

Divulgação de Resultados

Earnings Release 1T19

Enel Distribuição Ceará

Companhia Energética do Ceará

24 de abril de 2019

Relações com Investidores

Teobaldo José Cavalcante Leal

Diretor Financeiro e de Relações com Investidores

Isabel Regina Alcantara

Responsável por Relações com Investidores

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

Fortaleza, 24 de abril de 2019 – 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 milhões de habitantes) divulga seus resultados do primeiro trimestre de 2019 (1T19). 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

	1T19	1T18	Var. %	4T18	Var. % (1)
Volume de Energia - Venda e Transporte (GWh)*	2.982	2.832	5,3%	3.122	-4,5%
Receita Bruta (R\$ mil)	1.809.907	1.569.574	15,3%	2.059.020	-12,1%
Receita Líquida (R\$ mil)	1.194.818	1.025.260	16,5%	1.389.862	-14,0%
EBITDA (2) (R\$ mil)*	86.645	170.577	-49,2%	225.685	-61,6%
Margem EBITDA (%)*	7,25%	16,64%	-9,39 p.p	16,24%	-8,99 p.p
Margem EBITDA ex-Receita de Construção*	8,44%	19,31%	-10,87 p.p	19,54%	-11,10 p.p
EBIT (3) (R\$ mil)*	28.529	122.129	-76,6%	169.557	-83,2%
Margem EBIT (%)*	2,39%	11,91%	-9,52 p.p	12,20%	-9,81 p.p
Lucro Líquido (R\$ mil)	7.010	85.387	-91,8%	128.823	-94,6%
Margem Líquida	0,59%	8,33%	-7,74 p.p	9,27%	-8,68 p.p
Margem Líquida ex-Receita de Construção	0,68%	9,66%	-8,98 p.p	11,15%	-10,47 p.p
CAPEX (R\$ mil)*	159.181	151.636	5,0%	225.569	-29,4%
DEC (12 meses)*	11,90	9,38	26,9%	10,14	17,4%
FEC (12 meses)*	5,18	5,83	-11,1%	5,57	-7,0%
Índice de Arrecadação (12 meses)*	99,15%	99,20%	-0,05 p.p	99,30%	-0,15 p.p
Perdas de Energia (12 meses)*	13,56%	14,03%	-0,47 p.p	14,21%	-0,65 p.p
Nº de Consumidores Totais*	4.141.625	4.046.684	2,3%	4.118.271	0,6%
Nº de Colaboradores (Próprios)*	1.113	1.129	-1,4%	1.133	-1,8%
MWh/Colaboradores Próprios e Terceiros*	348	381	-8,7%	377	-7,7%
PMSO (4)/Consumidor*	44,30	39,54	12,0%	37,24	19,0%
Consumidor/Colaboradores Próprios e Terceiros*	483	545	-11,4%	497	-2,8%
Número Total de Colaboradores - Próprios e Terceiros	8.571	7.431	15,3%	8.281	3,5%

(1) Variação entre 1T19 e 4T18;

(2) EBITDA: EBIT + Depreciações e Amortizações, (3) EBIT: Resultado do Serviço e (4) PM SO: Pessoal, Material, Serviços e Outros

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 4,1 milhões de unidades consumidoras, e envolve uma população de cerca de 9,0 milhões de habitantes.

DADOS GERAIS*

	1T19	1T18	Var. %
Área de Concessão (km ²)	148.921	148.921	-
Municípios (Qte.)	184	184	-
Habitantes (Qte.) (1)	9.088.831	9.034.281	0,6%
Consumidores (Unid.)	4.141.625	4.046.684	2,3%
Linhas de Distribuição (Km)	145.389	141.563	2,7%
Linhas de Transmissão (Km)	5.259	5.144	2,2%
Subestações (Unid.)	118	113	4,4%
Volume de Energia 12 meses (GWh)	11.940	11.552	3,4%
Marketshare no Brasil - Nº de Clientes (2)	4,31%	4,23%	0,08 p.p
Marketshare no Brasil - Volume de Energia (3)	2,51%	2,48%	0,03 p.p

(1) Estimativa do número de Habitantes do Ceará de acordo com o IBGE

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

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



Estrutura de Controle e Organograma Societário Simplificado

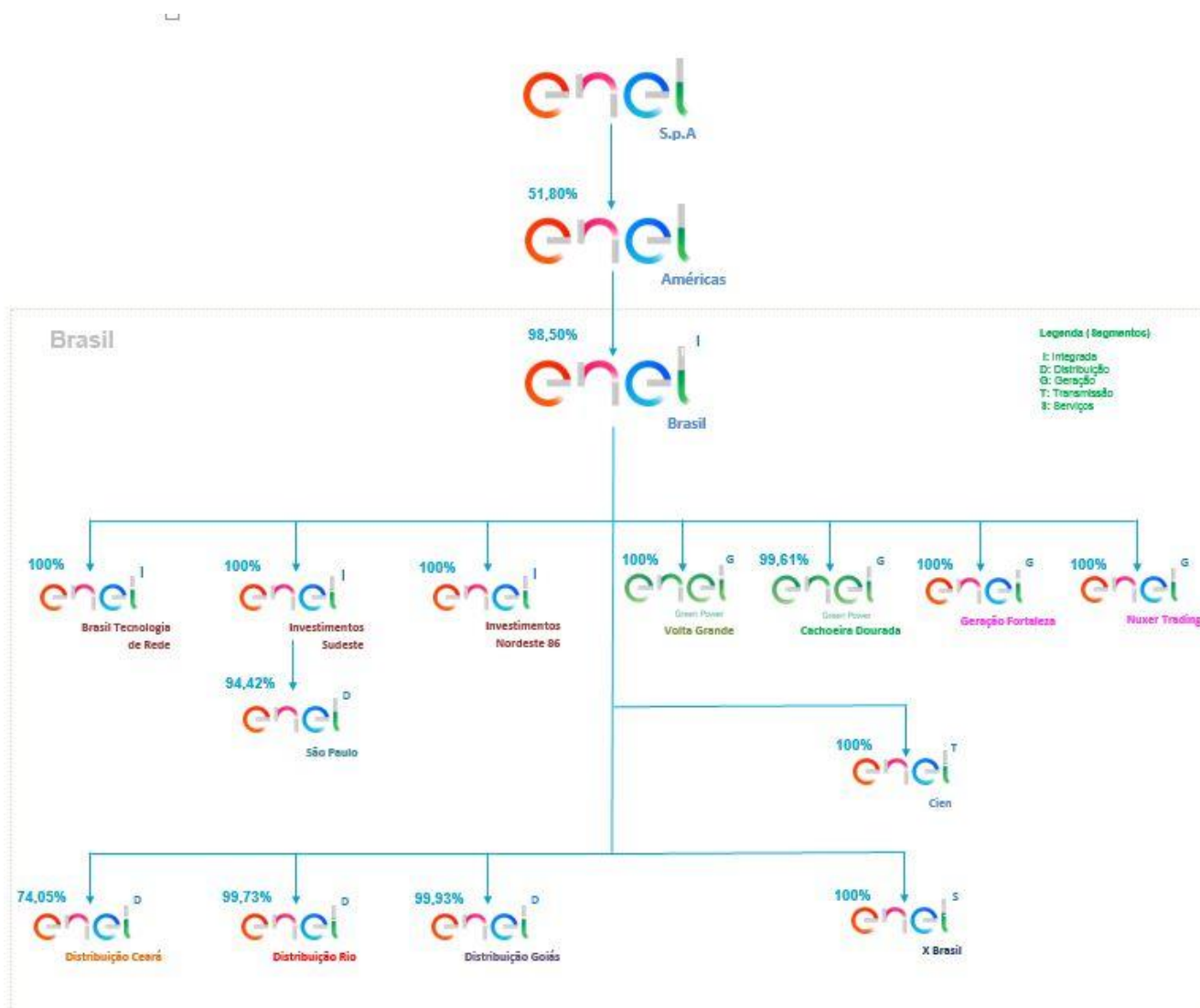
A Enel Distribuição Ceará é uma sociedade anônima de capital aberto.

