

Divulgação de Resultados

Earnings Release 3T19

Enel Distribuição Ceará

Companhia Energética do Ceará

25 de outubro 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, 25 de outubro 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 terceiro trimestre e dos nove primeiros meses de 2019 (3T19 e 9M19). As informações financeiras e operacionais a seguir, exceto quando indicado de outra forma, são apresentadas de acordo com a legislação brasileira aplicável e vigente.

DESTAQUES

DESTAQUES DO PERÍODO

	3T19	3T18	Var. %	2T19	Var. % (1)	9M19	9M18	Var. % (2)
Volume de Energia - Venda e Transporte (GWh)*	2.985	2.953	1,1%	2.949	1,2%	8.918	8.674	2,8%
Receita Bruta (R\$ mil)	1.968.643	2.007.603	-1,9%	1.889.502	4,2%	5.668.052	5.451.303	4,0%
Receita Líquida (R\$ mil)	1.339.107	1.374.268	-2,6%	1.280.546	4,6%	3.814.471	3.712.382	2,7%
EBITDA (3) (R\$ mil)*	204.468	171.712	19,1%	201.671	1,4%	492.784	497.197	-0,9%
Margem EBITDA (%)*	15,27%	12,49%	2,78 p.p	15,75%	-0,48 p.p	12,92%	13,39%	-0,47 p.p
Margem EBITDA ex-Receita de Construção*	17,80%	15,99%	1,81 p.p	18,05%	-0,25 p.p	14,97%	16,24%	-1,27 p.p
EBIT (4) (R\$ mil)*	142.581	120.683	18,1%	137.819	3,5%	308.929	348.296	-11,3%
Margem EBIT (%)*	10,65%	8,78%	1,87 p.p	10,76%	-0,11 p.p	8,10%	9,38%	-1,28 p.p
Lucro Líquido (R\$ mil)	69.356	69.268	0,1%	122.955	-43,6%	199.321	235.697	-15,4%
Margem Líquida	5,18%	5,04%	0,14 p.p	9,60%	-4,42 p.p	5,23%	6,35%	-1,12 p.p
Margem Líquida ex-Receita de Construção	6,04%	6,45%	-0,41 p.p	11,00%	-4,96 p.p	6,05%	7,70%	-1,65 p.p
CAPEX (R\$ mil)*	189.200	311.190	-39,2%	173.220	9,2%	521.599	653.469	-20,2%
DEC (12 meses)*	14,08	9,39	49,9%	13,69	2,8%	14,08	9,39	49,9%
FEC (12 meses)*	5,74	5,41	6,1%	5,42	5,9%	5,74	5,41	6,1%
Índice de Arrecadação (12 meses)*	96,78%	99,51%	-2,73 p.p	98,83%	-2,05 p.p	96,78%	99,51%	-2,73 p.p
Perdas de Energia (12 meses)*	13,92%	14,39%	-0,47 p.p	13,83%	0,09 p.p	13,92%	14,39%	-0,47 p.p
Nº de Consumidores Totais*	3.883.072	4.103.701	-5,4%	4.178.234	-7,1%	3.883.072	4.103.701	-5,4%
Nº de Colaboradores (Próprios)*	1.126	1.109	1,5%	1.120	0,5%	1.126	1.109	1,5%
MWh/Colaboradores Próprios e Terceiros*	333	349	-4,6%	327	1,8%	995	1.024	-2,8%
PMSO (5)/Consumidor*	42,44	36,97	14,8%	43,96	-3,5%	137,00	115,99	18,1%
Consumidor/Colaboradores Próprios e Terceiros*	433	484	-10,5%	463	-6,5%	433	484	-10,5%
Número Total de Colaboradores - Próprios e Terceiros	8.966	8.474	5,8%	9.026	-0,7%	8.966	8.474	5,8%

(1) Variação entre 3T19 e 2T19; (2) Variação entre 9M19 e 9M18.

(3) EBITDA: EBIT + Depreciações e Amortizações, (4) EBIT: Resultado do Serviço e (5) PM SO: Pessoal, Material, Serviços e Outros

PERFIL CORPORATIVO

Área de Concessão

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

DADOS GERAIS*

	3T19	3T18	Var. %
Área de Concessão (km ²)	148.921	148.921	-
Municípios (Qte.)	184	184	-
Habitantes (Qte.) (1)	9.106.007	9.052.421	0,6%
Consumidores (Unid.)	3.883.072	4.103.701	-5,4%
Linhas de Distribuição (Km)	146.457	142.390	2,9%
Linhas de Transmissão (Km)	5.286	5.145	2,7%
Subestações (Unid.)	118	114	3,5%
Volume de Energia 12 meses (GWh)	12.041	11.680	3,1%
Marketshare no Brasil - Nº de Clientes (2)	4,28%	4,27%	0,01 p.p
Marketshare no Brasil - Volume de Energia (3)	2,52%	2,47%	0,05 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 ABRADÉE

