Comentários de Desempenho

Earnings Release 3T20 / 9M20

Enel Distribuição Ceará

Comparnhia Energética do Ceará

03 de novembro de 2020

Relações com Investidores

Teobaldo José Cavalcante Leal
Diretor Financeiro e de Relações com Investidores

Daniel Spencer Pioner
Responsável por Relações com Investidores

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

Fortaleza, 03 de novembro de 2020 – 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 (9,1 milhões de habitantes) divulga seus resultados do terceiro trimestre ("3T20") e dos nove primeiros meses de 2020 ("9M20"). As informações financeiras e operacionais a seguir, exceto quando indicado de outra forma, são apresentadas de acordo com a legislação brasileira aplicável e vigente.

1 DESTAQUES

DESTAQUES DO PERÍODO

	3T20	3T19	Var. %	2T20	Var. % (1)	9M20	9M19	Var. % (2)
Volume de Energia - Venda e Transporte (GWh)*	2.922	2.984	-2,1%	2.635	10,9%	8.515	8.918	-4,5%
Receita Bruta (R$ mil)	1.958.864	1.968.643	-0,5%	1.846.879	6,1%	5.803.147	5.668.052	2,4%
Receita Líquida (R$ mil)	1.385.663	1.339.107	3,5%	1.339.541	3,4%	4.124.787	3.814.471	8,1%
EBITDA (2) (R$ mil)*	153.460	204.660	-25,0%	127.279	20,6%	469.843	493.177	-4,7%
Margem EBITDA (%)*	11,07%	15,28%	-4,21 p.p	9,50%	1,57 p.p	11,39%	12,93%	-1,54 p.p
Margem EBITDA ex-Receita de Construção*	13,31%	17,82%	-4,51 p.p	11,75%	1,56 p.p	13,82%	14,98%	-1,16 p.p
EBIT (3) (R$ mil)*	77.812	142.773	-45,5%	58.604	32,8%	259.427	309.322	-16,1%
Margem EBIT (%)*	5,62%	10,66%	-5,04 p.p	4,37%	1,25 p.p	6,29%	8,11%	-1,82 p.p
Lucro Líquido (R$ mil)	47.961	69.356	-30,8%	26.118	83,6%	156.714	199.321	-21,4%
Margem Líquida	3,46%	5,18%	-1,72 p.p	1,95%	1,51 p.p	3,80%	5,23%	-1,43 p.p
Margem Líquida ex-Receita de Construção	4,16%	6,04%	-1,88 p.p	2,41%	1,75 p.p	4,61%	6,05%	-1,44 p.p
CAPEX (R$ mil)*	238.433	189.200	26,0%	225.686	5,6%	674.930	521.599	29,4%
DEC (12 meses)*	14,82	14,08	5,3%	13,64	8,7%	14,82	14,08	5,3%
FEC (12 meses)*	6,13	5,74	6,8%	6,00	2,2%	6,13	5,74	6,8%
Índice de Arrecadação (12 meses)*	98,80%	96,78%	2,02 p.p	95,58%	3,22 p.p	98,80%	96,78%	2,02 p.p
Perdas de Energia (12 meses)*	15,10%	13,96%	1,14 p.p	14,63%	0,47 p.p	15,10%	13,96%	1,14 p.p
Nº de Consumidores Totais*	4.288.548	3.887.759	10,3%	4.208.184	1,9%	4.288.546	3.887.759	10,3%
Nº de Colaboradores (Próprios)*	1.126	1.126	-	1.125	0,1%	1.126	1.126	-
MWh/Colaboradores Próprios e Terceiros*	306	333	-8,1%	284	7,7%	893	995	-10,3%
PMSO (5)/Consumidor*	43,40	42,44	2,3%	61,07	-28,9%	157,18	136,73	15,0%
Consumidor/Colaboradores Próprios e Terceiros*	450	433	3,9%	453	-0,7%	450	433	3,9%
Número Total de Colaboradores - Próprios e Terceiros	9.534	8.966	3,7%	9.294	2,6%	9.534	8.966	6,3%

(1) Variação entre 3T20 e 2T20; (2) Variação entre 9M20 e 9M19
(2) EBITDA: EBIT + Depreciações e Amortizações, (3) EBIT: Resultado do Serviço e (5) PMSO: Pessoal, Material, Serviços e Outros

Operacional

- DEC registrado no 3T20 em 14,82 horas, 5,3% superior em comparação ao registrado no mesmo período do ano anterior (14,08 horas);
- FEC de 6,13 vezes no 3T20, 6,8% superior ao registrado no 3T19 (5,74 vezes).

Mercado e Comercial

- Mercado total registrou contração de 2,1% no 3T20, em comparação ao 3T19, com redução de 3,0% no mercado cativo, principalmente em decorrência dos efeitos da atual pandemia.

Regulatório

- Vigente a partir do dia 1º de julho, Reajuste Tarifário Anual da Companhia, com efeito médio de 3,94%. A nova tarifa teve sua aplicação diferida pela ANEEL, por solicitação da Companhia, como consequência da atual pandemia.
- Em 03 de julho de 2020, a Companhia declarou junto a ANEEL os recursos financeiros requeridos por meio da CONTA-COVID, no valor total de R$ 452,9 milhões.

Financeiro

- EBITDA de R$ 153,5 milhões no 3T20, em comparação a R$ 204,7 milhões registrados no 3T19.
- Lucro líquido de R$ 48,0 milhões no 3T20, ante um Lucro Líquido de R$ 142,8 milhões registrado no 3T19.

* Valores não auditados pelos auditores independentes

2 PERFIL CORPORATIVO

Área de Concessão

A Companhia é responsável pela distribuição de energia elétrica em todo o Estado do Ceará, em uma área de 149 mil quilômetros quadrados, que compreende um total de 184 municípios. A base comercial da Companhia abrange aproximadamente 4,3 milhões de unidades consumidoras, e envolve uma população de cerca de 9,1 milhões de habitantes.

DADOS GERAIS*

	3T20	3T19	Var. %
Área de Concessão (km2)	148.921	148.921	-
Municípios (Qte.)	184	184	-
Habitantes (Qte.) (1)	9.187.103	9.106.007	0,9%
Consumidores (Unid.)	4.288.548	3.883.072	10,4%
Linhas de Distribuição (Km)	149.412	146.457	2,0%
Linhas de Transmissão (Km)	5.377	5.286	1,7%
Subestações (Unid.)	118	118	-
Volume de Energia 12 meses (GWh)	11.811	12.041	-1,9%
Marketshare no Brasil - Nº de Clientes (2)	4,60%	4,28%	0,32 p.p
Marketshare no Brasil - Volume de Energia (3)	2,51%	2,52%	-0,01 p.p

(1) Estimativa do número de Habitantes do Ceará de acordo com a projeção da população divulgada
(2) Estimativa do número de consumidores Brasil de acordo com a ABRADEE
(3) Estimativa do volume de energia Brasil de acordo com a EPE



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)*

	3T20	3T19	Var. %	2T20	Var. % (1)	9M20	9M19	Var. % (2)
Ordinárias - ON (COCE3)	66,00	49,00	34,7%	50,00	32,0%	66,00	49,00	34,7%
Preferenciais A - PNA (COCE5)	59,89	60,01	**-0,2%**	56,99	**5,1%**	**59,89**	**60,01**	**-0,2%**