ESTRUTURA DE CONTROLE (EM 31/03/2019)

	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%
Fundos de Pensão	919.403	1,91%	3.083.448	-	3.083.448	10,35%	4.002.851	5,14%
Fundos e Clubes de Investimentos	10	0,00%	5.721.272	-	5.721.272	19,21%	5.721.282	7,35%
Outros	84.279	0,18%	4.892.218	3.097	4.895.315	16,43%	4.979.594	6,40%
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 31 de março de 2019



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)*

	1T19	1T18	Var. %	4T18	Var. % (1)
Ordinárias - ON (COCE3)	45,00	53,90	-16,5%	38,00	18,4%
Preferenciais A - PNA (COCE5)	52,30	54,99	-4,9%	48,00	9,0%

(1) Variação entre 1T19 e 4T18;

variação sem ajuste por proventos

3 DESEMPENHO OPERACIONAL

Mercado de Energia

Crescimento de Mercado

NÚMERO DE CONSUMIDORES (UNIDADES)*

	1T19	1T18	Var. %	4T18	Var. % (1)
Mercado Cativo	3.551.881	3.487.638	1,8%	3.540.268	0,3%
Residencial - Convencional	1.968.178	1.849.653	6,4%	1.952.942	0,8%
Residencial - Baixa Renda	829.233	865.706	-4,2%	836.002	-0,8%
Industrial	5.720	5.805	-1,5%	5.465	4,7%
Comercial	165.822	174.236	-4,8%	167.632	-1,1%
Rural	534.710	544.709	-1,8%	530.022	0,9%
Setor Público	48.218	47.529	1,4%	48.205	0,0%
Clientes Livres	288	238	21,0%	268	7,5%
Industrial	111	98	13,3%	108	2,8%
Comercial	169	133	27,1%	152	11,2%
Rural	8	7	14,3%	8	-
Revenda	2	2	-	2	-
Consumo Próprio	305	370	-17,6%	307	-0,7%
Subtotal - Consumidores Efetivos Faturados	3.552.476	3.488.248	1,8%	3.540.845	0,3%
Consumidores Ativos Não Faturados	589.149	558.436	5,5%	577.426	2,0%
Total - Número de Consumidores	4.141.625	4.046.684	2,3%	4.118.271	0,6%

(1) Variação entre 1T19 e 4T18;

A Companhia encerrou o 1T19 com um incremento de 2,3% em relação à quantidade de consumidores registrado no 1T18. O acréscimo observado entre os períodos analisados está concentrado na classe residencial (convencional) e setor público, com mais 118.525 e 689 novos consumidores*, respectivamente.

Nos últimos 12 meses, os investimentos para conexão de novos clientes à rede da Companhia totalizaram o montante de R\$ 394 milhões*.

Venda de Energia na Área de Concessão

VENDA E TRANSPORTE DE ENERGIA (GWH)*

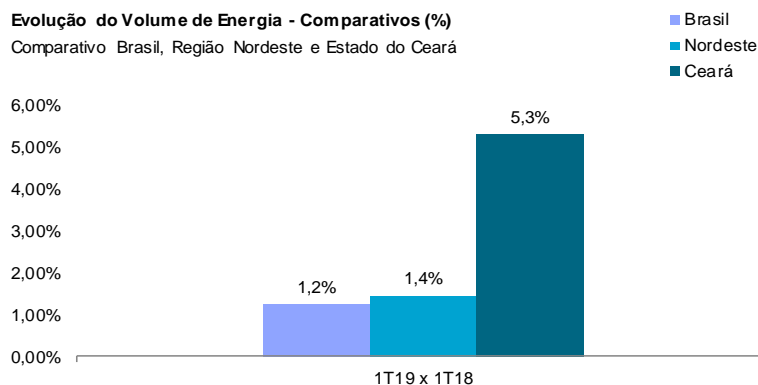
	1T19	1T18	Var. %	4T18	Var. % (1)
Mercado Cativo	2.465	2.353	4,8%	2.616	-5,8%
Clientes Livres	517	479	7,9%	505	2,4%
Total - Venda e Transporte de Energia	2.982	2.832	5,3%	3.122	-4,5%

(1) Variação entre 1T19 e 4T18;

* Valores não auditados pelos auditores independentes

Evolução do Volume de Energia - Comparativos (%)

Comparativo Brasil, Região Nordeste e Estado do Ceará



Mercado Cativo

VENDA DE ENERGIA NO MERCADO CATIVO (GWH)*

	1T19	1T18	Var. %	4T18	Var. % (1)
Residencial - Convencional	888	792	12,1%	863	2,9%
Residencial - Baixa Renda	258	257	0,4%	295	-12,5%
Industrial	160	171	-6,4%	180	-11,1%
Comercial	486	465	4,5%	506	-4,0%
Rural	296	297	-0,3%	346	-14,5%
Setor Público	376	369	1,9%	427	-11,9%
Total - Venda de Energia no Mercado Cativo	2.465	2.353	4,8%	2.616	-5,8%

(1) Variação entre 1T19 e 4T18;

A variação observada acima (1T19 x 1T18), é explicada, principalmente, pelo aumento do consumo nas classes residenciais (convencional e baixa renda), comercial e setor público, devido as novas conexões ocorridas no período e aumento do consumo per capita dos consumidores residencial (convencional), comercial e setor público, os quais foram parcialmente compensados pela migração para o mercado livre de consumidores industriais.

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

	1T19	1T18	Var. %	4T18	Var. % (1)
Residencial - Convencional	451	428	5,4%	442	2,0%
Residencial - Baixa Renda	311	297	4,7%	352	-11,6%
Industrial	27.967	29.501	-5,2%	32.901	-15,0%
Comercial	2.930	2.670	9,7%	3.018	-2,9%
Rural	554	546	1,5%	652	-15,0%
Setor Público	7.806	7.773	0,4%	8.849	-11,8%
Total - Venda per Capita no Mercado Cativo	694	675	2,8%	739	-6,1%

(1) Variação entre 1T19 e 4T18;

Clientes Livres

TRANSPORTE DE ENERGIA PARA OS CLIENTES LIVRES (GWH)*

	1T19	1T18	Var. %	4T18	Var. % (1)
Industrial	405	381	6,3%	397	2,0%
Comercial	108	95	13,7%	105	2,9%
Rural	4	3	33,3%	4	-
Total - Transporte de Energia para os Clientes Livres*	517	479	7,9%	505	2,4%

(1) Variação entre 1T19 e 4T18;

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

	1T19	1T18	Var. %	4T18	Var. % (1)
Industrial	3.652	3.884	-6,0%	3.677	-0,7%
Comercial	640	716	-10,6%	688	-7,0%
Rural	467	488	-4,3%	474	-1,5%
Média - Transporte per capita p/ Clientes Livres*	1.796	2.014	-10,8%	1.886	-4,8%

(1) Variação entre 1T19 e 4T18;

* Valores não auditados pelos auditores independentes

A redução no transporte de energia per capita aos clientes livres no 1T19 em relação ao 1T18 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 1T18.

