (R\$ Mil) e Dívida Bruta / EBITDA* (Veze)
Evolução 2T21 - 2T22



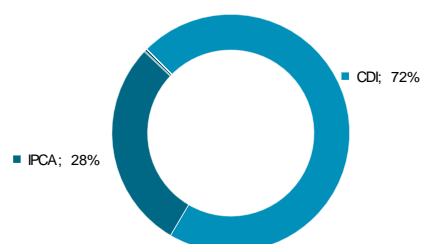
Dívida Líquida (R\$ Mil) e Alavancagem (Veze)
Evolução 2T21 - 2T22



Abertura da Dívida Bruta - CP e LP
Posição Final em Jun/22

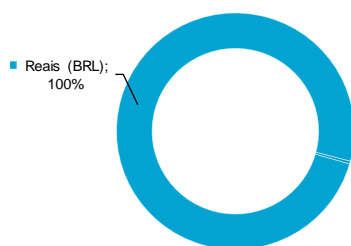


Abertura da Dívida Bruta - Indexadores
Posição Final em Jun/22



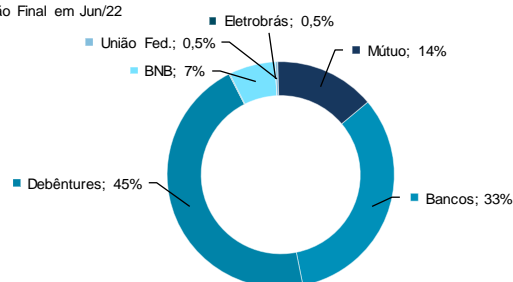
Abertura da Dívida Bruta - Moedas

Posição Final em Jun/22



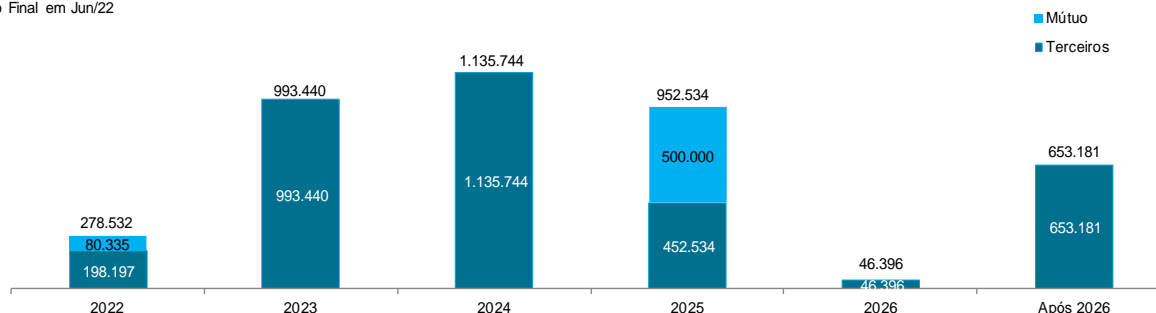
Abertura da Dívida Bruta - Credor

Posição Final em Jun/22



Curva de Amortização de saldo de dívida com SWAP (R\$ Mil)

Posição Final em Jun/22



Investimentos

INVESTIMENTOS (R\$ MIL)*

	2T22	2T21	Var. %	1T22	Var. % (1)	6M22	6M21	Var. % (2)
Novas Conexões	187.289	165.380	13,2%	198.471	-5,6%	385.760	251.777	53,2%
Rede	83.409	36.321	>100,0%	80.152	4,1%	163.560	56.397	>100,0%
Combate às Perdas	18.484	11.133	66,0%	15.822	16,8%	34.306	18.771	82,8%
Qualidade do Sistema Elétrico	43.384	4.937	>100,0%	32.856	32,0%	76.240	14.554	>100,0%
Adequação à carga	21.540	20.251	6,4%	31.474	-31,6%	53.014	23.073	>100,0%
Outros	95.052	39.865	>100,0%	76.234	24,7%	171.286	130.061	31,7%
Total Investido	365.750	241.566	51,4%	354.856	3,1%	720.606	438.235	64,4%
Aportes / Subsídios	(13.367)	(12.533)	6,7%	(13.367)	-	(26.735)	(12.533)	>100,0%
Investimento Líquido	352.382	229.033	53,9%	341.489	3,2%	693.871	425.702	63,0%

(1) Variação entre 2T22 e 1T22; (2) Variação entre 6M22 e 6M21

No 2T22, a Companhia investiu R\$ 352,4 milhões, um aumento de 53,9% em comparação ao mesmo período do ano anterior, principalmente na qualidade do sistema elétrico e por meio de atividades de combate a perdas, reflexo dos esforços em melhoria nos serviços. Ainda relacionado à melhoria no sistema, na linha Outros foi observado um crescimento no investimento explicado pelo aumento no número de manutenções corretivas. Foi observado também um aumento de 13,2% no investimento em expansão no trimestre. No acumulado do ano, a Companhia investiu R\$ 693,9 milhões, volume 63,0% superior ao investido no 6M21.