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



Estrutura de Controle e Organograma Societário Simplificado

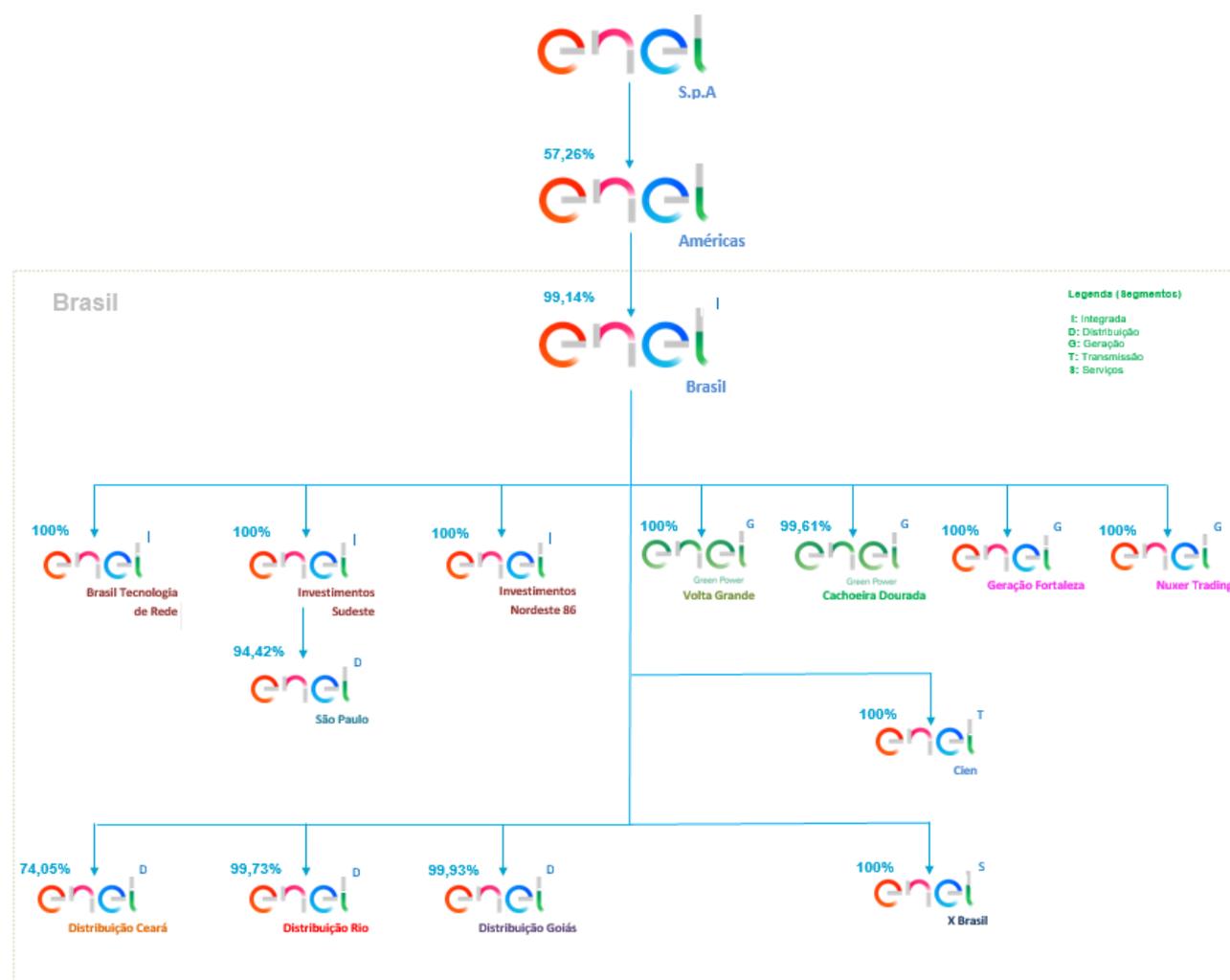
A Enel Distribuição Ceará é uma sociedade anônima de capital aberto.

ESTRUTURA DE CONTROLE (EM 30/09/2019)

	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%
Onyx Latin América Equity Fund	-	-	1.687.600	-	1.687.600	5,67%	1.687.600	2,17%
Una Capital Ltda.	-	-	1.439.776	-	1.439.776	4,83%	1.439.776	1,85%
Fundos de Pensão	919.403	1,91%	25.655	-	25.655	0,09%	945.058	1,21%
Fundos e Clubes de Investimentos	-	-	8.190.416	-	8.190.416	27,50%	8.190.416	10,52%
Outros	84.289	0,18%	2.353.491	3.097	2.356.588	7,90%	2.440.877	3,14%
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 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)*

	3T19	3T18	Var. %	2T19	Var. % (1)	9M19	9M18	Var. % (2)
Ordinárias - ON (COCE3)	49,00	44,00	11,4%	50,00	-2,0%	49,00	44,00	11,4%
Preferenciais A - PNA (COCE5)	60,01	42,55	41,0%	59,00	1,7%	60,01	42,55	41,0%

(1) Variação entre 3T19 e 2T19; (2) Variação entre 9M19 e 9M18.

variação sem ajuste por proventos

3 DESEMPENHO OPERACIONAL

Mercado de Energia

Crescimento de Mercado

NÚMERO DE CONSUMIDORES (UNIDADES)*

	3T19	3T18	Var. %	2T19	Var. % (1)	9M19	9M18	Var. % (2)
Mercado Cativo	3.618.106	3.518.381	2,8%	3.568.972	1,4%	3.618.106	3.518.381	2,8%
Residencial - Convencional	2.010.162	1.855.494	8,3%	1.993.770	0,8%	2.010.162	1.855.494	8,3%
Residencial - Baixa Renda	846.535	908.799	-6,9%	813.726	4,0%	846.535	908.799	-6,9%
Industrial	5.614	5.662	-0,8%	5.639	-0,4%	5.614	5.662	-0,8%
Comercial	164.717	171.756	-4,1%	164.371	0,2%	164.717	171.756	-4,1%
Rural	546.722	528.657	3,4%	543.194	0,6%	546.722	528.657	3,4%
Setor Público	44.356	48.013	-7,6%	48.272	-8,1%	44.356	48.013	-7,6%
Cientes Livres	317	252	25,8%	297	6,7%	317	252	25,8%
Industrial	117	101	15,8%	113	3,5%	117	101	15,8%
Comercial	191	143	33,6%	176	8,5%	191	143	33,6%
Rural	9	8	12,5%	8	12,5%	9	8	12,5%
Revenda	2	2	-	2	-	2	2	-
Consumo Próprio	310	340	-8,8%	305	1,6%	310	340	-8,8%
Subtotal - Consumidores Efetivos Faturados	3.618.735	3.518.975	2,8%	3.569.576	1,4%	3.618.735	3.518.975	2,8%
Consumidores Ativos Não Faturados	264.337	584.726	-54,8%	608.658	-56,6%	264.337	584.726	-54,8%
Total - Número de Consumidores	3.883.072	4.103.701	-5,4%	4.178.234	-7,1%	3.883.072	4.103.701	-5,4%

(1) Variação entre 3T19 e 2T19; (2) Variação entre 9M19 e 9M18.