Compra de Energia

COMPRA DE ENERGIA (GWH)*

	1T19	1T18	Var. %	4T18	Var. % (1)
Central Geradora Termelétrica Fortaleza - CGTF	664	664	-	678	-2,1%
Centrais Elétricas - FURNAS	204	212	-3,8%	227	-10,1%
Companhia Hidroelétrica do São Francisco - CHESF	292	293	-0,3%	317	-7,9%
Companhia Energética de São Paulo - CESP	16	16	-	18	-11,1%
Petróleo Brasileiro S/A - Petrobrás	244	244	-	249	-2,0%
Eletronorte	20	23	-13,0%	25	-20,0%
COPEL	28	21	33,3%	26	7,7%
CEMIG	28	73	-61,6%	9	>100,0%
Tractebel Energia S.A	62	64	-3,1%	69	-10,1%
Eletrobras Termonuclear S/A - Eletronuclear	96	93	3,2%	95	1,1%
PROINFA	55	56	-1,8%	66	-16,7%
Outros	1.409	1.312	7,4%	1.890	-25,4%
Total - Compra de Energia s/ CCEE	3.117	3.072	1,5%	3.670	-15,1%
Liquidação na CCEE	(166)	(174)	-4,6%	(462)	-64,1%
Total - Compra de Energia	2.951	2.898	1,8%	3.208	-8,0%
Energia Distribuída					
Wobben e Energyworts	1	1	-	2	-50,0%
Total - Compra de Energia c/ Energia Distribuída	2.952	2.899	1,8%	3.210	-8,0%

(1) Variação entre 1T19 e 4T18;

Balanco de Energia

BALANÇO DE ENERGIA*

	1T19	1T18	Var. %	4T18	Var. % (1)
Energia requerida (GWh)	3.381	3.311	2,1%	3.651	-7,4%
Energia distribuída (GWh)	2.988	2.838	5,3%	3.128	-4,5%
Residencial - Convencional	888	792	12,1%	863	2,9%
Residencial - Baixa Renda	258	257	0,4%	295	-12,5%
Industrial	160	171	-6,4%	180	-11,1%
Comercial	486	465	4,5%	506	-4,0%
Rural	296	297	-0,3%	346	-14,5%
Setor Público	376	369	1,9%	427	-11,9%
Clientes Livres	517	479	7,9%	505	2,4%
Revenda	3	3	-	3	-
Consumo Próprio	4	4	-	4	-
Perdas na Distribuição - Sistema Coelce (GWh)	392	472	-16,9%	523	-25,0%
Perdas na Distribuição - Sistema Coelce (%)	11,61%	14,27%	-2,66 p.p	14,32%	-2,71 p.p

(1) Variação entre 1T19 e 4T18;

Indicadores Operacionais

INDICADORES OPERACIONAIS E DE PRODUTIVIDADE*

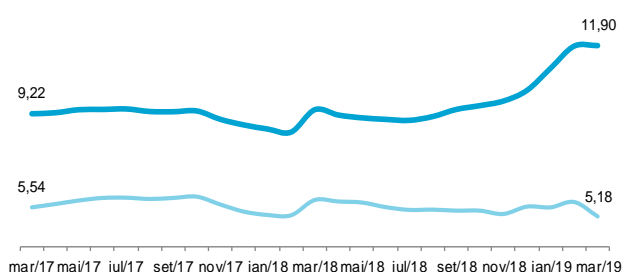
	1T19	1T18	Var. %	4T18	Var. % (1)
DEC 12 meses (horas)	11,90	9,38	26,9%	10,14	17,4%
FEC 12 meses (vezes)	5,18	5,83	-11,1%	5,57	-7,0%
Perdas de Energia 12 meses (%)	13,56%	14,03%	-0,47 p.p	14,21%	-0,65 p.p
Índice de Arrecadação 12 meses (%)	99,15%	99,20%	-0,05 p.p	99,30%	-0,15 p.p
MWh/Colaboradores Próprios e Terceiros*	348	381	-8,7%	377	-7,7%
Consumidor/Colaboradores Próprios e Terceiros*	483	545	-11,3%	497	-2,8%
PMSO (3)/Consumidor	44,30	39,54	12,0%	37,24	19,0%
Número Total de Colaboradores - Próprios e Terceiros	8.571	7.431	15,3%	8.281	3,5%

(1) Variação entre 1T19 e 4T18;

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

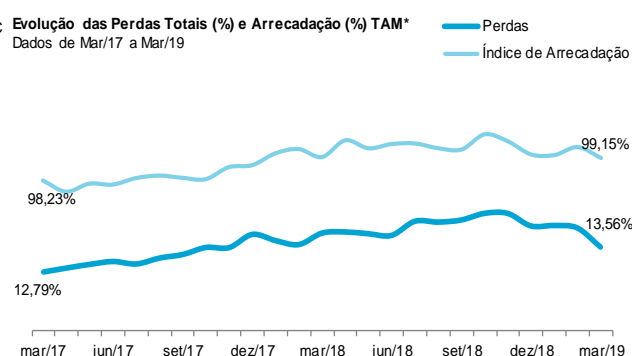
Evolução do DEC (Horas) e FEC (Vezes) TAM*

Dados de Mar/17 a Mar/19



Evolução das Perdas Totais (%) e Arrecadação (%) TAM*

Dados de Mar/17 a Mar/19



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 Enel Distribuição Ceará. O indicador DEC apresentou um incremento no 1T19 comparado ao 1T18, devido, principalmente, a: (i) onda de ataques criminosos ocorridos em janeiro/19, os quais comprometeram as operações da companhia nas áreas alvo dos ataques; e (ii) ao elevado volume de chuvas e raios, observados principalmente nos meses de fevereiro e março/19 também impactou este indicador de qualidade.

A Enel Distribuição Ceará investiu R\$ 260 milhões* em adequação à carga e qualidade do sistema nos últimos 12 meses.

Disciplina de Mercado

As perdas de energia TAM – Taxa Anual Móvel (medição acumulada em 12 meses) alcançaram o valor de 13,56%* no 1T19, uma redução de 0,47 p.p. em relação às perdas registradas no 1T18, de 14,03%*. Esta redução é reflexo dos resultados iniciais do plano de combate aos furtos de energia, implantado em 2018, o qual tem por objetivo reduzir as perdas.

Nos últimos 12 meses, foram investidos R\$ 58 milhões* no combate às perdas.