(1) Variação entre 3T20 e 2T20; (2) Variação entre 9M20 e 9M19

variação sem ajuste por proventos

Estrutura de Controle e Organograma Societário Simplificado

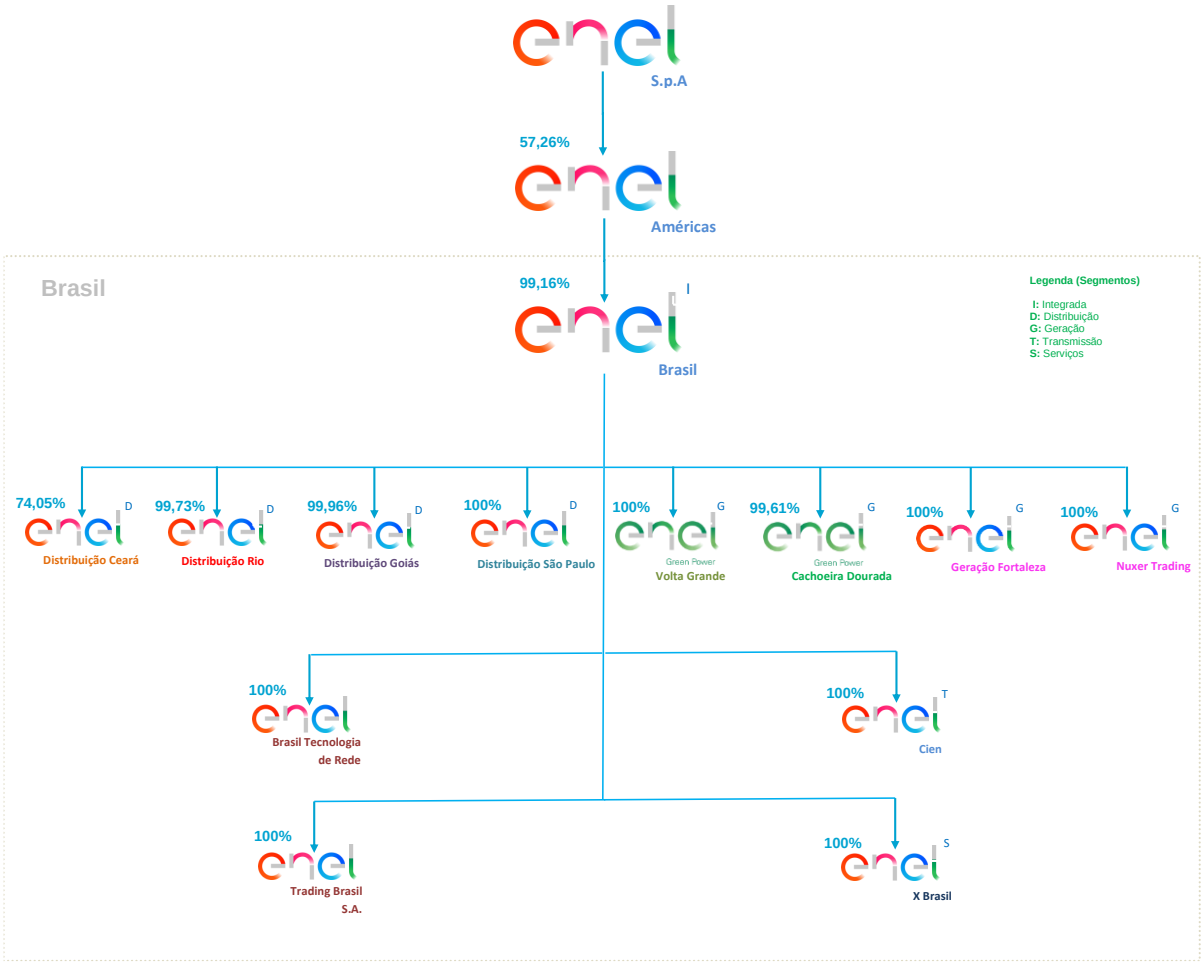
A Enel Distribuição Ceará é uma sociedade anônima de capital aberto.

ESTRUTURA DE CONTROLE (EM 30/09/2020)

	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%
Onyx Latin América Equity Fund	-	-	1.687.600	-	1.687.600	5,67%	1.687.600	2,17%
Fundos de Pensão	919.403	1,91%	25.655	-	25.655	0,09%	945.058	1,21%
Outros	84.289	0,18%	11.983.683	3.097	11.986.780	40,23%	12.071.069	15,50%
Totais	**48.067.937**	**100,0%**	**28.252.700**	**1.534.662**	**29.787.362**	**100,0%**	**77.855.299**	**100,0%**

(1) As ações ordinárias possuem *Tag Along* de 80%

Posição em 30 de setembro de 2020



3 DESEMPENHO OPERACIONAL

Mercado de Energia

Unidades Consumidoras

NÚMERO DE CONSUMIDORES (UNIDADES)*

	3T20	3T19	Var. %	2T20	Var. % (1)	9M20	9M19	Var. % (2)
Mercado Cativo	**3.957.746**	**3.622.793**	**9,2%**	**4.013.172**	**-1,4%**	**3.957.746**	**3.622.793**	**9,2%**
Residencial - Convencional	2.383.034	2.010.162	21,1%	2.434.593	-2,1%	2.383.034	2.010.162	18,5%
Residencial - Baixa Renda	742.266	846.535	-12,4%	741.917	0,0%	742.266	846.535	-12,3%
Industrial	6.255	5.614	14,2%	6.410	-2,4%	6.255	5.614	11,4%
Comercial	183.934	164.717	13,1%	186.359	-1,3%	183.934	164.717	11,7%
Rural	591.867	546.722	8,6%	593.885	-0,3%	591.867	546.722	8,3%
Setor Público	50.390	49.043	2,0%	50.008	0,8%	50.390	49.043	2,7%
Clientes Livres	**430**	**317**	**35,6%**	**389**	**10,5%**	**428**	**317**	**35,0%**
Industrial	141	117	13,7%	133	6,0%	141	117	20,5%
Comercial	277	191	27,7%	244	13,5%	277	191	45,0%
Rural	10	9	11,1%	10	-	10	9	11,1%
Setor Público	2	-	-	2	-	2	-	-
Revenda	**2**	2	-	**2**	-	**2**	**2**	-
Subtotal - Consumidores Efetivos Faturados	**3.958.178**	**3.623.112**	**9,2%**	**4.013.563**	**-1,4%**	**3.958.176**	**3.623.112**	**9,2%**
Consumo Próprio	311	310	0,3%	321	-3,1%	311	310	0,3%
Consumidores Ativos Não Faturados	330.059	264.337	24,9%	194.300	69,9%	330.059	264.337	24,9%
Total - Número de Consumidores	**4.288.548**	**3.887.759**	**10,3%**	**4.208.184**	**1,9%**	**4.288.546**	**3.887.759**	**10,3%**

(1) Variação entre 3T20 e 2T20; (2) Variação entre 9M20 e 9M19

A Companhia encerrou 3T20 com um incremento de 9,2% em relação à quantidade de consumidores efetivos faturados registrado no 3T19. O acréscimo observado entre os períodos analisados está concentrado nas classes residencial convencional, rural e comercial.

No 3T20, os investimentos para conexão de novos clientes à rede da Companhia totalizaram o montante de R$ 154,4 milhões, e no 9M20, R$ 448,4 milhões.

Venda de Energia na Área de Concessão

VENDA E TRANSPORTE DE ENERGIA (GWH)*

	3T20	3T19	Var. %	2T20	Var. % (1)	9M20	9M19	Var. % (2)
Mercado Cativo	2.349	2.422	-3,0%	2.268	3,6%	7.042	7.288	-3,4%
Clientes Livres	570	559	2,0%	363	57,0%	1.464	1.622	-9,7%
Revenda	3	3	-	4	-25,0%	9	8	12,5%
Total - Venda e Transporte de Energia	**2.922**	**2.984**	**-2,1%**	**2.635**	**10,9%**	**8.515**	**8.918**	**-4,5%**

(1) Variação entre 3T20 e 2T20; (2) Variação entre 9M20 e 9M19

Mercado Cativo

VENDA DE ENERGIA NO MERCADO CATIVO (GWH)*

	3T20	3T19	Var. %	2T20	Var. % (1)	9M20	9M19	Var. % (2)
Residencial - Convencional	941	843	16,7%	984	-4,4%	2.855	2.603	9,7%
Residencial - Baixa Renda	242	252	-3,6%	243	-0,2%	717	765	-6,3%
Industrial	159	169	-33,7%	112	42,7%	422	486	-13,2%
Comercial	370	480	-28,3%	344	7,7%	1.169	1.439	-18,8%
Rural	296	327	-18,3%	267	10,8%	830	884	-6,1%
Setor Público	340	351	-9,1%	319	6,8%	1.049	1.111	-5,6%
Total - Venda de Energia no Mercado Cativo	**2.349**	**2.422**	**-3,0%**	**2.268**	**3,6%**	**7.042**	**7.288**	**-3,4%**

(1) Variação entre 3T20 e 2T20; (2) Variação entre 9M20 e 9M19

A contração de 3,0% observada no mercado cativo em relação ao 3T19 é explicada, principalmente, pela pandemia do Covid-19 e aplicação de medidas de restrição de atividade e circulação de pessoas vigentes em nossa área de concessão durante o terceiro trimestre de 2020, resultando em significativa redução de consumo médio. Contribuíram também os efeitos da migração de clientes do Ambiente de Contratação Regulada (“ACR”) para o Ambiente de Contratação Livre (“ACL”). No acumulado do ano, a redução foi de 3,4%, principalmente nas classes Comercial e Industrial, em função, sobretudo, dos mesmos efeitos comentados.