A Companhia encerrou o 3T19 com um incremento de 2,8% em relação à quantidade de consumidores efetivos faturados registrado no 3T18. O acréscimo observado entre os períodos analisados está concentrado nas classes residencial (convencional e baixa renda) e rural, com mais 92.404 e 18.065 novos consumidores*, respectivamente.

Em julho de 2019, a companhia realizou a migração de suas operações comerciais para um novo sistema. Para esta implantação, foi realizada a atualização cadastral dos clientes, conforme disposições regulatórias. A redução de 54,8% no número de consumidores não faturados, e de 5,4% na base total de clientes (menos 220.629 clientes em relação ao 3T18) reflete essa atualização cadastral. Os clientes que ainda não atualizaram seu cadastro foram temporariamente desativados até posterior regularização.

Nos últimos 12 meses, os investimentos para conexão de novos clientes à rede da Companhia totalizaram o montante de R\$ 407 milhões*.

Venda de Energia na Área de Concessão

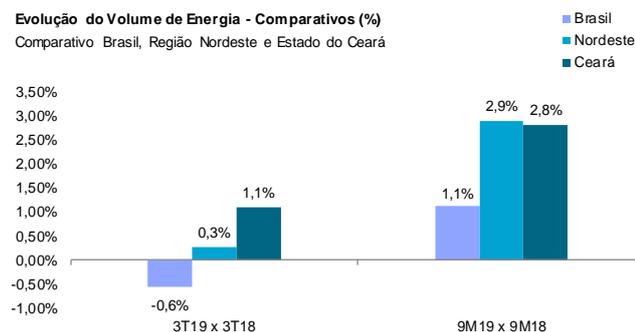
VENDA E TRANSPORTE DE ENERGIA (GWH)*

	3T19	3T18	Var. %	2T19	Var. % (1)	9M19	9M18	Var. % (2)
Mercado Cativo	2.422	2.424	-0,1%	2.401	0,9%	7.288	7.173	1,6%
Cientes Livres	559	527	6,1%	545	2,6%	1.622	1.493	8,6%
Revenda	3	3	-	2	50,0%	8	8	-
Total - Venda e Transporte de Energia	2.985	2.953	1,1%	2.949	1,2%	8.918	8.674	2,8%

(1) Variação entre 3T19 e 2T19; (2) Variação entre 9M19 e 9M18.

Evolução do Volume de Energia - Comparativos (%)

Comparativo Brasil, Região Nordeste e Estado do Ceará



Mercado Cativo

VENDA DE ENERGIA NO MERCADO CATIVO (GWH)*

	3T19	3T18	Var. %	2T19	Var. % (1)	9M19	9M18	Var. % (2)
Residencial - Convencional	843	798	5,6%	872	-3,3%	2.603	2.411	8,0%
Residencial - Baixa Renda	252	279	-9,7%	255	-1,2%	765	804	-4,9%
Industrial	169	179	-5,6%	156	8,3%	486	523	-7,1%
Comercial	480	478	0,4%	473	1,5%	1.439	1.426	0,9%
Rural	327	317	3,2%	261	25,3%	884	894	-1,1%
Setor Público	351	372	-5,6%	384	-8,6%	1.111	1.115	-0,4%
Total - Venda de Energia no Mercado Cativo	2.422	2.424	-0,1%	2.401	0,9%	7.288	7.173	1,6%

(1) Variação entre 3T19 e 2T19; (2) Variação entre 9M19 e 9M18.

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

	3T19	3T18	Var. %	2T19	Var. % (1)	9M19	9M18	Var. % (2)
Residencial - Convencional	419	430	-2,6%	437	-4,1%	1.295	1.299	-0,3%
Residencial - Baixa Renda	298	307	-2,9%	314	-5,1%	904	885	2,1%
Industrial	30.168	31.660	-4,7%	27.728	8,8%	86.515	92.392	-6,4%
Comercial	2.913	2.781	4,7%	2.877	1,3%	8.734	8.304	5,2%
Rural	598	600	-0,3%	480	24,6%	1.617	1.692	-4,4%
Setor Público	7.912	7.753	2,1%	7.947	-0,4%	25.046	23.232	7,8%
Total - Venda per Capita no Mercado Cativo	670	689	-2,8%	673	-0,4%	2.014	2.039	-1,2%

(1) Variação entre 3T19 e 2T19; (2) Variação entre 9M19 e 9M18.

A variação observada acima (3T19 x 3T18), é explicada principalmente, pela redução de consumo per capita dos clientes industriais devido, principalmente, a migração para o mercado livre de consumidores industriais com um padrão de consumo superior à média dos consumidores industriais que permaneceram no mercado cativo.

Clientes Livres

TRANSPORTE DE ENERGIA PARA OS CLIENTES LIVRES (GWH)*

	3T19	3T18	Var. %	2T19	Var. % (1)	9M19	9M18	Var. % (2)
Industrial	438	424	3,3%	427	2,6%	1.270	1.190	6,7%
Comercial	117	99	18,2%	114	2,6%	340	293	16,0%
Rural	4	4	-	4	-	12	10	20,0%
Total - Transporte de Energia para os Clientes Livres*	559	527	6,1%	545	2,6%	1.622	1.493	8,6%

(1) Variação entre 3T19 e 2T19; (2) Variação entre 9M19 e 9M18.

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

	3T19	3T18	Var. %	2T19	Var. % (1)	9M19	9M18	Var. % (2)
Industrial	3.744	4.202	-10,9%	3.777	-0,9%	10.856	11.782	-7,9%
Comercial	614	693	-11,4%	649	-5,4%	1.778	2.051	-13,3%
Rural	448	461	-2,8%	473	-5,3%	1.284	1.303	-1,5%
Média - Transporte per capita p/ Clientes Livres*	1.765	2.092	-15,6%	1.834	-3,8%	5.118	5.924	-13,6%

(1) Variação entre 3T19 e 2T19; (2) Variação entre 9M19 e 9M18.