* Valores não auditados pelos auditores independentes

4 DESEMPENHO ECONÔMICO - FINANCEIRO

Resultado

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

	1T19	1T18	Var. %	4T18	Var. % (1)
Receita Operacional Bruta	1.809.907	1.569.574	15,3%	2.059.020	-12,1%
Deduções à Receita Operacional	(615.089)	(544.314)	13,0%	(669.158)	-8,1%
Receita Operacional Líquida	1.194.818	1.025.260	16,5%	1.389.862	-14,0%
Custos do Serviço e Despesas Operacionais	(1.166.289)	(903.131)	29,1%	(1.220.305)	-4,4%
EBITDA(3)*	86.645	170.577	-49,2%	225.685	-61,6%
Margem EBITDA*	7,25%	16,64%	-9,39 p.p	16,24%	-8,99 p.p
Margem EBITDA ex- Receita de Construção*	8,44%	19,31%	-10,87 p.p	19,54%	-11,10 p.p
EBIT(4)*	28.529	122.129	-76,6%	169.557	-83,2%
Margem EBIT*	2,39%	11,91%	-9,52 p.p	12,20%	-9,81 p.p
Resultado Financeiro	(17.705)	(12.657)	39,9%	(16.306)	8,6%
Imposto de Renda, Contribuição Social e Outros	(3.814)	(24.085)	-84,2%	(24.428)	-84,4%
Lucro Líquido	7.010	85.387	-91,8%	128.823	-94,6%
Margem Líquida	0,59%	8,33%	-7,74 p.p	9,27%	-8,68 p.p
Margem Líquida ex- Receita de Construção	0,68%	9,66%	-8,98 p.p	11,15%	-10,47 p.p
Lucro por Ação (R\$/ação)	0,09	1,10	-91,8%	1,65	-94,6%

(1) Variação entre 1T19 e 4T18;

(3) EBITDA: EBIT + Depreciações e Amortizações, (4) EBIT: Resultado do Serviço

Receita Operacional Bruta

RECEITA OPERACIONAL BRUTA (R\$ MIL)

	1T19	1T18	Var. %	4T18	Var. % (1)
Fornecimento de Energia Elétrica	1.356.787	1.303.221	4,1%	1.502.871	-9,7%
Subsídio Baixa Renda	43.838	51.201	-14,4%	50.255	-12,8%
Subvenção CDE - Desconto Tarifário	64.406	63.465	1,5%	64.240	0,3%
Fornecimento de Energia Elétrica - Mercado Cativo	1.465.031	1.417.887	3,3%	1.617.366	-9,4%
Ativos e passivos financeiros setoriais	34.593	(56.138)	<-100,0%	(41.592)	<-100,0%
Receita de uso da rede elétrica - consumidores livres - revenda	96.078	47.139	>100,0%	102.164	-6,0%
Receita de Construção	168.517	141.685	18,9%	234.917	-28,3%
Outras Receitas	45.688	19.001	>100,0%	146.165	-68,7%
Total - Receita Operacional Bruta	1.809.907	1.569.574	15,3%	2.059.020	-12,1%

(1) Variação entre 1T19 e 4T18;

O aumento da receita operacional bruta da Enel Distribuição Ceará foi de 15,3% no 1T19 em relação ao 1T18 (R\$ 240 milhões). Excluindo o efeito da receita de construção, a receita operacional bruta da Companhia, no 1T19, alcançou o montante de R\$ 1,64 bilhão, um aumento de R\$ 213 milhões em relação ao 1T18, cujo montante foi de R\$ 1,42 bilhão. Este aumento é resultado, principalmente, dos seguintes efeitos:

- Aumento de 4,1% na receita pelo fornecimento de energia elétrica (R\$ 54 milhões) como resultado do: (i) aumento no volume de venda para o mercado cativo em 4,8% (2.465 Gwh no 1T19 vs. 2.353 Gwh no 1T18); em conjunto com o (ii) reajuste tarifário 2018, que passou a vigorar em abril de 2018, gerando um incremento médio de 4,96% nas tarifas da Enel Distribuição Ceará (0,15% em média, no reajuste tarifário 2017).
- Aumento de R\$ 49 milhões na rubrica de Disponibilidade da Rede Elétrica devido, principalmente, ao aumento no volume de transporte de energia para o mercado livre que cresceu 7,9% (517 Gwh no 1T19 vs. 479 Gwh no 1T18).
- Aumento R\$ 91 milhões na rubrica de ativos e passivos financeiros setoriais, em função, principalmente, de maior constituição de ativos setoriais em razão de maiores custos com compra de energia para revenda.
- Aumento R\$ 27 milhões na rubrica de outras receitas, em razão, principalmente, da Companhia ter aderido, a partir de jan/19, ao mecanismo de venda de excedentes, conforme Resolução Normativa nº 824, de 10 de julho de 2018.

Deduções da Receita

DEDUÇÕES DA RECEITA (R\$ MIL)

	1T19	1T18	Var. %	4T18	Var. % (1)
ICMS	(349.365)	(311.051)	12,3%	(379.421)	-7,9%
COFINS	(127.172)	(107.519)	18,3%	(136.169)	-6,6%
PIS	(27.610)	(23.343)	18,3%	(29.563)	-6,6%
Total - Tributos	(504.147)	(441.913)	14,1%	(545.153)	-7,5%
P&D	(10.030)	(8.669)	15,7%	(11.358)	-11,7%
Encargo Setorial CDE	(99.066)	(91.929)	7,8%	(110.797)	-10,6%
Outros impostos e contribuições a receita	(1.846)	(1.803)	2,4%	(1.850)	-0,2%
Total - Encargos Setoriais	(110.942)	(102.401)	8,3%	(124.005)	-10,5%
Total - Deduções da Receita	(615.089)	(544.314)	13,0%	(669.158)	-8,1%

(1) Variação entre 1T19 e 4T18;

As deduções da receita foram maiores em R\$ 71 milhões em relação ao mesmo trimestre do ano anterior. Isto se deve, principalmente, às seguintes variações:

- Aumento de 14,1% (R\$ 62 milhões) nos tributos resultado, principalmente, do aumento da base de cálculo.
- Incremento de 7,8% (R\$ 7 milhões) nos encargos setoriais, em razão, principalmente, do aumento da quota de CDE, no qual destaca-se o incremento do orçamento da CDE – USO.

Custos e Despesas Operacionais

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

	1T19	1T18	Var. %	4T18	Var. % (1)
Custos e despesas não gerenciáveis					
Energia elétrica comprada para revenda	(703.642)	(489.310)	43,8%	(679.804)	3,5%
Encargos do uso do sistema de transmissão	(60.209)	(70.867)	-15,0%	(94.950)	-36,6%
Total - Não gerenciáveis	(763.851)	(560.177)	36,4%	(774.754)	-1,4%
Custos e despesas gerenciáveis					
Pessoal	(45.501)	(46.612)	-2,4%	(38.960)	16,8%
Material e Serviços de Terceiros	(88.050)	(84.808)	3,8%	(98.865)	-10,9%
Depreciação e Amortização	(58.116)	(48.448)	20,0%	(56.128)	3,5%
Custo de Desativação de Bens	(5.011)	(4.665)	7,4%	(14.536)	-65,5%
Prov. para Créditos de Liquidação Duvidosa	(21.451)	(11.735)	82,8%	(12.917)	66,1%
Custo de Construção	(168.517)	(141.685)	18,9%	(234.917)	-28,3%
Provisão para riscos fiscais, cíveis e trabalhistas	(18.847)	(917)	>100,0%	13.618	<-100,0%
Receita de multas por impuntualidade de clientes	12.697	11.852	7,1%	13.401	-5,3%
Outras Despesas Operacionais	(9.642)	(15.936)	-39,5%	(16.247)	-40,7%
Total - Gerenciáveis	(402.438)	(342.954)	17,3%	(445.551)	-9,7%
Total - Custos do Serviço e Despesa Operacional	(1.166.289)	(903.131)	29,1%	(1.220.305)	-4,4%

(1) Variação entre 1T19 e 4T18;

Os custos e despesas operacionais no 1T19 em relação ao 1T18 aumentaram em R\$ 263 milhões. Excluindo-se o efeito do custo de construção, os custos e despesas operacionais da Companhia, no 1T19, alcançaram o montante de R\$ 998 milhões, o que representa um incremento de R\$ 236 milhões em relação ao mesmo período do ano anterior, cujo montante foi de R\$ 761 milhões. Este incremento é resultado das seguintes variações:

Custos não gerenciáveis: incremento de R\$ 204 milhões, considerando as linhas de Energia Elétrica Comprada para Revenda e Encargo do uso da Rede Elétrica, as quais são explicadas principalmente pelos seguintes motivos:

- Incremento na rubrica Energia elétrica comprada para revenda (R\$ 214 milhões) decorrente, principalmente, de maiores custos com compra de energia em função do maior volume de venda e maior preço médio de compra comparado ao mesmo período anterior e ajuste regulatório não recorrente registrado no 1T19 em cerca de R\$ 60 milhões.