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

	3T20	3T19	Var. %	2T20	Var. % (1)	9M20	9M19	Var. % (2)
Residencial - Convencional	395	419	-5,7%	404	-2,2%	1.198	1.295	-7,5%
Residencial - Baixa Renda	326	298	9,4%	327	-0,3%	966	904	6,9%
Industrial	25.448	30.168	-15,6%	17.401	46,2%	67.534	86.515	-21,9%
Comercial	2.013	2.913	-30,9%	1.845	9,1%	6.354	8.734	-27,2%
Rural	500	598	-16,4%	449	11,4%	1.403	1.617	-13,2%
Setor Público	6.756	7.912	-14,6%	6.372	6,0%	20.810	25.046	-16,9%
Total – Venda per Capita no Mercado Cativo	**594**	**670**	**-11,3%**	**565**	**5,1%**	**1.779**	**2.014**	**-11,7%**

(1) Variação entre 3T20 e 2T20; (2) Variação entre 9M20 e 9M19

Clientes Livres

TRANSPORTE DE ENERGIA PARA OS CLIENTES LIVRES (GWH)*

	3T20	3T19	Var. %	2T20	Var. % (1)	9M20	9M19	Var. % (2)
Industrial	417	438	-45,9%	237	75,8%	1.051	1.270	-17,2%
Comercial	127	117	-13,7%	101	25,5%	358	340	5,3%
Rural	5	4	-	4	1,7%	13	12	8,3%
Setor Público	22	-	-	21	5,2%	43	-	-
Total - Transporte de Energia para os Clientes Livres*	**570**	**559**	**2,0%**	**363**	**57,0%**	**1.464**	**1.622**	**-9,7%**

(1) Variação entre 3T20 e 2T20; (2) Variação entre 9M20 e 9M19

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

	3T20	3T19	Var. %	2T20	Var. % (1)	9M20	9M19	Var. % (2)
Industrial	2.956	3.744	-21,0%	1.783	65,8%	7.451	10.856	-31,4%
Comercial	457	614	-25,6%	413	10,7%	1.292	1.778	-27,3%
Rural	456	448	1,8%	448	1,8%	1.332	1.284	3,7%
Setor Público	10.977	-	n.a	10.431	5,2%	21.408	-	n.a
Média - Transporte per capita p/ Clientes Livres*	**1.325**	**1.765**	**-24,9%**	**934**	**41,9%**	**3.422**	**5.118**	**-33,1%**

(1) Variação entre 3T20 e 2T20; (2) Variação entre 9M20 e 9M19

A redução no transporte de energia per capita aos clientes livres no 3T20 em relação ao 3T19 (-24,9%) é atribuída, principalmente, a uma redução do padrão médio de consumo dos novos clientes livres industriais e comerciais, em comparação ao padrão de consumo dos que já se encontravam na base de clientes livres da Companhia no 3T19, agravados pelos efeitos da pandemia do Covid-19 e consequente contração da atividade econômica. No acumulado do ano, a redução verificada foi no consumo médio dos clientes livres, foi de 33,1%.

Compra de Energia

COMPRA DE ENERGIA (GWH)*

	3T20	3T19	Var. %	2T20	Var. % (1)	9M20	9M19	Var. % (2)
Central Geradora Termelétrica Fortaleza - CGTF	676	678	-0,3%	671	0,7%	2.016	2.012	0,2%
Angra 1 e 2	100	98	2,0%	99	1,0%	297	291	2,1%
PROINFA	63	62	1,6%	57	10,5%	175	174	0,6%
Leilões e Quotas	2.464	2.450	0,6%	2.404	2,5%	9.251	7.045	31,3%
Total - Compra de Energia s/ CCEE	**3.302**	**3.287**	**0,5%**	**3.231**	**2,2%**	**11.741**	**9.522**	**23,3%**
Liquidação na CCEE	(231)	(238)	-2,9%	(438)	-47,3%	(805)	(571)	41,0%
Total - Compra de Energia	**3.071**	**3.050**	**0,7%**	**2.792**	**10,0%**	**10.935**	**8.952**	**22,2%**
Energia Distribuída	-	3	-100,0%	-	-	-	4	-100,0%
Total - Compra de Energia c/ Energia Distribuída	**3.071**	**3.052**	**0,6%**	**2.792**	**10,0%**	**10.935**	**8.953**	**22,1%**

(1) Variação entre 3T20 e 2T20; (2) Variação entre 9M20 e 9M19

Balanço de Energia

BALANÇO DE ENERGIA*

	3T20	3T19	Var. %	2T20	Var. % (1)	9M20	9M19	Var. % (2)
Energia requerida (GWh)	3.587	3.551	-13,4%	3.076	16,6%	10.158	10.354	-1,9%
Energia distribuída (GWh)	2.925	2.984	-2,0%	2.638	10,9%	8.521	8.929	-4,6%
Residencial - Convencional	941	848	11,0%	984	-4,4%	2.855	2.603	9,7%
Residencial - Baixa Renda	242	253	-4,3%	243	-0,4%	717	765	-6,3%
Industrial	159	170	-6,5%	112	42,0%	422	486	-13,2%
Comercial	370	474	-21,9%	344	7,6%	1.169	1.439	-18,8%
Rural	296	326	-9,2%	267	10,9%	830	884	-6,1%
Setor Público	340	347	-2,0%	319	6,6%	1.049	1.111	-5,6%
Clientes Livres	570	559	2,0%	363	57,0%	1.464	1.622	-9,7%
Revenda	3	3	-	4	-25,0%	9	8	12,5%
Consumo Próprio	3	4	-25,0%	3	-	6	11	-45,5%
Perdas na Distribuição - Sistema Coelce (GWh)	662	568	16,5%	437	51,5%	1.637	1.425	14,9%
Perdas na Distribuição - Sistema Coelce (%)	18,45%	15,99%	2,46 p.p	14,22%	4,23 p.p	16,12%	13,76%	2,36 p.p

(1) Variação entre 3T20 e 2T20; (2) Variação entre 9M20 e 9M19

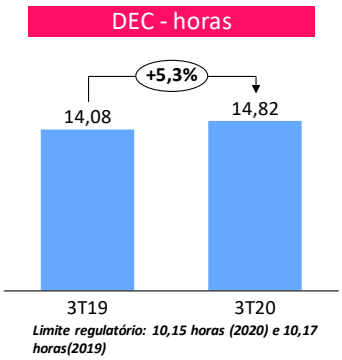
Indicadores Operacionais

INDICADORES OPERACIONAIS E DE PRODUTIVIDADE*

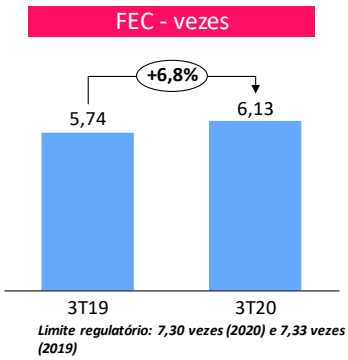
	3T20	3T19	Var. %	2T20	Var. % (1)	9M20	9M19	Var. % (2)
DEC 12 meses (horas)	14,82	14,08	5,3%	13,64	8,7%	14,82	14,08	5,3%
FEC 12 meses (vezes)	6,13	5,74	6,8%	6,00	2,2%	6,13	5,74	6,8%
Perdas de Energia 12 meses (%)	15,10%	13,96%	1,14 p.p	14,63%	0,47 p.p	15,10%	13,96%	1,14 p.p
Índice de Arrecadação 12 meses (%)	98,80%	96,78%	2,02 p.p	95,58%	3,22 p.p	98,80%	96,78%	2,02 p.p
MWh/Colaboradores Próprios e Terceiros*	306	333	-8,1%	284	7,7%	893	995	-10,3%
Consumidor/Colaboradores Próprios e Terceiros*	415	433	-4,1%	453	-8,3%	415	433	-4,1%
PMSO (3)/Consumidor	47,02	42,44	10,8%	61,07	-23,0%	170,29	136,90	24,4%
Número Total de Colaboradores - Próprios e Terceiros	9.534	8.966	3,7%	9.294	2,6%	9.534	8.966	6,3%

(1) Variação entre 3T20 e 2T20; (2) Variação entre 9M20 e 9M19
(3) PMSO: Pessoal, Material, Serviços e Outros

Qualidade do Fornecimento



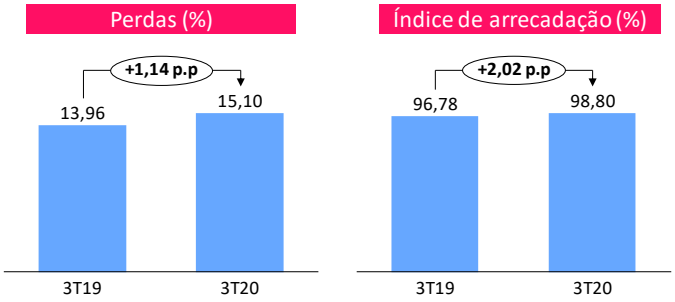
Limite regulatório: 10,15 horas (2020) e 10,17 horas(2019)



Limite regulatório: 7,30 vezes (2020) e 7,33 vezes (2019)

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 um aumento de 5,3% em relação ao registrado no mesmo período do ano anterior, enquanto o FEC apresentou um incremento de 6,8%, como reflexo do elevado volume de chuvas registrado no período acumulado, contribuindo para o maior número de interferências na rede. A Companhia investiu R$ 9,0 milhões em adequação à carga, qualidade e confiabilidade do sistema no 3T20, alcançando R$ 41,5 milhões no acumulado do ano, com o objetivo de evolução dos nossos indicadores de qualidade operacional.