A redução no transporte de energia per capita aos clientes livres no 3T19 em relação ao 3T18 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 3T18.

Compra de Energia

COMPRA DE ENERGIA (GWH)*

	3T19	3T18	Var. %	2T19	Var. % (1)	9M19	9M18	Var. % (2)
Central Geradora Termelétrica Fortaleza - CGTF	678	678	-	671	1,0%	2.012	2.012	-
Centrais Elétricas - FURNAS	222	221	0,5%	210	5,7%	636	647	-1,7%
Companhia Hidroelétrica do São Francisco - CHESF	323	306	5,6%	299	8,0%	914	898	1,8%
Companhia Energética de São Paulo - CESP	18	17	5,9%	16	12,5%	50	50	-
Petróleo Brasileiro S/A - Petrobrás	250	249	0,4%	247	1,2%	741	740	0,1%
Eletronorte	20	24	-16,7%	21	-4,8%	61	72	-15,3%
COPEL	31	25	24,0%	29	6,9%	88	71	23,9%
CEMIG	31	8	>100,0%	29	6,9%	88	116	-24,1%
Tractebel Energia S.A	67	67	-	63	6,3%	192	197	-2,5%
Eletrobras Termonuclear S/A - Eletronuclear	98	95	3,2%	97	1,0%	291	283	2,8%
PROINFA	62	61	1,6%	57	8,8%	174	175	-0,6%
Outros	1.498	1.511	-0,9%	1.379	8,6%	4.286	4.201	2,0%
Total - Compra de Energia s/ CCEE	3.298	3.263	1,1%	3.118	5,8%	9.532	9.462	0,7%
Liquidação na CCEE	(246)	(234)	5,1%	(161)	52,8%	(580)	(641)	-9,5%
Total - Compra de Energia	3.052	3.029	0,8%	2.957	3,2%	8.952	8.821	1,5%
Energia Distribuída								
Wobben e Energyworts	3	2	50,0%	1	>100,0%	4	4	-
Total - Compra de Energia c/ Energia Distribuída	3.055	3.031	0,8%	2.958	3,3%	8.957	8.826	1,5%

(1) Variação entre 3T19 e 2T19; (2) Variação entre 9M19 e 9M18.

Balanço de Energia

BALANÇO DE ENERGIA*

	3T19	3T18	Var. %	2T19	Var. % (1)	9M19	9M18	Var. % (2)
Energia requerida (GWh)	3.551	3.501	1,4%	3.422	3,8%	10.354	10.121	2,3%
Energia distribuída (GWh)	2.988	2.957	1,0%	2.951	1,3%	8.929	8.685	2,8%
Residencial - Convencional	843	798	5,6%	872	-3,3%	2.603	2.411	8,0%
Residencial - Baixa Renda	252	279	-9,7%	255	-1,2%	765	804	-4,9%
Industrial	169	179	-5,6%	156	8,3%	486	523	-7,1%
Comercial	480	478	0,4%	473	1,5%	1.439	1.426	0,9%
Rural	327	317	3,2%	261	25,3%	884	894	-1,1%
Setor Público	351	372	-5,6%	384	-8,6%	1.111	1.115	-0,4%
Clientes Livres	559	527	6,1%	545	2,6%	1.622	1.493	8,6%
Revenda	3	3	-	2	50,0%	8	8	-
Consumo Próprio	4	3	33,3%	4	-	11	11	-
Perdas na Distribuição - Sistema Coelce (GWh)	563	544	3,5%	471	19,5%	1.425	1.435	-0,7%
Perdas na Distribuição - Sistema Coelce (%)	15,86%	15,54%	0,32 p.p	13,75%	2,11 p.p	13,76%	14,18%	-0,42 p.p

(1) Variação entre 3T19 e 2T19; (2) Variação entre 9M19 e 9M18.

Indicadores Operacionais

INDICADORES OPERACIONAIS E DE PRODUTIVIDADE*

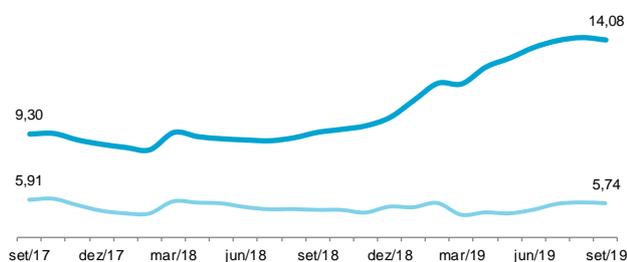
	3T19	3T18	Var. %	2T19	Var. % (1)	9M19	9M18	Var. % (2)
DEC 12 meses (horas)	14,08	9,39	49,9%	13,69	2,8%	14,08	9,39	49,9%
FEC 12 meses (vezes)	5,74	5,41	6,1%	5,42	5,9%	5,74	5,41	6,1%
Perdas de Energia 12 meses (%)	13,92%	14,39%	-0,47 p.p	13,83%	0,09 p.p	13,92%	14,39%	-0,47 p.p
Índice de Arrecadação 12 meses (%)	96,78%	99,51%	-2,73 p.p	98,83%	-2,05 p.p	96,78%	99,51%	-2,73 p.p
MWh/Colaboradores Próprios e Terceiros*	333	349	-4,6%	327	1,8%	995	1.024	-2,8%
Consumidor/Colaboradores Próprios e Terceiros*	433	484	-10,6%	463	-6,4%	433	484	-10,6%
PMSO (3)/Consumidor	42,44	36,97	14,8%	43,96	-3,5%	137,00	115,99	18,1%
Número Total de Colaboradores - Próprios e Terceiros	8.966	8.474	5,8%	9.026	-0,7%	8.966	8.474	5,8%

(1) Variação entre 3T19 e 2T19; (2) Variação entre 9M19 e 9M18.