Este efeito foi parcialmente compensado pela:

- Redução na rubrica Encargo do uso do sistema de transmissão (R\$ 10 milhões), explicada por diminuição de tarifa média, conforme homologado pelo órgão regulador, Aneel.

Custos gerenciáveis: incremento nos custos e despesas gerenciáveis (R\$ 59 milhões). Excluindo-se o efeito do custo de construção, os custos e despesas gerenciáveis da Companhia, no 1T19, alcançaram o montante de R\$ 234 milhões, o que representa um incremento de R\$ 33 milhões em relação ao mesmo período do ano anterior, cujo montante foi de R\$ 201 milhões, explicado por:

- Aumento de R\$ 10 milhões na rubrica de Provisão para Créditos de Liquidação Duvidosa em razão, principalmente, da apuração de maiores perdas esperadas com créditos de parcelamento relativos a Termos de Ocorrência de Irregularidade (TOI).
- Aumento de R\$ 10 milhões em depreciação e amortização, devido ao aumento da base de ativos, reflexo de maior volume de investimentos realizados ao longo de 2018.
- Aumento de R\$ 18 milhões em provisão para riscos fiscais, cíveis e trabalhistas em razão, principalmente, de (i) decisões desfavoráveis em processos trabalhistas, cujos objetos envolvem acidente de trabalho e diferença salarial; e de (ii) provisão de multa no montante de R\$ 14 milhões oriunda de Auto de Infração aplicada pelo órgão regulador decorrente de fiscalização em procedimentos e critérios na aplicação das disposições regulamentares estabelecidas para micro e minigeração distribuída nas unidades consumidoras.
- Redução de R\$ 6 milhões em outras despesas operacionais devido, principalmente, à reclassificação das despesas dos arrendamentos mercantis operacionais, as quais eram registradas como outras despesas operacionais e passaram a ser registradas como amortização do direito de uso. De acordo com o novo pronunciamento CPC 06/IFRS16, foram reconhecidos o passivo dos pagamentos futuros e o direito de uso do ativo arrendado.

EBITDA

Segue abaixo a conciliação dos valores que compõem os cálculos do EBITDA e do EBIT, constantes das demonstrações contábeis da companhia, de acordo com a instrução CVM nº 527, de 04 de outubro de 2012:

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

	1T19	1T18	Var. %	4T18	Var. % (1)
Lucro Líquido do Período	7.010	85.387	-91,8%	128.823	-94,6%
(+) Tributo sobre o Lucro (NE 32)	3.814	24.085	-84,2%	24.428	-84,4%
(+) Resultado Financeiro (NE 31)	17.705	12.657	39,9%	16.306	8,6%
(=) EBIT	28.529	122.129	-76,6%	169.557	-83,2%
(+) Depreciações e Amortizações (NE 30)	58.116	48.448	20,0%	56.128	3,5%
(=) EBITDA	86.645	170.577	-49,2%	225.685	-61,6%

(1) Variação entre 1T 19 e 4T 18;

Resultado Financeiro

RESULTADO FINANCEIRO (R\$ MIL)

	1T19	1T18	Var. %	4T18	Var. % (1)
Receitas Financeiras					
Renda de aplicação financeira	2.123	1.102	92,6%	1.339	58,6%
Juros e atualização monetária sobre impontualidade de clientes	7.618	8.222	-7,3%	7.972	-4,4%
Receita de ativo indenizável	25.663	14.390	78,3%	8.205	>100,0%
Variação monetária de ativos e passivos setoriais	-	2.522	-100,0%	(137)	-100,0%
Variações monetárias de dívida	836	431	94,0%	(62)	<-100,0%
Instrumento financeiro derivativo - hedge/swap	1.991	-	-	7.935	-74,9%
Outras receitas financeiras	1.374	2.754	-50,1%	3.366	-59,2%
Total - Receitas Financeiras	39.605	29.421	34,6%	28.618	38,4%
Despesas financeiras					
Variações monetárias de Dívida	(6.022)	(4.564)	31,9%	4.282	<-100,0%
Encargos de Dívidas	(28.177)	(22.148)	27,2%	(13.197)	>100,0%
Encargos fundo de pensão	(2.267)	(2.087)	8,6%	(2.087)	8,6%
Variação monetária de ativos e passivos setoriais	(580)	-	-	-	-
Atualização de provisão para riscos tributários, cíveis e trabalhistas	(4.019)	(4.827)	-16,7%	(5.106)	-21,3%
Atualização de Impostos, P&D/PEE	(3.592)	(1.863)	92,8%	(312)	>100,0%
Outras Multas	(109)	(848)	-87,1%	(53)	>100,0%
Instrumento financeiro derivativo - hedge/swap	(2.327)	-	-	(8.581)	-72,9%
Outras despesas financeiras	(10.217)	(5.741)	78,0%	(19.870)	-48,6%
Total - Despesas Financeiras	(57.310)	(42.078)	36,2%	(44.924)	27,6%
Total - Receitas e Despesas Financeiras	(17.705)	(12.657)	39,9%	(16.306)	8,6%

(1) Variação entre 1T 19 e 4T 18;

As despesas financeiras líquidas da Companhia encerraram o 1T19 em R\$ 17,7 milhões, um incremento de R\$ 5 milhões em relação ao trimestre do ano anterior. Abaixo seguem as principais variações observadas nas rubricas de receitas e despesas financeiras:

- Aumento de R\$ 7 milhões na rubrica de encargos e variações monetárias de dívida, explicado, principalmente, por maiores encargos de dívida, devido maior saldo médio da dívida e pelo aumento do IPCA entre os períodos comparados (1,51% no 1T19 versus 0,70% no 1T18), parcialmente compensado pela capitalização de parte dos custos sobre os financiamentos de investimentos em curso no 1T19 no montante de R\$ 4 milhões.

- Aumento de R\$ 4 milhões em outras despesas financeiras: Esta variação é decorrente do aumento no volume e nos custos com prêmios de seguro garantia, além do aumento das ações de cobrança através de descontos na quitação de dívidas de clientes.
- Aumento de R\$ 2 milhões na rubrica atualização de impostos, P&D/PEE em função de uma devolução para a SEFAZ de crédito de ICMS indevido.

Estes efeitos foram parcialmente compensados por:

- Aumento de R\$ 11 milhões na rubrica de receita de ativo indenizável: Este aumento é explicado, principalmente, pela aumento do IPCA entre os trimestres analisados (1,51% no 1T19 versus 0,70% no 1T18).