Disciplina de Mercado[1]



As perdas de energia TAM – Taxa Anual Móvel (medição acumulada em 12 meses) alcançaram o valor de 15,10%* no 3T20, um aumento de 1,14 p.p. em relação às perdas registradas em 3T19, de 13,96%*. O aumento é decorrente, principalmente, da maior agressividade em função do contexto econômico dos últimos trimestres, decorrente da pandemia do COVID-19, não obstante as medidas de auxílio à população anunciadas pelo governo, além da redução na energia injetada no período, o que torna proporcionalmente mais representativo o volume de energia associado a perdas.

Em relação ao indicador de arrecadação, o aumento de 2,02 pontos é reflexo, principalmente, das medidas de amenização dos efeitos percebidos pela pandemia do COVID-19, conforme explicado, sobretudo com a isenção do pagamento da conta de luz para o segmento de baixa renda. Além disso, a Companhia tem atuado no sentido de mitigar os impactos da Resolução Normativa 878/20 da ANEEL, que suspendeu temporariamente os cortes de energia, medida mais efetiva no combate a inadimplência, para a classe residencial e atividades consideradas essenciais até 31 de julho de 2020. Para tal, são realizadas ações de comunicação junto aos seus clientes, bem como a disponibilização de canais digitais de pagamento, parcelamento de faturas e canal de negociação online para equação de valores em aberto.

4 DESEMPENHO ECONÔMICO - FINANCEIRO

Resultado

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

	3T20	3T19	Var. %	2T20	Var. % (1)	9M20	9M19	Var. % (2)
Receita Operacional Bruta	1.958.864	1.968.643	-0,5%	1.846.879	6,1%	5.803.147	5.668.052	2,4%
Deduções à Receita Operacional	(573.201)	(629.536)	-8,9%	(507.338)	13,0%	(1.678.360)	(1.853.581)	-9,5%
Receita Operacional Líquida	1.385.663	1.339.107	3,5%	1.339.541	3,4%	4.124.787	3.814.471	8,1%
Custos do Serviço e Despesas Operacionais	(1.307.851)	(1.196.334)	9,3%	(1.280.937)	2,1%	(3.865.360)	(3.505.149)	10,3%
EBITDA(3)*	**153.460**	**204.660**	**-25,0%**	**127.279**	**20,6%**	**469.843**	**493.177**	**-4,7%**
Margem EBITDA*	11,07%	15,28%	-4,21 p.p	9,50%	1,57 p.p	11,39%	12,93%	-1,54 p.p
Margem EBITDA ex-Receita de Construção*	13,31%	17,82%	-4,51 p.p	11,75%	1,56 p.p	13,82%	14,98%	-1,16 p.p
EBIT(4)*	77.812	142.773	-45,5%	58.604	32,8%	259.427	309.322	-16,1%
Margem EBIT*	5,62%	10,66%	-5,04 p.p	4,37%	1,25 p.p	6,29%	8,11%	-1,82 p.p
Resultado Financeiro	(15.541)	(40.215)	-61,4%	(30.772)	-49,5%	(66.317)	(64.614)	2,6%
Imposto de Renda, Contribuição Social e Outros	(14.310)	(33.202)	-56,9%	(1.714)	>100,0%	(36.396)	(45.387)	-19,8%
Lucro Líquido	**47.961**	**69.356**	**-30,8%**	**26.118**	**83,6%**	**156.714**	**199.321**	**-21,4%**
Margem Líquida	3,46%	5,18%	-1,72 p.p	1,95%	1,51 p.p	3,80%	5,23%	-1,43 p.p
Margem Líquida ex-Receita de Construção	4,16%	6,04%	-1,88 p.p	2,41%	1,75 p.p	4,61%	6,05%	-1,44 p.p
Lucro por Ação (R$/ação)	0,62	0,89	-30,8%	0,34	83,6%	2,01	2,56	-21,4%

(1) Variação entre 3T20 e 2T20; (2) Variação entre 9M20 e 9M19
(3) EBITDA: EBIT + Depreciações e Amortizações, (4) EBIT: Resultado do Serviço

Receita Operacional Bruta

RECEITA OPERACIONAL BRUTA (R$ MIL)

	3T20	3T19	Var. %	2T20	Var. % (1)	9M20	9M19	Var. % (2)
Fornecimento de Energia Elétrica	1.493.234	1.523.107	-2,0%	1.307.434	14,2%	4.405.831	4.341.631	1,5%
(-) DIC/FIC/DMIC/DICRI sobre TUSD Consumidores cativos e livres	(13.866)	(5.771)	>100,0%	(1.370)	>100,0%	(19.936)	(21.749)	-8,3%
Subvenção baixa renda	48.312	51.777	-6,7%	115.031	-58,0%	208.735	141.337	47,7%
Subvenção de recursos da CDE	61.048	59.730	2,2%	53.200	14,8%	184.491	180.051	2,5%
Fornecimento de Energia Elétrica - Mercado Cativo	1.588.728	1.628.843	-2,5%	1.474.295	7,8%	4.779.121	4.641.270	3,0%
Ativos e passivos financeiros setoriais	40.456	(15.886)	<-100,0%	34.914	15,9%	16.724	12.431	34,5%
Receita de uso da rede elétrica - consumidores livres - revenda	64.953	101.910	-36,3%	51.955	25,0%	181.973	306.504	-40,6%
Receita de construção	232.981	190.676	22,2%	256.077	-9,0%	726.041	522.454	39,0%
Venda de Energia Excedente - MVE	-	35.865	-100,0%	-	-	11.466	94.357	-87,8%
Outras receitas	31.746	27.235	16,6%	29.638	7,1%	87.822	91.036	-3,5%
Total - Receita Operacional Bruta	**1.958.864**	**1.968.643**	**-0,5%**	**1.846.879**	**6,1%**	**5.803.147**	**5.668.052**	**2,4%**

(1) Variação entre 3T20 e 2T20; (2) Variação entre 9M20 e 9M19

1 Valores preliminares para o 3T20
* Valores não auditados pelos auditores independentes

A receita operacional bruta da Enel Distribuição Ceará apresentou uma redução de 0,5% no 3T20 em relação ao 3T19. Excluindo o efeito da receita de construção, a receita operacional bruta da Companhia, no 3T20, alcançou o montante de R$ 1,73 bilhão, uma redução de R$ 52 milhões em relação ao 3T19, cujo montante foi de R$ 1,77 bilhão. Esta redução é resultado, principalmente, dos seguintes efeitos:

- Redução de 2,5% na receita pelo fornecimento de energia elétrica (R$ 40,1 milhões) como resultado, principalmente, do menor volume de energia distribuído no período (2.922 GWh no 3T20 vs. 2.984 GWh no 3T19), efeito do agravamento da situação econômica decorrente da pandemia do COVID-19;
- Redução na receita de uso de rede elétrica por consumidores livres e revenda, de R$ 37 milhões, (consumidores livres-revenda), também como resultado da pandemia do COVID-19, em adição à reclassificação da taxa de energia (TE) dos clientes livres para a rubrica de fornecimento de energia elétrica, que ocorreu no 4T19.
- Redução de R$ 35,9 milhões na receita oriunda do Mecanismo de Venda de Energia Excedente (MVE), o qual permite a comercialização de excedente de contratação de energia elétrica, em razão, da Companhia, no 3T20, não ter aderido ao mecanismo.

Estes efeitos foram parcialmente compensados pelo:

- Aumento na rubrica de ativos e passivos financeiros setoriais, em R$ 56,3 milhões, em função da constituição de ativo regulatório no período, reflexo, sobretudo, do reajuste tarifário;
- Aumento de R$ 42,3 milhões na receita de construção, em linha com o maior volume investido no período em comparação ao ano anterior.