* Dados prévios referente ao 2T22.

Reajuste Tarifário 2022

A Agência Nacional de Energia Elétrica (“ANEEL”), em reunião pública da sua Diretoria, que ocorreu em 19 de abril de 2022, deliberou sobre o reajuste tarifário anual de 2022 a ser aplicado a partir de 22 de abril de 2022.

A ANEEL aprovou o Reajuste Tarifário Anual da Companhia positivo de +13,43% composto por reajuste econômico de +12,88% e componente financeiro de +0,55%. Descontado o componente financeiro considerado no último processo tarifário, o efeito médio a ser percebido pelos consumidores será de +24,85%.

O índice é composto pelos seguintes itens:

Reajuste Tarifário	
Encargos Setoriais	4,02%
Energia Comprada	4,32%
Encargos de Transmissão	-1,04%
Parcela A	7,30%
Parcela B	5,58%
Reajuste Econômico	12,88%
CVA Total	8,28%
Bandeira Escassez Híbrida	-2,18%
Conta Escassez Híbrida	-1,95%
Ressarcimento escassez Híbrida	-1,99%
Ressarcimento de Créditos de Pis/Cofins	-2,93%
Outros Itens Financeiros da Parcela A	1,32%
Reajuste Financeiro	0,55%
Reajuste Total	13,43%
Componentes Financeiros do Processo Anterior	11,42%
Efeito Médio para o consumidor	24,85%

Parcela A

Para o próximo ano regulatório, a Parcela A foi reajustada em 11,55%, representando 7,30% no reposicionamento econômico com os seguintes componentes:

- Encargos Setoriais: aumento de 36,95%, representando 4,02% no reajuste econômico em função, principalmente, da redução do encargo com a Conta de Desenvolvimento Energético CDE Conta Covid e elevação do Encargo de Serviço do Sistema (ESS);
- Energia Comprada: aumento de 9,60%, decorre principalmente do aumento dos contratos de disponibilidade de energia nova. Percebe-se também uma significativa contribuição do custo decorrente do contrato bilateral. O aumento do custo da compra de energia representa 4,32% no reajuste econômico; e
- Encargos de Transmissão: os custos de transmissão tiveram uma variação de -14,25%, correspondendo a um efeito de -1,04% no reajuste econômico.

Parcela B

Para o próximo ano regulatório, a Parcela B foi reajustada em 15,16%, representando uma participação de 5,58% no reajuste econômico, resultado da combinação dos seguintes componentes:

- IGP-M de 14,77%, no período de 12 meses findos em março de 2022; e
- Fator X de -0,39 %, composto por:

- Componente X-Pd (ganhos de produtividade da atividade de distribuição) de +1,17%, para aplicação nos reajustes tarifários deste ciclo da Companhia;
- Componente X-Q (qualidade do serviço) de -0,48%; e
- Componente X-T (trajetória de custos operacionais) de -1,09%, para aplicação nos reajustes tarifários deste ciclo da Companhia.

Componentes financeiros: Os componentes financeiros aplicados a este reajuste tarifário totalizam um montante de R\$ 37.942, dentre os quais destacamos R\$ 568.258 positivos referentes aos itens de Compensação de Variação de Valores de Itens da Parcela A (“CVA”), Sobrecontratação de R\$ 47.892 e Previsão de Risco Hidrológico de R\$ 138.699.

De acordo com o exposto acima, foi homologado o reajuste tarifário anual da Companhia, que conduz um efeito médio nas tarifas a ser percebido pelos consumidores de 24,85%, sendo de 24,16%, em média, para os consumidores conectados na Alta Tensão e de 25,09%, em média, para os consumidores na Baixa Tensão.

A Enel Distribuição Ceará esclarece que as tarifas são definidas pela Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel) com base no contrato de concessão, leis e regulamentos federais e a maioria dos custos embutidos na tarifa não são gerenciados pela Companhia. Estes valores são apenas arrecadados pela distribuidora que repassa às empresas de geração, transmissão e ao governo federal e estadual.