Tributos (IR/CSLL) e Outros

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

	1T19	1T18	Var. %	4T18	Var. % (1)
IR e CSLL	(2.403)	(38.357)	-93,7%	(51.929)	-95,4%
Incentivo Fiscal SUDENE	-	15.814	-100,0%	29.043	-100,0%
Amortização do Ágio e Reversão da Provisão	(1.411)	(1.542)	-8,5%	(1.542)	-8,5%
Total	(3.814)	(24.085)	-84,2%	(24.428)	-84,4%

(1) Variação entre 1T19 e 4T18;

As despesas com Imposto de Renda (IR), Contribuição Social sobre o Lucro Líquido (CSLL) e Outros (Amortização do Ágio e Incentivo Fiscal Sudene) no 1T19 registraram uma redução de R\$ 20 milhões. Esta variação é decorrente, principalmente, de menor lucro operacional registrado no 1T19.

Endividamento

INDICADORES DE ENDIVIDAMENTO

	1T19	1T18	Var. %	4T18	Var. % (1)
Dívida bruta (R\$ mil)	2.528.217	1.431.978	76,6%	1.888.271	33,9%
Dívida com Terceiros	2.221.828	1.431.978	55,2%	1.888.271	17,7%
Dívida Intercompany	306.389	-	-	-	-
(-) Caixa, Equivalentes e Aplicações Financ. (R\$ mil)	614.342	177.522	>100,0%	163.815	>100,0%
Dívida líquida (R\$ mil)	1.913.875	1.254.456	52,6%	1.724.456	11,0%
Dívida Bruta / EBITDA(2)*	3,96	1,86	>100,0%	2,61	51,7%
Dívida Líquida / EBITDA(2)*	3,00	1,63	84,0%	2,39	25,5%
Dívida bruta / (Dívida bruta + PL)	0,47	0,35	34,3%	0,40	17,8%
Dívida líquida / (Dívida líquida + PL)	0,40	0,32	25,0%	0,38	6,4%

(1) Variação entre 1T19 e 4T18;

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

A dívida bruta da Enel Distribuição Ceará encerrou o 1T19 em R\$ 2.528 milhões, um incremento de R\$ 1.096 milhões em relação ao mesmo período do ano anterior. A variação da dívida bruta deve-se, basicamente, as novas captações de dívidas (R\$ 960 milhões de debentures (6ª e 7ª emissão), R\$ 200 milhões de Notas Promissórias, R\$ 261 milhões do BNB e R\$ 300 milhões intercompanhia), em conjunto com a correção monetária de 28 milhões e provisão de encargos de R\$ 111 milhões, parcialmente compensados, por amortizações e pagamento de encargos ocorridos entre os períodos comparados, que alcançaram respectivamente R\$ 653 milhões e R\$ 104 milhões.

A Enel Distribuição Ceará encerrou o 1T19 (12 meses) com o custo médio da dívida de 7,63% a.a., ou CDI + 1,16% a.a.

Colchão de Liquidez

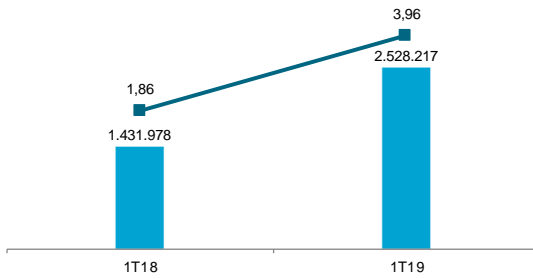
Para se precaver de qualquer necessidade emergencial de caixa, em 31 de março de 2019, a Companhia tinha a seu dispor R\$ 180 milhões em limites abertos de conta garantida e linha comprometida para utilização em operações de curto prazo.

Classificação de Riscos (Rating)

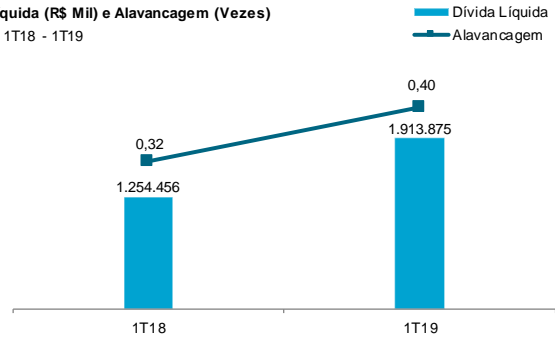
Em 17 de abril de 2019, a agência classificadora de risco de crédito corporativo Standard & Poor's Rating Services ("S&P") reafirmou o rating de crédito corporativo da Enel Distribuição Ceará de longo prazo na Escala Nacional Brasil em 'brAAA'. A perspectiva do rating de longo prazo é estável. A Companhia também possui Rating Nacional de Longo Prazo AAA (bra) atribuído pela Fitch Ratings, com perspectiva Estável, reafirmado em 21 de setembro de 2018. As emissões de debentures da Companhia possuem o mesmo rating, AAA (bra) atribuído pela Fitch Ratings.

* Valores não auditados pelos auditores independentes

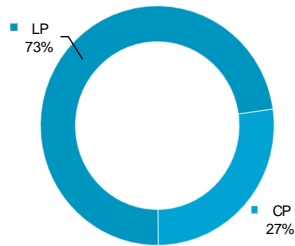
Dívida Bruta (R\$ Mil) e Dívida Bruta / EBITDA* (Veze)
Evolução 1T18 - 1T19



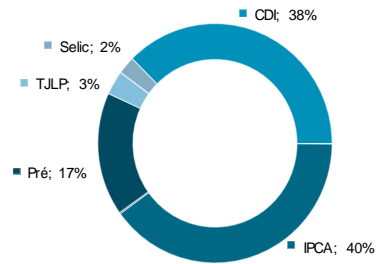
Dívida Líquida (R\$ Mil) e Alavancagem (Veze)
Evolução 1T18 - 1T19



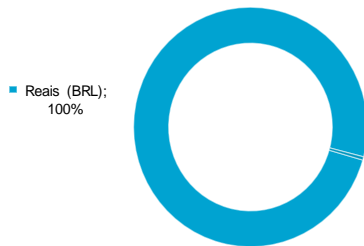
Abertura da Dívida Bruta - CP e LP
Posição Final em Mar/19



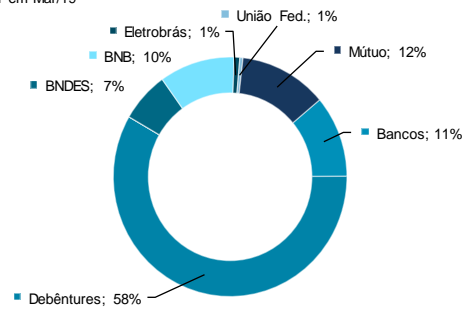
Abertura da Dívida Bruta - Indexadores
Posição Final em Mar/19



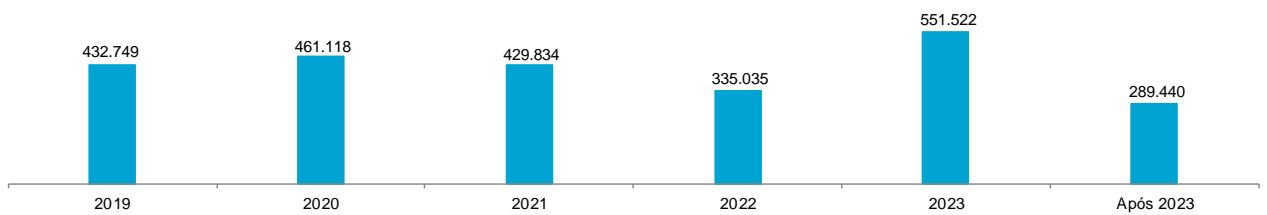
Abertura da Dívida Bruta - Moedas
Posição Final em Mar/19