No acumulado do ano, a receita operacional bruta da Companhia apresentou uma variação positiva de 2,4 %, ou R$ 135,1 milhões, em relação ao 9M19, totalizando R$ 5,8 bilhões. Este aumento é resultado, principalmente, dos seguintes fatores:

- Aumento de R$ 203,6 milhões na receita de construção, em linha com o maior volume investido no período em comparação ao ano anterior;
- Efeito positivo de R$ 137,9 milhões na receita com fornecimento de Energia Elétrica, explicado, principalmente, pela revisão tarifária de 2019, com um efeito médio percebido pelos clientes de 8,22%, compensando a redução no consumo em consequência da atual pandemia. O reajuste tarifário de 2020 ocorrido em abril desse ano, com efeito médio de 3,84%, teve seu diferimento concedido pela ANEEL, sendo aplicado a partir de 1º de julho; e
- Aumento de R$ 67,4 milhões na rubrica de subvenção de baixa renda, principalmente resultado do auxílio promovido pela Medida Provisória 950.

Esses efeitos foram parcialmente compensados pela:

- Redução de R$ 124,5 milhões na receita de uso da rede elétrica (consumidores livres-revenda), impactado sobretudo pelos efeitos da pandemia, conforme explicado anteriormente;
- Redução de R$ 82,9 milhões na receita oriunda da venda de energia excedente (MVE), em razão, da Companhia, no 9M20, ter participado do mecanismo em menor volume;

Deduções da Receita

DEDUÇÕES DA RECEITA (R$ MIL)

	3T20	3T19	Var. %	2T20	Var. % (1)	9M20	9M19	Var. % (2)
ICMS	(373.082)	(397.409)	-6,1%	(343.265)	8,7%	(1.113.399)	(1.108.925)	0,4%
COFINS - corrente	(109.070)	(113.901)	-4,2%	(101.994)	6,9%	(323.243)	(356.183)	-9,2%
PIS - corrente	(23.680)	(24.728)	-4,2%	(22.143)	6,9%	(70.178)	(77.329)	-9,2%
ISS	(1.311)	(1.149)	14,1%	(1.464)	-10,5%	(3.916)	(2.439)	60,6%
Total - Tributos	**(507.143)**	**(537.187)**	**-5,6%**	**(468.866)**	**8,2%**	**(1.510.736)**	**(1.544.876)**	**-2,2%**
Eficiência energética, P&D, FNDCT e EPE	(11.364)	(11.316)	0,4%	(10.558)	7,6%	(33.357)	(32.337)	3,2%
Conta de Desenvolvimento Energético - CDE	(53.022)	(79.466)	-33,3%	(26.347)	>100,0%	(129.461)	(271.902)	-52,4%
Taxa de Fiscalização dos Serviços de Energia Elétrica - TFSEE	(1.672)	(1.567)	6,7%	(1.567)	6,7%	(4.806)	(4.466)	7,6%
Total - Encargos Setoriais	**(66.058)**	**(92.349)**	**-28,5%**	**(38.472)**	**71,7%**	**(167.624)**	**(308.705)**	**-45,7%**
Total - Deduções da Receita	**(573.201)**	**(629.536)**	**-8,9%**	**(507.338)**	**13,0%**	**(1.678.360)**	**(1.853.581)**	**-9,5%**

(1) Variação entre 3T20 e 2T20; (2) Variação entre 9M20 e 9M19

As deduções da receita no 3T20 apresentaram uma redução de R$ 56,3 milhões em relação ao mesmo trimestre do ano anterior. Isto se deve, principalmente, às seguintes variações:

- Redução de 28,5% (R$ 26,4 milhões) nos encargos setoriais, em razão, principalmente, do fim da obrigação de pagamento das quotas da CDE – Conta ACR, em agosto de 2019, conforme Resolução Homologatória nº 2.521/2019.
- Redução de 5,6% (R$ 30,0 milhões) no total de tributos, reflexo da redução da base de cálculo, devido a diminuição da receita de fornecimento de energia elétrica no período.

No 9M20, as deduções da receita totalizaram R$ 1.678,4 milhões, contra R$ 1.853,6 milhões no 9M19, redução de 9,5% ou R$ 175,2 milhões, resultado, sobretudo, da redução de encargos setoriais, principalmente quotas da CDE, como acima mencionado.

Custos e Despesas Operacionais

CUSTOS DO SERVIÇO E DESPESAS OPERACIONAIS (R$ MIL)

	3T20	3T19	Var. %	2T20	Var. % (1)	9M20	9M19	Var. % (2)
Custos e despesas não gerenciáveis								
Energia elétrica comprada para revenda	(695.548)	(709.287)	-1,9%	(673.893)	3,2%	(2.028.686)	(2.081.024)	-2,5%
Encargos do uso do sistema de transmissão	(114.586)	(72.320)	58,4%	(21.868)	>100,0%	(218.524)	(205.841)	6,2%
Total - Não gerenciáveis	**(810.134)**	**(781.607)**	**3,6%**	**(695.761)**	**16,4%**	**(2.247.210)**	**(2.286.865)**	**-1,7%**
Custos e despesas gerenciáveis								
Pessoal	(37.629)	(41.845)	-10,1%	(40.179)	-6,3%	(121.294)	(130.567)	-7,1%
Material e Serviços de Terceiros	(114.160)	(92.351)	23,6%	(100.309)	13,8%	(331.013)	(279.621)	18,4%
Depreciação e Amortização	(75.648)	(61.887)	22,2%	(68.675)	10,2%	(210.416)	(183.855)	14,4%
Custos de Desativação de Bens	(5.236)	(5.109)	2,5%	(7.063)	-25,9%	(16.942)	(12.315)	37,6%
Prov. para Créditos de Liquidação Duvidosa	(5.962)	(16.529)	-63,9%	(71.897)	-91,7%	(118.751)	(51.628)	>100,0%
Custo de Construção	(232.981)	(190.676)	22,2%	(256.077)	-9,0%	(726.041)	(522.454)	39,0%
Provisão para riscos fiscais, cíveis e trabalhistas	7.146	(1.027)	<-100,0%	(19.935)	<-100,0%	(20.957)	(30.700)	-31,7%
Perda de recebíveis de clientes	(16.509)	(3.013)	>100,0%	(8.357)	97,5%	(26.430)	(13.002)	>100,0%
Receita de multas por impontualidade de clientes	2.268	7.555	-70,0%	3.642	-37,7%	9.324	31.928	-70,8%
Outras Receitas/Despesas Operacionais	(19.006)	(9.845)	93,1%	(16.326)	16,4%	(55.630)	(26.070)	>100,0%
Total - Gerenciáveis	**(497.717)**	**(414.727)**	**20,0%**	**(585.176)**	**-14,9%**	**(1.618.150)**	**(1.218.284)**	**32,8%**
Total - Custos do Serviço e Despesa Operacional	**(1.307.851)**	**(1.196.334)**	**9,3%**	**(1.280.937)**	**2,1%**	**(3.865.360)**	**(3.505.149)**	**10,3%**

(1) Variação entre 3T20 e 2T20; (2) Variação entre 9M20 e 9M19

Os custos e despesas operacionais no 3T20 em relação ao 3T19 apresentaram um incremento de R$ 111,5 milhões, ou 9,3%. Excluindo-se o efeito do custo de construção, os custos e despesas operacionais da Companhia, no 3T20, alcançaram o montante de R$ 1,1 bilhão, 6,9% superior ao montante registrado no 3T19, de R$ 1,0 bilhão. Este aumento é resultado, principalmente, das seguintes variações:

Aumento nos custos e despesas não-gerenciáveis (Parcela A), de R$ 28,5 milhões, no 3T20:

Esse aumento, de 3,6%, está associado principalmente aos maiores encargos do uso do sistema de transmissão, em um montante de R$ 42,3 milhões, refletindo o aumento no reajuste anual das transmissoras em julho. Esse efeito foi parcialmente compensado pela redução de custo de energia comprada para revenda.

No acumulado do ano, os custos não-gerenciáveis totalizaram R$ 2,2 bilhões, resultado 1,7% inferior ao registrado no 9M19. Tal variação é explicada pela:

- Redução nos encargos do uso do sistema de transmissão, em um montante de R$ 12,7 milhões, sobretudo referente as rubricas de ESS – encargos do serviço do sistema, incluindo segurança energética, refletindo medidas de mitigação dos impactos da pandemia do COVID-19 concedidas pela ANEEL;
- Redução na rubrica Energia elétrica comprada para revenda R$ 52,3 milhões, principalmente devido a (i) efeito positivo da redução nos custos de compra de energia (CCEE e CCEAR), em linha com a redução do Preço de Liquidação de Diferença (PLD); (ii) redução dos custos com menor necessidade de compra de energia no curto prazo; parcialmente compensado pelo aumento nos custos de aquisição de energia nas demais fontes, incluindo termoelétrica e cotas de garantia física, além de maior risco hidrológico.