Os fatores que mais contribuíram para o reajuste foram justamente os custos não gerenciáveis, tais como: o fim do benefício tarifário da Conta-Covid, criada pela Aneel em 2020 para minimizar os impactos da pandemia no setor elétrico, a alta dos custos com encargos setoriais e a compra de energia.

Considerando o reajuste médio de 24,85% do ano de 2022, apenas cerca de 5% são destinados a Enel Distribuição Ceará para manutenção e investimentos na rede. Importante destacar que, com o fim da bandeira de escassez hídrica, o efeito do reajuste tarifário será praticamente nulo para o consumidor.

Revisão tarifária extraordinária de 2022

A Agência Nacional de Energia Elétrica (“ANEEL”), em reunião pública da sua Diretoria, que ocorreu em 13 de julho de 2022, deliberou sobre a revisão tarifária extraordinária de 2022.

A ANEEL aprovou a Revisão Tarifária Extraordinária da Companhia positivo de +10,02%, composto por reajuste econômico de +12,84% e componente financeiro de -2,82%. Descontado o componente financeiro considerado no último processo tarifário, o efeito médio a ser percebido pelos consumidores será de -3,01%.

Reajuste Tarifário Extraordinário 2022	
Encargos Setoriais	3,98%
Custo de Transmissão	-1,04%
Custo de Aquisição de Energia	4,32%
Parcela A	7,26%
Parcela B	5,58%
Reajuste Econômico	12,84%
CVA Total	8,28%
Bandeira Escassez Híbrida	-2,18%
Conta Escassez Híbrida	-1,95%
Ressarcimento escassez Híbrida	-1,99%
Ressarcimento de Créditos de Pis/Cofins	-6,31%
Outros Itens Financeiros da Parcela A	1,32%
Reajuste Financeiro	-2,82%
Reajuste Total	10,02%
Componentes Financeiros do Processo Anterior	13,03%
Efeito Médio para o consumidor	-3,01%

Dessa forma, as Parcelas A e B da Companhia, após o Reajuste Tarifário, tiveram os seguintes impactos:

(i) Parcela A: Reajustada em 11,49%, representando 7,26% no reposicionamento econômico com os seguintes componentes:

- Encargos setoriais - aumento de 36,62%, representando 3,98% no reajuste econômico em função, principalmente, do aumento do encargo com a Conta de Desenvolvimento Energético - CDE (USO);
- Energia comprada - aumento de 9,60%, decorre principalmente do aumento dos contratos de disponibilidade de energia nova. Percebe-se também uma significativa contribuição do custo decorrente do contrato bilateral. O aumento do custo da compra de energia representa 4,32% no reajuste econômico; e
- Encargos de Transmissão - os custos de transmissão tiveram uma variação de -14,25%, correspondendo a um efeito de -1,04% no reajuste econômico. Sobre esse item, destaque para a publicação das Resoluções Homologatórias nº 2.959 e 2.896, ambas de 2021, as quais aprovaram, respectivamente, as novas Receitas Anuais Permitidas (RAP) das concessionárias de transmissão e as novas Tarifas de Uso do Sistema de Transmissão (TUST).

(ii) Parcela B: Para o próximo ano regulatório, a Parcela B foi reajustada em 15,16%, representando uma participação de 5,58% no reajuste econômico, resultado da combinação dos seguintes componentes:

- IGP-M de 14,77%, no período de 12 meses findos em março de 2022; e
- Fator X de -0,39 %, composto por:
 - Componente X-Pd (ganhos de produtividade da atividade de distribuição) de +1,17%, para aplicação nos reajustes tarifários deste ciclo da Companhia;
 - Componente X-Q (qualidade do serviço) de -0,48%; e
 - Componente X-T (trajetória de custos operacionais) de -1,09%, para aplicação nos reajustes tarifários deste ciclo da Companhia.

(iii) Componentes financeiros: Os componentes financeiros aplicados a este reajuste tarifário totalizam um montante de -R\$ 193.725, dentre os quais destacamos R\$ 568.258 positivos referentes aos itens de Compensação de Variação de Valores de Itens da Parcela A (“CVA”), Sobrecontratação de R\$ 47.892, Previsão de Risco Hidrológico de R\$ 138.699 e Ressarcimento de Créditos de PIS/COFINS de -R\$ 433.117.

De acordo com o exposto acima, foi homologado o reajuste tarifário anual da Companhia, que conduz um efeito médio nas tarifas a ser percebido pelos consumidores de -3,01%, sendo de -2,96%, em média para os consumidores conectados na Alta Tensão (AT) e de -3,02%, em média, para os consumidores na Baixa Tensão (BT).

Após o efeito da Revisão Tarifária Extraordinária da Companhia, o reajuste médio é de 21,09%.