Abertura da Dívida Bruta - Credor
Posição Final em Mar/19



Curva de Amortização (R\$ Mil)
Posição Final em Mar/19



Investimentos

INVESTIMENTOS (R\$ MIL)*

	1T19	1T18	Var. %	4T18	Var. % (1)
Novas Conexões	107.621	89.288	20,5%	96.580	11,4%
Rede	22.447	24.362	-7,9%	79.338	-71,7%
Combate às Perdas	10.008	6.128	63,3%	20.422	-51,0%
Qualidade do Sistema Elétrico	7.551	9.597	-21,3%	41.321	-81,7%
Adequação à carga	4.888	8.637	-43,4%	17.595	-72,2%
Outros	27.723	13.088	>100,0%	38.027	-27,1%
Varição de Estoque	1.391	24.898	-94,4%	11.624	-88,0%
Total Investido	159.181	151.636	5,0%	225.569	-29,4%
Aportes/ Subsídios	5.556	(8.045)	<-100,0%	(7.117)	<-100,0%
Investimento Líquido	164.738	143.591	14,7%	218.452	-24,6%

(1) Variação entre 1T19 e 4T18;

5

OUTROS TEMAS RELEVANTES

Bandeiras Tarifárias vigentes até 31 de março de 2019

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.

De 01/02/2016 à 31/01/2017 - A tarifa sofre acréscimo de R\$ 1,50 para cada 100 quilowatt-hora (kWh) consumidos;

De 01/02/2017 a 30/04/2018 - A tarifa sofre acréscimo de R\$ 2,00 para cada 100 quilowatt-hora (kWh) consumidos (REH 2.203/2017);

A partir de 01/05/2018 - A tarifa sofre redução e fica estipulada em R\$ 1,00 para cada 100 quilowatt-hora (kWh) consumidos (REH 2.392/2018).

Bandeira vermelha: condições mais custosas de geração.

Até 28/02/2015 - A tarifa sofre acréscimo de R\$ 3,00 para cada 100 kWh consumidos;

De 01/03 até 31/08/2015 - A tarifa sofre acréscimo de R\$ 5,50 para cada 100 kWh consumidos;

De 01/09/2015 à 31/01/2016 - A tarifa sofre acréscimo de R\$ 4,50 para cada 100 kWh consumidos;

De 01/02/2016 à 31/01/2017 - A tarifa passou a ter dois patamares de acréscimo (R\$ 3,00 ou R\$ 4,50 para cada 100 kWh consumidos);

De 01/02/2017 à 31/10/2017 - A tarifa dos dois patamares passou a ser R\$ 3,00 (patamar 1) e R\$ 3,50 (patamar 2) para cada 100 kWh consumidos (REH 2.203/2017)

De 01/11/2017 a 30/04/2018 - A tarifa da bandeira patamar 2 passou a ser R\$ 5,00 para cada 100 kWh consumidos (Audiência Pública 061/2017);

A partir de 01/05/2018 - A tarifa a dos dois patamares ficaram assim: R\$ 3,00 (patamar 1) e R\$ 5,00 (patamar 2) para cada 100 kWh consumidos (REH 2.392/2018).

As bandeiras tarifárias que vigoraram até abril de 2019, reflexo das condições hidrológicas, estão demonstradas a seguir:

2018	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez
Bandeira Tarifária												
	Verde	Verde	Verde	Verde	Amarela	Vermelha 2	Vermelha 2	Vermelha 2	Vermelha 2	Vermelha 2	Amarela	Verde
PLD gatilho - R\$/MWh	189,63	157,28	184,91	40,16	193,36	425,01	505,18	505,18	490,74	377,47	140,51	56,74

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

2019	Jan	Fev	Mar	Abr
Bandeira Tarifária				
	Verde	Verde	Verde	Verde
PLD gatilho - R\$/MWh	116,53	283,16	286,02	167,83

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

* Valores não auditados pelos auditores independentes

Preço-Teto do Preço de Liquidação das Diferenças (PLD)

Em 13 de dezembro de 2016, a Resolução Homologatória n.º 2.190 da Aneel definiu os valores limites do PLD de 2017. O PLD máximo foi fixado em R\$ 533,82/MWh e o valor mínimo em R\$ 33,68/MWh. Esses limites passaram a vigorar em 1º de janeiro de 2017.

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.

Revisão Tarifária 2019

A Aneel aprovou a revisão tarifária da Enel Distribuição Ceará por meio da resolução Nº 2.530, de abril/19. As tarifas foram reajustadas, em média, em 8,22% para todos os clientes da distribuidora. Para os consumidores de baixa tensão, em sua maioria clientes residenciais, o reajuste foi de 8,35%. Já para os clientes que se conectam em média e alta tensão, o aumento foi, em média, de 7,87%.

Reajuste Tarifário Anual

De acordo com seu contrato de concessão, a Companhia teve o reajuste tarifário anual em 18 de abril de 2018. O reajuste tarifário médio foi de 4,96%, conforme homologado na Resolução Homologatória n.º 2.383, de 17 de abril de 2018, com vigência até 21 de abril de 2019. Para os consumidores de baixa tensão, o aumento foi em torno de 3,80%. Já para os clientes de média e alta tensão, o reajuste foi em média de 7,96%.

ANEXO 1: DEMONSTRATIVO DE RESULTADOS (IFRS)

DEMONSTRATIVO DE RESULTADO (R\$ MIL)