Aumento no grupo de custos gerenciáveis, no 3T20, de R$ 40,7 milhões, excluindo o efeito de custo de construção.

* Valores não auditados pelos auditores independentes

Essa variação é explicada por:

- Aumento nas despesas com materiais e serviços de terceiros em R$ 21,8 milhões, principalmente, em função dos maiores gastos com manutenção e intervenções na rede, objetivando melhoria da qualidade;
- Aumento de R$ 13,5 milhões na rubrica de Perda de Recebíveis de Clientes devido, principalmente, ao aumento na baixa de recebíveis de clientes com faturas vencidas há mais de cinco anos, quando comparado ao mesmo período do ano anterior;
- Aumento no grupo de outras despesas operacionais no montante de R$ 9,2 milhões, reflexo parcial do contrato de compartilhamento de infraestrutura e recursos humanos, iniciado em março desse ano, conforme despacho Aneel nº 560/2020.
- Menor receita de multa por impontualidade de clientes, em R$ 5,3 milhões, reflexo da suspensão da cobrança de multa por impontualidade em decorrência do COVID-19.

Esses efeitos foram parcialmente compensados pela:

- Redução na rubrica de Provisão para Créditos de Liquidação Duvidosa no montante de R$ 10,6 milhões, decorrente, sobretudo, de (i) atualização de cálculo das provisões em atendimento ao IFRS 9 refletindo impossibilidade de corte de energia até 31 de julho de 2020; (ii) à recuperação de dívidas decorrentes de melhorias de sistema de faturamento no 3T20 e (iii) campanhas de negociação, incluindo canais digitais (Portal de Negociação), que minimizaram os impactos da REN 878/2020;
- Redução de R$ 8,2 milhões em Provisão para Riscos Fiscais, Cíveis e Trabalhistas, decorrente da reversão de processos jurídicos devido a decisões favoráveis à Companhia, e do menor volume de processos reconhecidos no período em comparação ao ano anterior;
- Menores custos com pessoal, no valor de R$ 4,2 milhões, em função, principalmente, de ganhos de eficiência e digitalização, em adição à redução de gastos com plano de saúde (menor utilização).

No acumulado do ano, os custos gerenciáveis somaram R$ 892,1 milhões, excluindo-se os custos de construção, um aumento de R$ 40,7 milhões em comparação ao 9M19. A variação, total, explica-se pelo:

- Aumento de R$ 67,1 milhões na rubrica de Provisão para Créditos de Liquidação Duvidosa, em razão do efeito negativo provocado pela deterioração econômica registrada no trimestre decorrente da pandemia do COVID-19, além da suspensão dos cortes de energia por meio da REN 878/20, da ANEEL.
- Aumento de R$ 51,4 milhões com despesas de materiais e serviços de terceiros, decorrente, sobretudo, da adequação de processos técnicos e comerciais visando à melhoria da qualidade de atendimento e do fornecimento de energia elétrica, bem como a aquisição de equipamentos de proteção individual no contexto de prevenção ao COVID-19, e adequações tecnológicas;
- Menor receita de multa por impontualidade de clientes, em R$ 22,6 milhões, conforme mencionado anteriormente;
- Aumento de R$ 29,6 milhões no grupo de outras despesas operacionais, reflexo parcial do contrato de compartilhamento de infraestrutura e recursos humanos, iniciado em março desse ano, conforme despacho Aneel nº 560/2020, e de reclassificação de despesas anteriormente registradas na linha de serviço de terceiros.

Esses efeitos foram parcialmente compensados pela:

- Redução de R$ 9,7 milhões na rubrica de Provisão para Riscos Fiscais, Cíveis e Trabalhistas, decorrente da reversão de processos jurídicos devido a decisões favoráveis à Companhia, e do menor volume de processos reconhecidos no período em comparação ao ano anterior.

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)

	3T20	3T19	Var. %	2T20	Var. % (1)	9M20	9M19	Var. % (2)
Lucro Líquido do Período	47.961	69.356	-30,8%	26.118	83,6%	156.714	199.321	-21,4%
(+) Tributo sobre o Lucro	14.310	33.202	-56,9%	1.714	>100,0%	36.396	45.387	-19,8%
(+) Resultado Financeiro	15.541	40.215	-61,4%	30.772	-49,5%	66.317	64.614	2,6%
(=) EBIT	77.812	142.773	-45,5%	58.604	32,8%	259.427	309.322	-16,1%
(+) Depreciações e Amortizações	75.648	61.887	22,2%	68.675	10,2%	210.416	183.855	14,4%
(=) EBITDA	153.460	204.660	-25,0%	127.279	20,6%	469.843	493.177	-4,7%

(1) Variação entre 3T20 e 2T20; (2) Variação entre 9M20 e 9M19

Resultado Financeiro

RESULTADO FINANCEIRO (R$ MIL)

	3T20	3T19	Var. %	2T20	Var. % (1)	9M20	9M19	Var. % (2)
Receitas Financeiras								
Renda de aplicação financeira	1.994	3.418	-41,7%	2.121	-6,0%	4.115	10.716	-61,6%
Juros e atualização monetária sobre impontualidade de clientes	17.251	7.112	>100,0%	8.993	91,8%	36.416	27.897	30,5%
Receita de ativo indenizável	24.792	8.154	>100,0%	(12.966)	<-100,0%	35.029	69.245	-49,4%
Variação monetária de ativos e passivos setoriais	(1.459)	(8.311)	-82,4%	4.329	<-100,0%	7.122	-	-
Variação Cambial	1.292	1.190	8,6%	1.466	-11,9%	6.283	2.113	>100,0%
Instrumento financeiro derivativo - hedge/swap	38.203	1.253	>100,0%	52.386	-27,1%	234.224	4.486	>100,0%
Outras receitas financeiras	1.134	1.470	-22,9%	524	>100,0%	2.466	4.246	-41,9%
(-) Crédito de PIS/COFINS sobre receita financeira	(1.373)	(839)	63,6%	(590)	>100,0%	(2.666)	(2.293)	16,3%
Total - Receitas Financeiras	**81.834**	**13.447**	**>100,0%**	**56.263**	**45,4%**	**322.989**	**116.410**	**>100,0%**
Despesas financeiras								
Variações monetárias de Dívida e Debêntures	(10.852)	(4.364)	>100,0%	8.239	<-100,0%	(18.790)	(29.742)	-36,8%
Variações cambial de dívidas	(38.790)	-	-	(56.348)	-31,2%	(237.168)	-	-
Encargos de Dívidas e Juros de Debêntures	(23.116)	(34.016)	-32,0%	(23.744)	-2,6%	(71.453)	(99.776)	-28,4%
Encargos fundo de pensão	(1.579)	(2.267)	-30,3%	(1.580)	-0,1%	(4.738)	(6.801)	-30,3%
Variação monetária de ativos e passivos setoriais	214	(1.853)	<-100,0%	(214)	<-100,0%	-	(1.853)	-100,0%
Atualização de provisão para riscos tributários, cíveis e trabalhist	(4.996)	(3.727)	34,0%	(3.304)	51,2%	(16.666)	(14.010)	19,0%
Instrumento financeiro derivativo - hedge/swap	(705)	(1.594)	-55,8%	1.176	<-100,0%	(4.524)	(5.411)	-16,4%
Atualizações de impostos, P&D/PEE	(2.474)	(706)	>100,0%	(323)	>100,0%	(4.825)	(10.252)	-52,9%
Outras despesas financeiras	(15.077)	(5.135)	>100,0%	(10.937)	37,9%	(31.142)	(13.179)	>100,0%
Total - Despesas Financeiras	**(97.375)**	**(53.662)**	**81,5%**	**(87.035)**	**11,9%**	**(389.306)**	**(181.024)**	**>100,0%**
Total - Receitas e Despesas Financeiras	**(15.541)**	**(40.215)**	**-61,4%**	**(30.772)**	**-49,5%**	**(66.317)**	**(64.614)**	**2,6%**

(1) Variação entre 3T20 e 2T20; (2) Variação entre 9M20 e 9M19

O Resultado Financeiro líquido da Companhia encerrou o 3T20 em uma despesa de R$ 15,5 milhões, uma redução de R$ 24,7 milhões em relação ao trimestre do ano anterior. Essa redução se dá, principalmente pelo (i) aumento da receita de ativo indenizável, em um montante de R$ 16,6 milhões, em função do reconhecimento dos efeitos da revisão tarifária, atualizados pela variação do IPCA acumulado; (ii) maior receita de juros e atualização monetária sobre impontualidade de clientes em um montante de R$ 10,1 milhões, devido ao maior IGPM médio do período[2] e; (iii) menores encargos de dívidas e juros de debêntures em R$ 10,9 milhões, resultado da menor taxa de juros média do período[3]. Esses efeitos foram parcialmente compensados pela maior despesa com variações monetária de debêntures, no valor de R$ 6,7 milhões, em relação ao 3T19.