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

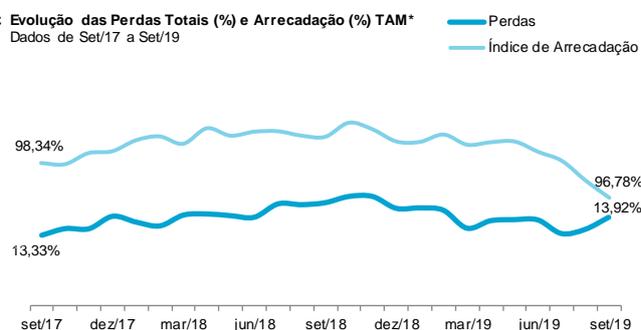
Evolução do DEC (Horas) e FEC (Vezes) TAM*

Dados de Set/17 a Set/19



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

Dados de Set/17 a Set/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 3T19 comparado ao 3T18, devido, principalmente, a: (i) onda de ataques criminosos ocorridos em janeiro/19 e setembro/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 primeiros meses do ano também impactaram os indicadores de qualidade.

A Enel Distribuição Ceará investiu R\$ 112 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 13,92%* no 3T19, uma redução de 0,47 p.p. em relação às perdas registradas no 3T18, de 14,39%*. Esta redução reflete os resultados do plano de combate aos furtos de energia, implantado em 2018.

Nos últimos 12 meses, foram investidos R\$ 56 milhões* no combate às perdas.

* Valores não auditados pelos auditores independentes

4 DESEMPENHO ECONÔMICO - FINANCEIRO

Resultado

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

	3T19	3T18	Var. %	2T19	Var. % (1)	9M19	9M18	Var. % (2)
Receita Operacional Bruta	1.968.643	2.007.603	-1,9%	1.889.502	4,2%	5.668.052	5.451.303	4,0%
Deduções à Receita Operacional	(629.536)	(633.335)	-0,6%	(608.956)	3,4%	(1.853.581)	(1.738.921)	6,6%
Receita Operacional Líquida	1.339.107	1.374.268	-2,6%	1.280.546	4,6%	3.814.471	3.712.382	2,7%
Custos do Serviço e Despesas Operacionais	(1.196.526)	(1.253.585)	-4,6%	(1.142.727)	4,7%	(3.505.542)	(3.364.086)	4,2%
EBITDA(3)*	204.468	171.712	19,1%	201.671	1,4%	492.784	497.197	-0,9%
Margem EBITDA*	15,27%	12,49%	2,78 p.p	15,75%	-0,48 p.p	12,92%	13,39%	-0,47 p.p
Margem EBITDA ex- Receita de Construção*	17,80%	15,99%	1,81 p.p	18,05%	-0,25 p.p	14,97%	16,24%	-1,27 p.p
EBIT(4)*	142.581	120.683	18,1%	137.819	3,5%	308.929	348.296	-11,3%
Margem EBIT*	10,65%	8,78%	1,87 p.p	10,76%	-0,11 p.p	8,10%	9,38%	-1,28 p.p
Resultado Financeiro	(40.023)	(35.021)	14,3%	(6.493)	>100,0%	(64.221)	(47.237)	36,0%
Imposto de Renda, Contribuição Social e Outros	(33.202)	(16.394)	>100,0%	(8.371)	>100,0%	(45.387)	(65.362)	-30,6%
Lucro Líquido	69.356	69.268	0,1%	122.955	-43,6%	199.321	235.697	-15,4%
Margem Líquida	5,18%	5,04%	0,14 p.p	9,60%	-4,42 p.p	5,23%	6,35%	-1,12 p.p
Margem Líquida ex- Receita de Construção	6,04%	6,45%	-0,41 p.p	11,00%	-4,96 p.p	6,05%	7,70%	-1,65 p.p
Lucro por Ação (R\$/ação)	0,89	0,89	0,1%	1,58	-43,6%	2,56	3,03	-15,4%

(1) Variação entre 3T19 e 2T19; (2) Variação entre 9M19 e 9M18.

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

Receita Operacional Bruta

RECEITA OPERACIONAL BRUTA (R\$ MIL)

	3T19	3T18	Var. %	2T19	Var. % (1)	9M19	9M18	Var. % (2)
Fornecimento de Energia Elétrica	1.523.107	1.387.615	9,8%	1.461.737	4,2%	4.341.631	4.058.891	7,0%
Subsídio Baixa Renda	51.777	54.137	-4,4%	45.722	13,2%	141.337	159.847	-11,6%
Subvenção CDE - Desconto Tarifário	59.730	66.686	-10,4%	55.915	6,8%	180.051	186.243	-3,3%
Fornecimento de Energia Elétrica - Mercado Cativo	1.634.614	1.508.438	8,4%	1.563.374	4,6%	4.663.019	4.404.981	5,9%
Ativos e passivos financeiros setoriais	(15.886)	41.245	<-100,0%	(6.276)	>100,0%	12.431	103.317	-88,0%
Receita de uso da rede elétrica - consumidores livres - revenda	101.910	77.715	31,1%	108.516	-6,1%	306.504	177.558	72,6%
Receita de Construção	190.676	300.170	-36,5%	163.261	16,8%	522.454	651.053	-19,8%
Outras Receitas	57.329	80.035	-28,4%	60.627	-5,4%	163.644	114.394	43,1%
Total - Receita Operacional Bruta	1.968.643	2.007.603	-1,9%	1.889.502	4,2%	5.668.052	5.451.303	4,0%

(1) Variação entre 3T19 e 2T19; (2) Variação entre 9M19 e 9M18.