	1T19	1T18	Var. %	4T18	Var. % (1)
Receita Operacional Bruta	1.809.907	1.569.574	15,3%	2.059.020	-12,1%
Fornecimento de Energia Elétrica	1.356.787	1.303.221	4,1%	1.502.871	-9,7%
Ativos e passivos financeiros setoriais	34.593	(56.138)	<-100,0%	(41.592)	<-100,0%
Subvenção Baixa Renda	43.838	51.201	-14,4%	50.255	-12,8%
Subvenção CDE - Desconto Tarifário	64.406	63.465	1,5%	64.240	0,3%
Receita de uso da rede elétrica - consumidores livres - revenda	96.078	47.139	>100,0%	102.164	-6,0%
Receita de Construção	168.517	141.685	18,9%	234.917	-28,3%
Outras Receitas	45.688	19.001	>100,0%	146.165	-68,7%
Deduções da Receita	(615.089)	(544.314)	13,0%	(669.158)	-8,1%
ICMS	(349.365)	(311.051)	12,3%	(379.421)	-7,9%
COFINS	(127.172)	(107.519)	18,3%	(136.169)	-6,6%
PIS	(27.610)	(23.343)	18,3%	(29.563)	-6,6%
P&D	(10.030)	(8.669)	15,7%	(11.358)	-11,7%
Encargo Setorial CDE	(99.066)	(91.929)	7,8%	(110.797)	-10,6%
Outros impostos e contribuições a receita	(1.846)	(1.803)	2,4%	(1.850)	-0,2%
Receita Operacional Líquida	1.194.818	1.025.260	16,5%	1.389.862	-14,0%
Custo do Serviço / Despesa Operacional	(1.166.289)	(903.131)	29,1%	(1.220.305)	-4,4%
Custos e despesas não gerenciáveis	(763.851)	(560.177)	36,4%	(774.754)	-1,4%
Energia elétrica comprada para revenda	(703.642)	(489.310)	43,8%	(679.804)	3,5%
Encargos do uso do sistema de transmissão	(60.209)	(70.867)	-15,0%	(94.950)	-36,6%
Custos e despesas gerenciáveis	(402.438)	(342.954)	17,3%	(445.551)	-9,7%
Pessoal	(45.501)	(46.612)	-2,4%	(38.960)	16,8%
Material e Serviços de Terceiros	(88.050)	(84.808)	3,8%	(98.865)	-10,9%
Depreciação e Amortização	(58.116)	(48.448)	20,0%	(56.128)	3,5%
Custos de Desativação de Bens	(5.011)	(4.665)	7,4%	(14.536)	-65,5%
Prov. para Créditos de Liquidação Duvidosa	(21.451)	(11.735)	82,8%	(12.917)	66,1%
Custo de Construção	(168.517)	(141.685)	18,9%	(234.917)	-28,3%
Provisão para riscos fiscais, cíveis e trabalhistas	(18.847)	(917)	>100,0%	13.618	<-100,0%
Receita de multas por impuntualidade de clientes	12.697	11.852	7,1%	13.401	-5,3%
Outras Despesas Operacionais	(9.642)	(15.936)	-39,5%	(16.247)	-40,7%
EBITDA (3)	86.645	170.577	-49,2%	225.685	-61,6%
Margem EBITDA	7,25%	16,64%	-9,39 p.p	16,24%	-8,99 p.p
Margem EBITDA ex- Receita de Construção	8,44%	19,31%	-10,87 p.p	19,54%	-11,10 p.p
Resultado do Serviço (EBIT)	28.529	122.129	-76,6%	169.557	-83,2%
Resultado Financeiro	(17.705)	(12.657)	39,9%	(16.306)	8,6%
Receita Financeira	39.605	29.421	34,6%	28.618	38,4%
Renda de aplicação financeira	2.123	1.102	92,6%	1.339	58,6%
Juros e atualização monetária sobre impuntualidade de clientes	7.618	8.222	-7,3%	7.972	-4,4%
Receita de ativo indenizável	25.663	14.390	78,3%	8.205	>100,0%
Variação monetária de ativos e passivos setoriais	-	2.522	-100,0%	(137)	-100,0%
Variações monetárias de dívida	836	431	94,0%	(62)	<-100,0%
Instrumento financeiro derivativo - hedge/swap	1.991	-	-	7.935	-74,9%
Outras receitas financeiras	1.374	2.754	-50,1%	3.366	-59,2%
Despesas financeiras	(57.310)	(42.078)	36,2%	(44.924)	27,6%
Variações monetárias de Dívida	(6.022)	(4.564)	31,9%	4.282	<-100,0%
Encargos de Dívidas	(28.177)	(22.148)	27,2%	(13.197)	>100,0%
Encargos fundo de pensão	(2.267)	(2.087)	8,6%	(2.087)	8,6%
Variação monetária de ativos e passivos setoriais	(580)	-	-	-	-
Atualização de provisão para riscos tributários, cíveis e trabalhistas	(4.019)	(4.827)	-16,7%	(5.106)	-21,3%
Atualização de Impostos, P&D/PEE	(3.592)	(1.863)	92,8%	(312)	>100,0%
Outras Multas	(109)	(848)	-87,1%	(53)	>100,0%
Instrumento financeiro derivativo - hedge/swap	(2.327)	-	-	(8.581)	-72,9%
Outras despesas financeiras	(10.217)	(5.741)	78,0%	(19.870)	-48,6%
Lucro Antes dos Tributos e Participações	10.824	109.472	-90,1%	153.251	-92,9%
Tributos e Outros	(3.814)	(24.085)	-84,2%	(24.428)	-84,4%
IR e CSLL	(2.403)	(38.357)	-93,7%	(51.929)	-95,4%
Incentivo Fiscal SUDENE	-	15.814	-100,0%	29.043	-100,0%
Amortização do Ágio e Reversão da Provisão	(1.411)	(1.542)	-8,5%	(1.542)	-8,5%
Lucro Líquido do Período	7.010	85.387	-91,8%	128.823	-94,6%
Margem Líquida	0,59%	8,33%	-7,74 p.p	9,27%	-8,68 p.p
Margem Líquida ex- Receita de Construção	0,68%	9,66%	-8,98 p.p	11,15%	-10,47 p.p
Lucro por Ação (R\$/ação)	0,0900	1,0967	-91,8%	1,6546	-94,6%

(1) Variação entre 1T19 e 4T18;

(3) EBITDA: Resultado do Serviço + Depreciações e Amortizações

7 ANEXO 2: BALANÇOS PATRIMONIAIS (IFRS)

BALANÇOS PATRIMONIAIS

ATIVOS	1T19	2018
CIRCULANTE		
Caixa e equivalente de caixa	548.992	95.835
Títulos e valores mobiliários	65.350	67.980
Consumidores e outras contas a receber	965.811	962.351
Ativos financeiros setoriais	318.007	201.567
Subvenção CDE - desconto tarifário	346.811	349.452
Tributos a compensar	84.216	78.995
Serviço em curso	58.306	20.789
Instrumentos financeiros derivativos - swap	272	337
Outros créditos	80.011	104.050
Total do ativo circulante	2.467.776	1.881.356
NÃO CIRCULANTE		
Consumidores e outras contas a receber	13.869	12.291
Depósitos vinculados a litígios	42.566	41.357
Cauções e depósitos	20.147	38.564
Tributos a compensar	76.849	79.988
Serviços em curso	10.139	42.072
Tributos diferidos	49.802	48.029
Benefício fiscal	34.920	36.331
Instrumentos financeiros derivativos - swap	-	-
Outros créditos	194	194
Ativo indenizável (concessão)	1.941.313	1.888.440
Imobilizado	62.575	46.492
Intangível	1.976.490	2.014.986
Ativos contratuais	478.683	360.061
Total do ativo não circulante	4.707.547	4.608.805
TOTAL DOS ATIVOS	7.175.323	6.490.161
PASSIVO		
CIRCULANTE		
Fornecedores	652.399	702.597
Empréstimos e financiamentos	669.157	673.973
Obrigações por arrendamentos	10.163	-
Debêntures	16.076	1.761
Salários, provisões e encargos sociais	59.633	53.088
Obrigações fiscais	113.965	128.901
Dividendos a pagar	73.356	73.357
Taxas regulamentares	352.147	377.012
Benefícios pós-emprego	1.532	2.377
Instrumentos financeiros derivativos - swap	386	251
Outras obrigações	41.254	45.113
Total do passivo circulante	1.990.068	2.058.430
NÃO CIRCULANTE		
Fornecedores	5	-
Empréstimos e financiamentos	382.295	401.243
Obrigações por arrendamentos	8.873	-
Debêntures	1.460.689	811.380
Passivos financeiros setoriais	89.437	7.010
Obrigações fiscais	7.617	8.197
Taxas regulamentares	75.137	68.464
Benefícios pós-emprego	110.629	112.102
Instrumentos financeiros derivativos - swap	-	-
Provisões para riscos tributários, cíveis e trabalhistas	180.677	160.406
Outras obrigações	290	289
Total do passivo não circulante	2.315.649	1.569.091
PATRIMÔNIO LÍQUIDO		
Capital social	741.046	741.046
Reserva de capital	358.671	358.671
Reserva de lucros	1.762.701	1.689.900
Outros resultados abrangentes	178	222
Lucros Acumulados	7.010	-
Proposta de distribuição de dividendos adicionais	-	72.801
Total do patrimônio líquido	2.869.606	2.862.640
TOTAL DO PATRIMÔNIO LÍQUIDO E PASSIVOS	7.175.323	6.490.161

* Valores não auditados pelos auditores independentes