No acumulado do ano, as despesas financeiras líquidas da Companhia totalizaram R$ 66,3 milhões, resultado superior ao registrado no 9M19 em R$1,7 milhões. Essa variação explica-se, sobretudo, pela: (i) redução da receita de ativo indenizável, em um montante de R$ 34,2 milhões; (ii) menor receita com aplicação financeira, em R$ 6,6 milhões, em função da menor taxa de juros no período; parcialmente compensados pela (iii) diminuição de encargos de dívidas e juros de debêntures, em R$ 28,3 milhões, decorrente sobretudo do menor CDI e IPCA acumulados[4] do período; e (iv) redução na variação monetária de dívidas, em R$ 11 milhões, também resultado do menor CDI e IPCA acumulados do período.

Tributos (IR/CSLL) e Outros

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

	3T20	3T19	Var. %	2T20	Var. % (1)	9M20	9M19	Var. % (2)
IR e CSLL	(21.380)	(40.370)	-47,0%	(9.605)	>100,0%	(66.165)	(77.424)	-14,5%
Incentivo Fiscal SUDENE	7.070	7.168	-1,4%	7.891	-10,4%	29.769	32.037	-7,1%
Total	**(14.310)**	**(33.202)**	**-56,9%**	**(1.714)**	**>100,0%**	**(36.396)**	**(45.387)**	**-19,8%**

(1) Variação entre 3T20 e 2T20; (2) Variação entre 9M20 e 9M19

As despesas totais, líquidas, com Imposto de Renda (IR), Contribuição Social sobre o Lucro Líquido (CSLL) e Incentivos Fiscais (Sudene) no 3T20, registraram uma redução de R$ 18,9 milhões, devido à redução da base

* Valores não auditados pelos auditores independentes

2 O IGPM médio registrado no 3T19 foi de -0,09%, e de 3,1% no 3T20.

3 O CDI médio reportado no 3T19 foi de 6,01%, no 3T19 e de 2,00 %, no 3T20. Já nos 9M20, o CDI médio reportado foi de 3,07%, contra 6,26% no 9M19.

4 O IPCA acumulado no 9M19 foi de 2,47% e no 9M20, de 1,89%

de cálculo destes tributos. No acumulado do ano as despesas totais, líquidas, com IR, CSLL e Incentivos fiscais (Sudene) registraram redução de R$ 9,0 milhões.

Endividamento

INDICADORES DE ENDIVIDAMENTO

	3T20	3T19	Var. %	2T20	Var. % (1)	9M20	9M19	Var. %
Dívida bruta (R$ mil)	2.706.587	2.303.264	17,5%	2.679.372	1,0%	2.706.587	2.303.264	17,5%
Dívida com Terceiros	2.706.587	1.984.638	36,4%	2.679.372	1,0%	2.706.587	1.984.638	36,4%
Dívida Intercompany	-	318.626	-100,0%	-	-	-	318.626	-100,0%
(-) Caixa, Equivalentes e Aplicações Financ. (R$ mil)	634.189	240.620	>100,0%	335.988	88,8%	634.189	240.620	>100,0%
Dívida líquida (R$ mil)	2.072.398	2.062.644	0,5%	2.343.384	-11,6%	2.072.398	2.062.644	0,5%
Dívida Bruta / EBITDA(2)*	3,42	3,21	6,7%	3,18	7,5%	3,42	3,21	6,7%
Dívida Líquida / EBITDA(2)*	2,62	2,87	-8,8%	2,78	-5,9%	2,62	2,87	-8,8%
Dívida bruta / (Dívida bruta + PL)	0,46	0,44	5,5%	0,46	-0,2%	0,46	0,44	5,5%
Dívida líquida / (Dívida líquida + PL)	0,39	0,41	-3,5%	0,43	-7,8%	0,39	0,41	-3,5%

(1) Variação entre 3T20 e 2T20

(2) EBITDA: EBIT +Depreciações e Amortizações (acumulado nos últimos 12 meses)

A dívida bruta da Companhia encerrou o 3T20 em R$ 2.707 milhões, um incremento de R$ 403 milhões em relação ao 3T19. A variação da dívida bruta deve-se, basicamente, as novas captações de dívidas para investimentos e capital de giro (R$ 300 milhões captados com Scotiabank, R$ 300 milhões com BNP, R$ 200 milhões com Tokyo e R$ 663 mil com FINEP), em conjunto com apropriação de juros e correção monetária no montante de R$ 130 milhões, parcialmente compensados, por amortizações e pagamento de encargos ocorridos entre os períodos comparados, que alcançaram respectivamente R$ 414 milhões e R$ 123 milhões.

A Companhia encerrou o 3T20 com o custo médio da dívida no período de 5,27% a.a., ou CDI + 2,14% a.a.

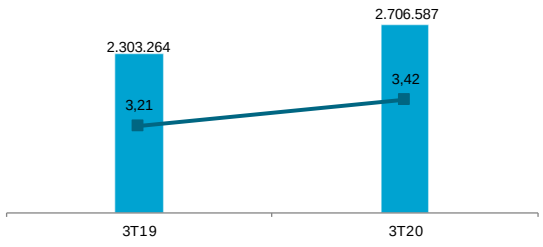
Colchão de Liquidez[*]

Para se precaver de qualquer necessidade emergencial de caixa, em 30 de setembro de 2020, a Companhia tinha a seu dispor R$ 80 milhões em linha de crédito bancária para uso em eventual necessidade imediata de caixa. Adicionalmente, a Companhia possui limite de mútuo com sua controladora Enel Brasil aprovados pela Aneel, por meio do Despacho Nº 2.979, até 11 de dezembro de 2022 no valor de até R$ 800 milhões.

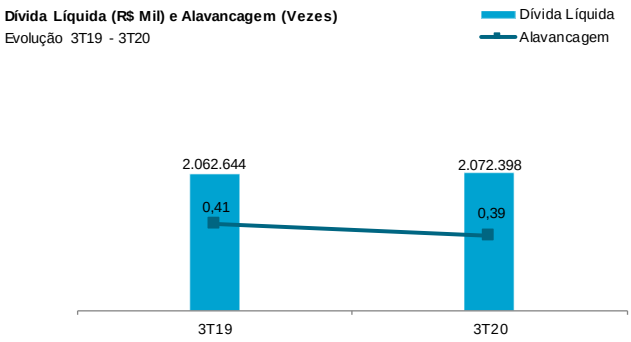
Classificação de Riscos (Rating)

Em 14 de setembro de 2020, 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* (Vezes)
Evolução 3T19 - 3T20

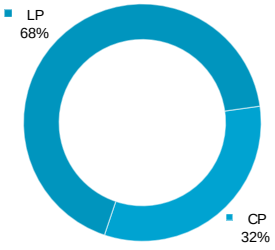


Dívida Líquida (R$ Mil) e Alavancagem (Vezes)
Evolução 3T19 - 3T20

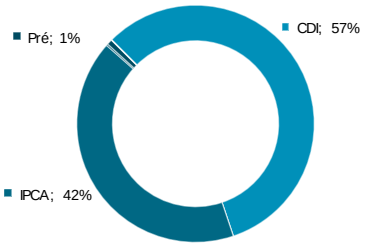


* Valores não auditados pelos auditores independentes

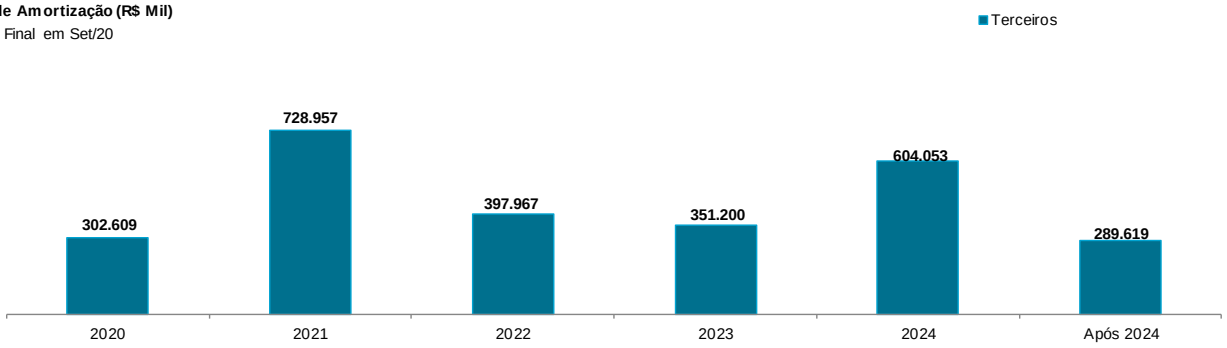
Abertura da Dívida Bruta - CP e LP
Posição Final em Set/20