A receita operacional bruta da Enel Distribuição Ceará apresentou uma redução de 1,9% no 3T19 em relação ao 3T18 (R\$ 39 milhões). Excluindo o efeito da receita de construção, a receita operacional bruta da Companhia, no 3T19, alcançou o montante de R\$ 1,77 bilhão, um aumento de R\$ 71 milhões em relação ao 3T18, cujo montante foi de R\$ 1,71 bilhão. Este aumento é resultado, principalmente, dos seguintes efeitos:

- Aumento de 9,8% na receita pelo fornecimento de energia elétrica – mercado cativo (R\$ 135 milhões) como resultado, principalmente, da revisão tarifária de 2019, que passou a vigorar em abril 2019, gerando um incremento médio de 8,22% nas tarifas da Companhia.
- Aumento de R\$ 24 milhões na rubrica de Receita de uso da rede elétrica devido (i) ao aumento no volume de transporte de energia no mercado livre que cresceu 6,1% (559 Gwh no 3T19 vs. 527 Gwh no 3T18); e (ii) a remuneração da TUSD (Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição) não só de clientes livres, mas também dos clientes cativos, que passou a ser contabilizado nesta rubrica. Anteriormente era registrado na rubrica de fornecimento de energia elétrica.

Estes efeitos foram parcialmente compensados pela:

- Redução de R\$ 57 milhões na rubrica de ativos e passivos financeiros setoriais, em função de uma maior amortização na CVA de compra de energia.
- Redução de R\$ 7 milhões na rubrica Subvenção CDE – desconto tarifário em razão de menores descontos tarifários homologados em relação ao mesmo período do ano anterior.
- Redução de R\$ 23 milhões na rubrica de outras receitas em função da reclassificação da receita de bandeiras tarifárias para a rubrica de ativos e passivos financeiros setoriais (R\$ 96 milhões no 3T19 vs. R\$ 57 milhões no 3T18), em conjunto com um aumento das despesas com indenizações (DIC/FIC) no valor de R\$ 4 milhões. Esses efeitos foram parcialmente compensados com a receita de venda de excedentes (R\$ 36 milhões), que só passou a vigorar a partir de janeiro de 2019.

Deduções da Receita

DEDUÇÕES DA RECEITA (R\$ MIL)

	3T19	3T18	Var. %	2T19	Var. % (1)	9M19	9M18	Var. % (2)
ICMS	(397.409)	(358.543)	10,8%	(362.151)	9,7%	(1.108.925)	(1.002.999)	10,6%
COFINS	(113.901)	(131.386)	-13,3%	(115.110)	-1,1%	(356.183)	(366.616)	-2,8%
PIS	(24.728)	(28.524)	-13,3%	(24.991)	-1,1%	(77.329)	(79.594)	-2,8%
Total - Tributos	(536.038)	(518.453)	3,4%	(502.252)	6,7%	(1.542.437)	(1.449.209)	6,4%
P&D	(11.316)	(10.555)	7,2%	(10.991)	3,0%	(32.337)	(29.808)	8,5%
Encargo Setorial CDE	(79.466)	(102.561)	-22,5%	(93.370)	-14,9%	(271.902)	(287.438)	-5,4%
Outros impostos e contribuições a receita	(2.716)	(1.766)	53,8%	(2.343)	15,9%	(6.905)	(5.336)	29,4%
Ressarcimento P&D	-	-	-	-	-	-	32.870	-100,0%
Total - Encargos Setoriais	(93.498)	(114.882)	-18,6%	(106.704)	-12,4%	(311.144)	(289.712)	7,4%
Total - Deduções da Receita	(629.536)	(633.335)	-0,6%	(608.956)	3,4%	(1.853.581)	(1.738.921)	6,6%

(1) Variação entre 3T19 e 2T19; (2) Variação entre 9M19 e 9M18.

As deduções da receita no 3T19 apresentaram uma redução de R\$ 4 milhões em relação ao mesmo trimestre do ano anterior. Isto se deve, principalmente, às seguintes variações:

- Redução de 22,5% (R\$ 23 milhões) nos encargos setoriais, em razão, principalmente, do fim da vigência da obrigação de pagamento das quotas da CDE – Conta ACR (Ambiente de Contratação Regulada), conforme Resolução Homologatória N° 2.521/2019.

Este efeito foi parcialmente compensado por:

- Acréscimo de 3,4% (R\$ 18 milhões) nos tributos resultado do aumento da base de cálculo do ICMS, parcialmente compensado com redução do PIS e COFINS.

Custos e Despesas Operacionais

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

	3T19	3T18	Var. %	2T19	Var. % (1)	9M19	9M18	Var. % (2)
Custos e despesas não gerenciáveis								
Energia elétrica comprada para revenda	(709.287)	(722.325)	-1,8%	(668.095)	6,2%	(2.081.024)	(1.919.773)	8,4%
Encargos do uso do sistema de transmissão	(72.320)	(29.649)	>100,0%	(73.312)	-1,4%	(205.841)	(183.228)	12,3%
Total - Não gerenciáveis	(781.607)	(751.974)	3,9%	(741.407)	5,4%	(2.286.865)	(2.103.001)	8,7%
Custos e despesas gerenciáveis								
Pessoal	(41.845)	(39.410)	6,2%	(43.221)	-3,2%	(130.567)	(128.057)	2,0%
Material e Serviços de Terceiros	(92.351)	(86.567)	6,7%	(99.220)	-6,9%	(279.621)	(263.090)	6,3%
Depreciação e Amortização	(61.887)	(51.029)	21,3%	(63.852)	-3,1%	(183.855)	(148.901)	23,5%
Custo de Desativação de Bens	(5.109)	(10.139)	-49,6%	(2.195)	>100,0%	(12.315)	(19.017)	-35,2%
Prov. para Créditos de Liquidação Duvidosa	(16.529)	(20.039)	-17,5%	(13.648)	21,1%	(51.628)	(36.512)	41,4%
Custo de Construção	(190.676)	(300.170)	-36,5%	(163.261)	16,8%	(522.454)	(651.053)	-19,8%
Provisão para riscos fiscais, cíveis e trabalhistas	(1.027)	2.886	<-100,0%	(10.826)	-90,5%	(30.700)	(8.276)	>100,0%
Receita de multas por impuntualidade de clientes	7.555	11.424	-33,9%	11.676	-35,3%	31.928	33.884	-5,8%
Outras Despesas Operacionais	(13.050)	(8.567)	52,3%	(16.773)	-22,2%	(39.465)	(40.063)	-1,5%
Total - Gerenciáveis	(414.919)	(501.611)	-17,3%	(401.320)	3,4%	(1.218.677)	(1.261.085)	-3,4%
Total - Custos do Serviço e Despesa Operacional	(1.196.526)	(1.253.585)	-4,6%	(1.142.727)	4,7%	(3.505.542)	(3.364.086)	4,2%

(1) Variação entre 3T19 e 2T19; (2) Variação entre 9M19 e 9M18.