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 (REH 3.051/22).

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 (REH 3.051/22).

O primeiro trimestre de 2021 foi marcado pela recuperação lenta dos níveis de reservatórios hidráulicos, assim a ANEEL publicou o acionamento da bandeira amarela para os meses de janeiro de 21 a março de 21. Com a piora do cenário hidrológico, a bandeira vermelha patamar 1 foi acionada em maio de 21 e em junho foi acionada a bandeira vermelha patamar 2.

O terceiro trimestre foi marcado pelo agravamento hidrológico do sistema elétrico brasileiro, nos meses de julho e agosto a bandeira vermelha patamar 2 ainda foi acionada. Além disso, em 31 de agosto de 2021, o Governo Federal determinou à ANEEL, por meio da Resolução CREG nº 3/2021, a implantação da Bandeira Escassez Hídrica a ser aplicada aos clientes cativos exceto os clientes Baixa Renda que continuarão a ter os valores de bandeira dentre os patamares já conhecidos (REH 2.888/21).

A Bandeira Escassez Hídrica possui vigência de setembro de 2021 a abril de 2022, a tarifa será 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 esta é a vigente até o momento.

As bandeiras tarifárias que vigoraram no ano de 2021 e no primeiro semestre de 2022, reflexo das condições hidrológicas, estão demonstradas a seguir:

2021	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez
Bandeira Tarifária												
PLD gatilho - R\$/MWh	213,42	136,72	127,36	92,88	203,88	251,84	583,88	583,88	Resolução CREG nº 3/2021 - Bandeira Escassez Hídrica			
PLD Gatilho: Referência de PLD médio mensal para o partamar da Bandeira Tarifária, definido pela CCEE												

2022	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez
Bandeira Tarifária												
PLD gatilho - R\$/MWh	Resolução CREG nº 3/2021 - Bandeira Escassez Hídrica			55,70	55,70	55,70	55,70					
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 15 de dezembro de 2020, a Resolução Homologatória n.º 2.828 da Aneel definiu os valores limites do PLD de 2021. O PLD máximo foi fixado em R\$ 583,88/MWh e o valor mínimo em R\$ 49,77/MWh. Esses limites passaram a vigorar em 1º de janeiro de 2021.

Em 14 de dezembro de 2021, a Resolução Homologatória n.º 2.994 da Aneel definiu os valores limites do PLD de 2022. O PLD máximo foi fixado em R\$ 646,58/MWh e o valor mínimo em R\$ 55,70/MWh. Esses limites passaram a vigorar em 1º de janeiro de 2022.

Conta-Covid

Em 23 de junho de 2020, a ANEEL aprovou a regulamentação da Conta Covid (Resolução Normativa nº885/2020). Tal regulamento estabelece os critérios do empréstimo de um conjunto de banco às distribuidoras, com o objetivo de garantir o fluxo de caixa das empresas neste período de pandemia e evitar reajustes tarifários elevados.

Em 22 de julho de 2020, foram assinados os contratos entre a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) e 16 instituições financeiras para formalizar e viabilizar os empréstimos para as distribuidoras de energia elétrica.

Em 31 de julho de 2020, iniciou-se, por meio do Despacho ANEEL nº 2.177, o recebimento pelas concessionárias dos recursos da conta covid. Em 19 de agosto de 2020, a ANEEL abriu a 2ª fase da Consulta Pública nº 035/20, com o objetivo de regulamentar o Art 6º do Decreto 10.350/20, que trata da recomposição do equilíbrio econômico-financeiro de contratos de concessão de distribuição.

Em 16 de dezembro de 2020, a ANEEL, após avaliar as contribuições recebidas, decidiu abrir uma 3ª fase de discussão sobre as regras para o reequilíbrio econômico devido à pandemia, com prazo de contribuição até 01/02/2021. Vale destacar que em tal fase da consulta a ANEEL também discutiu a gradação do benefício do referido empréstimo, para alocação do spread bancário entre os consumidores e os distribuidores de energia elétrica, e a exposição involuntária devido à pandemia.

Em 23 de novembro de 2021, a ANEEL aprovou a Resolução Normativa nº 952 com as regras para avaliação de pedidos de reequilíbrio econômico em decorrência dos impactos decorrentes da pandemia.

Conforme tal norma, são itens passíveis de reequilíbrio a queda de faturamento devido à redução de mercado e a perda de arrecadação resultante do aumento de inadimplência. Ademais foram definidas a metodologia de cálculo da sobrecontratação involuntária resultante da redução de carga durante a pandemia e os critérios para ressarcimento aos consumidores dos custos associados à operação da Conta-Covid em 2020.