Abertura da Dívida Bruta - Indexadores
Posição Final em Set/20



Curva de Amortização (R$ Mil)
Posição Final em Set/20



Investimentos

INVESTIMENTOS (R$ MIL)*

	3T20	3T19	Var. %	2T20	Var. % (1)	9M20	9M19	Var. % (2)
Novas Conexões	154.354	99.866	54,6%	150.013	2,9%	448.385	310.349	44,5%
Rede	32.478	34.286	-5,3%	34.289	-5,3%	95.574	88.441	8,1%
Combate às Perdas	9.042	11.330	-20,2%	8.512	6,2%	29.275	35.518	-17,6%
Qualidade do Sistema Elétrico	14.433	10.358	39,3%	9.211	56,7%	24.792	24.230	2,3%
Adequação à carga	9.003	12.598	-28,5%	16.566	-45,7%	41.508	28.693	44,7%
Outros	51.601	33.108	55,9%	41.384	24,7%	130.970	95.737	36,8%
Total Investido (3)	**238.433**	**189.200**	**26,02%**	**225.686**	**5,6%**	**674.930**	**521.599**	**29,4%**
Aportes / Subsídios	-	(304)	-100,0%	-	-	(11.772)	(5.111)	>100,0%
Investimento Líquido	**238.433**	**188.896**	**26,2%**	**225.686**	**5,6%**	**663.158**	**516.488**	**28,4%**

(1) Variação entre 3T20 e 2T20; (2) Variação entre 9M20 e 9M19
(3) Valores de 2019 consideram Variações de Estoque (R$ 21.940 milhões no 3T20 e R$ 27.072 milhões no 9M20). Valor total não considera capitalização de juros sobre obras em andamento

No 3T20, a Companhia investiu R$ 238,4 milhões, um aumento de 26,2% em comparação ao mesmo período do ano anterior, principalmente na expansão, por meio de novas conexões, e em atividades de melhoria da qualidade do sistema elétrico. No acumulado do ano, a Companhia investiu R$ 663,2 milhões, volume 28,4% superior ao investido nos 9M19, com foco em novas conexões e adequação da infraestrutura para aumento de carga e expansão do sistema.

5 OUTROS TEMAS RELEVANTES

Reajuste Tarifário 2020

Em 14 de abril de 2020, a ANEEL homologou o índice de Reajuste Tarifário Anual da Enel Distribuição Ceará, a vigorar a partir de 22 de abril de 2020 até 21 de abril de 2021, que conduziu ao efeito médio a ser percebido pelos consumidores de 3,94%, sendo 3,78% para os consumidores em alta tensão e 4,00% para os consumidores em baixa tensão.

No entanto, em função da pandemia do coronavírus, os efeitos de aplicação das tarifas provenientes deste processo tarifário foram suspensos até o dia 30 de junho de 2020 com a manutenção da aplicação das tarifas atualmente vigentes, constantes da Resolução Homologatória nº 2.530/2019.

Porém, foi reconhecido o direito da Enel CE referente à não aplicação das tarifas homologadas no período, em valor estimado de R$ 36,2 milhões, a depender do mercado que realizar entre 22 de abril e 30 de junho de 2020.

Além disso, a empresa foi autorizada a realizar a dedução no valor do recolhimento das cotas mensais da CDE à CCEE para as competências de maio, junho e julho de 2020 (de R$ 12,1 milhões mensais). Contudo, deverá recompor tais valores ao fundo setorial a partir da competência de agosto de 2020, com a devida correção dos valores pela Taxa Selic.

Bandeira Tarifária

Composto por quatro modalidades (verde, amarela e vermelha - patamar 1 e patamar 2), o sistema de bandeiras tarifárias estabelece adicionais às tarifas de modo a refletir a variação dos custos da geração de energia, conforme demonstrado a seguir:

- Bandeira verde: condições favoráveis de geração de energia. A tarifa não sofre nenhum acréscimo;
- Bandeira amarela: acréscimo de R$ 13,43/MWh;
- Bandeira vermelha: Patamar 1: acréscimo de R$ 41,69/MWh, Patamar 2: acréscimo de R$ 62,43/MWh

Em função da pandemia, a ANEEL decidiu, por meio do Despacho nº1.511/20, suspender, em caráter excepcional e temporário, a aplicação das Bandeiras Tarifárias e acionar a bandeira verde até 31 de dezembro de 2020.

As bandeiras tarifárias que vigoraram no ano de 2019 e nos nove primeiros meses de 2020, reflexo das condições hidrológicas, estão demonstradas a seguir:

2019	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez
Bandeira Tarifária	Verde	Verde	Verde	Verde	Amarela	Verde	Amarela	Vermelha 1	Vermelha 1	Amarela	Vermelha 1	Amarela
PLD gatilho - R$/MWh	116,53	283,16	286,02	167,83	114,92	42,35	175,44	224,19	200,18	233,59	292,87	225,92

PLD Gatilho: Referência de PLD médio mensal para o partamar da Bandeira Tarifária, definido pela CCEE

2020	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez
Bandeira Tarifária	Amarela	Verde	Verde	Verde	Verde	Verde	Verde	Verde	Verde	Verde	Verde	Verde
PLD gatilho - R$/MWh	291,00	185,56	57,23	39,68	39,68							

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 22 de dezembro de 2017, a Resolução Homologatória n.º 2.364 da Aneel definiu os valores limites do PLD de 2018. O PLD máximo foi fixado em R$ 505,18/MWh e o valor mínimo em R$ 40,16/MWh. Esses limites passaram a vigorar em 1º de janeiro de 2018.

Em 18 de dezembro de 2018, a Resolução Homologatória n.º 2.498 da Aneel definiu os valores limites do PLD de 2019. O PLD máximo foi fixado em R$ 513,89/MWh e o valor mínimo em R$ 42,35/MWh. Esses limites passaram a vigorar em 1º de janeiro de 2019.

Em 17 de dezembro de 2019, a Resolução Homologatória n.º 2.655 da Aneel definiu os valores limites do PLD de 2020. O PLD máximo foi fixado em R$ 559,75/MWh e o valor mínimo em R$ 39,68/MWh. Esses limites passaram a vigorar em 1º de janeiro de 2020.

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. Até 30 de setembro de 2020, a Companhia recebeu R$ 380 milhões. Na tabela abaixo observa-se, até o presente momento, os repasses recebidos.

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.

Vale destacar que a ANEEL ainda abrirá outra Consulta Pública para discutir a gradação do benefício do referido empréstimo, para alocação do spread bancário.

Sobrecontratação Involuntária

No reajuste tarifário de 2020, de forma similar ao ocorrido quando dos processos tarifários de 2019 e 2018, a ANEEL manteve o componente de sobrecontratação involuntária referente ao ano civil de 2016 em caráter provisório.

Em 27 de agosto de 2020, por meio do Despacho nº 2.508, a ANEEL determinou os valores definitivos de sobrecontratação involuntárias de 2016 e 2017, porém em montantes inferiores ao reconhecido pela Companhia. Os valores determinados pela agência não levam em consideração fatos extraordinários como a compra compulsória no leilão A-1 de 2015 e as ações de máximo esforço que a Companhia tem enveredado para limitar o seu nível de contratação. Diante desta decisão a Companhia entrou com solicitação de efeito suspensivo, o qual se encontra em fase de análise na Agência Reguladora.

Para o ano de 2020, devido à pandemia da COVID-19, um dos maiores impactos foi a redução do consumo de energia elétrica, agravando o cenário de sobrecontratação das distribuidoras. Diante deste fato, importante destacar que o Decreto nº 10.350, de 18 de maio de 2020, classifica a redução de carga devido à COVID como involuntária. A ANEEL deverá instruir processo para determinar a metodologia de cálculo da redução de carga devido ao COVID em 2020.