Os custos e despesas operacionais no 3T19 em relação ao 3T18 apresentaram uma redução de R\$ 57 milhões. Excluindo-se o efeito do custo de construção, os custos e despesas operacionais da Companhia, no 3T19, alcançaram o montante de R\$ 1,01 bilhão, o que representa um aumento de R\$ 53 milhões em relação ao mesmo período do ano anterior, cujo montante foi de R\$ 953 milhões. Este aumento é resultado das seguintes variações:

Custos não gerenciáveis: aumento de R\$ 30 milhões, considerando as linhas de Energia Elétrica Comprada para Revenda e Encargo do uso da Rede Elétrica, as quais são explicadas pelos seguintes motivos:

- Aumento na rubrica Encargo do uso do sistema de transmissão (R\$ 43 milhões) devido ao ajuste dos montantes de uso do sistema de transmissão, conforme aditivo N° 20 do contrato de uso do sistema de transmissão N° 098/2002, que definiu os valores de MW (Megawatt) para o período até 2021.

Este efeito foi parcialmente compensado por:

- Redução na rubrica Energia elétrica comprada para revenda (R\$ 13 milhões) decorrente, principalmente, de menor custo dos contratos com térmicas no ambiente regulado, visto o menor custo variável dessas usinas, redução do risco hidrológico e do custo do condomínio virtual atrelado às térmicas.

Custos gerenciáveis: redução nos custos e despesas gerenciáveis (R\$ 87 milhões). Excluindo-se o efeito do custo de construção, os custos e despesas gerenciáveis da Companhia, no 3T19, alcançaram o montante de R\$ 224 milhões, o que representa um incremento de R\$ 23 milhões em relação ao mesmo período do ano anterior, cujo montante foi de R\$ 201 milhões, explicado por:

- Aumento de R\$ 11 milhões em depreciação e amortização, devido ao aumento da base de ativos, reflexo de maior volume de investimentos realizados ao longo do último ano.
- Aumento de R\$ 6 milhões em materiais e serviços de terceiros em razão, principalmente, do aumento dos custos com manutenção elétrica para assegurar a qualidade do sistema, além de maiores despesas com a continuidade do plano de combate ao furto de energia, o qual foi lançado ainda em 2018.

* Valores não auditados pelos auditores independentes

- Aumento de R\$ 4 milhões na rubrica de provisão para riscos fiscais, cíveis e trabalhistas decorrente de encerramento, por meio de acordos judiciais, de provisões referentes a processos cíveis com valores elevados, os quais envolviam acidentes na rede elétrica, no 3T18, o que não ocorreu no 3T19.
- Aumento de R\$ 4 milhões em outras despesas operacionais devido, principalmente, ao aumento de baixa de recebíveis de clientes com faturas vencidas há mais de cinco anos, quando comparado com o mesmo período do ano anterior.

Estes efeitos foram parcialmente compensados por:

- Redução de R\$ 4 milhões na rubrica de Provisão para Créditos de Liquidação Duvidosa em razão, principalmente, da reversão de provisão para cobrir possíveis perdas com créditos de clientes com TOI (Termo de Ocorrência de Irregularidade). Após análise da base histórica desses clientes identificou-se que os mesmos apresentaram melhoria em seu perfil de credito.

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)

	3T19	3T18	Var. %	2T19	Var. % (1)	9M19	9M18	Var. % (2)
Lucro Líquido do Período	69.356	69.268	0,1%	122.955	-43,6%	199.321	235.697	-15,4%
(+) Tributo sobre o Lucro (NE 33)	33.202	16.394	>100,0%	8.371	>100,0%	45.387	65.362	-30,6%
(+) Resultado Financeiro (NE 32)	40.023	35.021	14,3%	6.493	>100,0%	64.221	47.237	36,0%
(=) EBIT	142.581	120.683	18,1%	137.819	3,5%	308.929	348.296	-11,3%
(+) Depreciações e Amortizações (NE 31)	61.887	51.029	21,3%	63.852	-3,1%	183.855	148.901	23,5%
(=) EBITDA	204.468	171.712	19,1%	201.671	1,4%	492.784	497.197	-0,9%

(1) Variação entre 3T19 e 2T19; (2) Variação entre 9M19 e 9M18.

Resultado Financeiro

RESULTADO FINANCEIRO (R\$ MIL)