Ainda segundo tal regra, eventuais pedidos de reequilíbrio devem ser realizados em até 60 dias da publicação dos resultados da projeção de receitas irrecuperáveis, ocorrida por meio do Despacho ANEEL nº 539/2022.

Programa de Incentivo à Redução Voluntária do Consumo de Energia Elétrica

Por meio da Resolução nº 2/2021, o Ministério de Minas e Energia instituiu o Programa de Incentivo à Redução Voluntária do Consumo de Energia Elétrica para unidades consumidoras do Sistema Interligado Nacional aos clientes dos grupos A e B, com algumas exceções. O programa concedeu um bônus em fatura, no valor de R\$ 0,50 (cinquenta centavos) para cada 1kWh em contrapartida da redução média verificada do consumo de energia elétrica em montante igual ou superior a 10%, limitado a 20%, apurada de forma cumulativa nas faturas referentes às competências de setembro a dezembro de 2021 em comparação às faturas de setembro a dezembro de 2020. A bonificação foi concedida nas faturas a partir de janeiro de 2022 e os créditos concedidos em fatura, serão recuperados por meio do encargo destinado à cobertura dos custos do serviço do sistema, sem prejuízo financeiro para a Companhia. Para atendimento à resolução e ao ofício circular nº 4/2021 da ANEEL, a Companhia apurou, até 31 de março de 2022, o montante de R\$ 66.342, concedido aos clientes, desde 2 de janeiro de 2022, de acordo com os lotes de faturamento.

ANEXO 1

DRE (R\$ MIL)

	2T22	2T21	Var. %	6M22	6M21	Var. %
Receita Operacional Bruta	3.035.418	2.693.731	12,7%	6.294.145	4.984.884	26,3%
Fornecimento de Energia - Mercado Cativo	2.203.895	1.941.708	13,5%	4.437.370	3.738.501	18,7%
CVA	117.386	289.019	-59,4%	499.246	391.446	27,5%
Receita de uso da rede elétrica - consumidores livres	119.442	87.413	36,6%	219.457	164.393	
Receita de Construção	419.582	267.602	56,8%	823.766	475.406	73,3%
Outras Receitas	175.113	107.989	62,2%	314.306	215.138	46,1%
Deduções da Receita Operacional	(925.159)	(858.891)	7,7%	(2.151.051)	(1.549.278)	38,8%
Receita Operacional Líquida	2.110.259	1.834.840	15,0%	4.143.094	3.435.606	20,6%
Custo do Serviço de Energia Elétrica	(948.758)	(981.385)	-3,3%	(1.977.734)	(1.905.173)	3,8%
Energia elétrica comprada para revenda e despesas da CCEE	(800.637)	(837.921)	-4,4%	(1.624.471)	(1.569.971)	3,5%
Encargos de conexão e uso da rede	(148.121)	(143.464)	3,2%	(353.263)	(335.202)	5,4%
Custo/Despesa Operacional	(796.430)	(573.932)	38,8%	(1.528.735)	(1.073.102)	42,5%
Pessoal	(42.786)	(41.814)	2,3%	(87.098)	(94.634)	-8,0%
Material e Serviços de terceiros	(181.864)	(119.047)	52,8%	(343.276)	(253.386)	35,5%
Depreciação e amortização	(106.648)	(76.299)	39,8%	(189.161)	(162.759)	
Provisões	(50.189)	(36.698)	36,8%	(85.899)	(27.581)	>100,0%
Custo de construção	(419.582)	(267.602)	56,8%	(823.766)	(475.406)	
Outros	26.082	(11.951)	<-100,0%	42.039	(19.320)	<-100,0%
Outras receitas/despesas operacionais	(21.443)	(20.521)	4,5%	(41.574)	(40.016)	
EBITDA	471.719	355.822	32,6%	825.786	620.090	33,2%
EBIT	365.071	279.523	30,6%	636.625	457.331	39,2%
Resultado Financeiro	(121.439)	(37.365)	>100,0%	(240.133)	(92.031)	>100,0%
Receita Financeira	(13.285)	167.572	<-100,0%	225.685	372.209	-39,4%
Despesa Financeira	(108.154)	(204.937)	-47,2%	(465.818)	(464.240)	0,3%
Resultado antes dos impostos	243.632	242.158	0,6%	396.492	365.300	8,5%
IR/CS	(45.578)	(52.835)	-13,7%	(87.297)	(89.061)	-2,0%
Lucro/Prejuízo Líquido	198.054	189.323	4,6%	309.195	276.239	11,9%