	3T19	3T18	Var. %	2T19	Var. % (1)	9M19	9M18	Var. % (2)
Receitas Financeiras								
Renda de aplicação financeira	3.418	1.492	>100,0%	5.175	-34,0%	10.716	3.658	>100,0%
Juros e atualização monetária sobre impontualidade de clientes	7.112	8.245	-13,7%	8.597	-17,3%	23.327	24.413	-4,4%
Receita de ativo indenizável	8.154	10.574	-22,9%	35.428	-77,0%	69.245	51.277	35,0%
Variação monetária de ativos e passivos setoriais	(8.311)	4.067	<-100,0%	8.311	<-100,0%	-	15.002	-100,0%
Variações monetárias de dívida	1.174	342	>100,0%	390	>100,0%	2.400	2.041	17,6%
Instrumento financeiro derivativo - hedge/swap	1.253	9.762	-87,2%	1.242	0,9%	4.486	18.930	-76,3%
Outras receitas financeiras	3.620	6.266	-42,2%	4.215	-14,1%	9.209	11.697	-21,3%
(-) Crédito de PIS/COFINS sobre receita financeira	(2.580)	(2.735)	-5,7%	-	-	(2.580)	(2.735)	-5,7%
Total - Receitas Financeiras	13.840	38.013	-63,6%	63.358	-78,2%	116.803	124.283	-6,0%
Despesas financeiras								
Variações monetárias de Dívida	(6.693)	(15.681)	-57,3%	(17.027)	-60,7%	(29.742)	(25.946)	14,6%
Encargos de Dívidas	(39.561)	(27.880)	41,9%	(32.038)	23,5%	(99.776)	(75.251)	32,6%
Encargos fundo de pensão	(2.267)	(2.087)	8,6%	(2.267)	-	(6.801)	(6.261)	8,6%
Variação monetária de ativos e passivos setoriais	(1.853)	-	-	580	<-100,0%	(1.853)	-	-
Atualização de provisão para riscos tributários, cíveis e trabalhistas	(3.727)	(10.202)	-63,5%	(6.264)	-40,5%	(14.010)	(21.797)	-35,7%
Atualização de Impostos, P&D/PEE	(706)	(1.579)	-55,3%	(5.954)	-88,1%	(10.252)	(3.934)	>100,0%
Outras Multas	137	(293)	<-100,0%	(28)	<-100,0%	-	(1.433)	-100,0%
Instrumento financeiro derivativo - hedge/swap	(1.594)	(10.619)	-85,0%	(1.490)	7,0%	(5.411)	(21.110)	-74,4%
Outras despesas financeiras	4.748	(4.693)	<-100,0%	(5.363)	<-100,0%	(10.832)	(15.788)	-31,4%
Custos pré pagamento	(2.347)	-	-	-	-	(2.347)	-	-
Total - Despesas Financeiras	(53.863)	(73.034)	-26,2%	(69.851)	-22,9%	(181.024)	(171.520)	5,5%
Total - Receitas e Despesas Financeiras	(40.023)	(35.021)	14,3%	(6.493)	>100,0%	(64.221)	(47.237)	36,0%

(1) Variação entre 3T19 e 2T19; (2) Variação entre 9M19 e 9M18.

As despesas financeiras líquidas da Companhia encerraram o 3T19 em R\$ 40 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 líquido de R\$ 1 milhão nas rubricas de encargos, variações monetárias de dívida e instrumento financeiro derivativo – hedge/swap – receita/despesa, explicado, principalmente, por maiores encargos de dívida devido maior saldo médio da dívida, parcialmente compensado pela capitalização de parte dos custos sobre os financiamentos de investimentos em curso no 3T19 no montante de R\$ 2 milhões, e por menor variação monetária, tendo em vista a redução das dívidas atreladas ao IPCA.
- Aumento de R\$ 2 milhões na rubrica de custos de pré-pagamento devido ao pagamento antecipado das operações de repasse do BNDES contraídas em 2014, com o objetivo de otimizar gastos financeiros. O diferencial de custos entre a nova operação realizada e as operações pagas antecipadamente absorverá esse custo de pré-pagamento, assegurando benefícios econômicos para a companhia no futuro.
- Aumento de R\$ 14 milhões nas despesas líquidas de variação monetária de ativos e passivos setoriais decorrente, principalmente, de uma redução do saldo de ativos financeiros setoriais entre os períodos analisados.
- Redução de receita de ativo indenizável (R\$ 2 milhões) devido, principalmente, uma redução do IPCA entre os períodos analisados (0,26% no 3T19 vs 0,72% no 3T18).

* Valores não auditados pelos auditores independentes

Estes efeitos foram parcialmente compensados por:

- Redução de R\$ 6 milhões na rubrica de atualização de provisão para riscos tributários, cíveis e trabalhistas decorrente do encerramento de processos cíveis e trabalhistas que geravam elevados valores de atualização.
- Redução de R\$ 9 milhões em outras despesas financeiras em função, basicamente, da reclassificação dos juros de faturas de fornecedores pagas em atraso para a rubrica de atualização de impostos, P&D/PEE.

Tributos (IR/CSLL) e Outros

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

	3T19	3T18	Var. %	2T19	Var. % (1)	9M19	9M18	Var. % (2)
IR e CSLL	(38.959)	(30.492)	27,8%	(31.828)	22,4%	(73.190)	(105.041)	-30,3%
Incentivo Fiscal SUDENE	7.168	15.640	-54,2%	24.869	-71,2%	32.037	44.305	-27,7%
Amortização do Ágio e Reversão da Provisão	(1.411)	(1.542)	-8,5%	(1.412)	-0,1%	(4.234)	(4.626)	-8,5%
Total	(33.202)	(16.394)	>100,0%	(8.371)	>100,0%	(45.387)	(65.362)	-30,6%

(1) Variação entre 3T19 e 2T19; (2) Variação entre 9M19 e 9M18.

As despesas com Imposto de Renda (IR), Contribuição Social sobre o Lucro Líquido (CSLL) e Outros (Amortização do Ágio e Incentivo Fiscal Sudene) no 3T19 registraram um aumento de R\$ 17 milhões, devido ao aumento da base de cálculo destes tributos.

Endividamento

INDICADORES DE ENDIVIDAMENTO

	3T19	3T18	Var. %	2T19	Var. % (1)	9M19	9M18	Var. % (2)
Dívida bruta (R\$ mil)	2.303.264	1.670.659	37,9%	2.402.396	-4,1%	2.303.264	1.670.659	37,9%
Dívida com Terceiros	1.984.638	1.670.659	18,8%	2.090.117	-5,0%	1.984.638	1.670.659	18,8%
Dívida Intercompany	318.626	-	-	312.279	2,0%	318.626	-	-
(-) Caixa, Equivalentes e Aplicações Financ. (R\$ mil)	240.620	108.952	>100,0%	372.533	-35,4%	240.620	108.952	>100,0%
Dívida líquida (R\$ mil)	2.062.644	1.561.707	32,1%	2.029.863	1,6%	2.062.644	1.561.707	32,1%
Dívida Bruta / EBITDA(2)*	3,21	2,40	33,7%	3,50	-8,5%	3,21	2,40	33,7%
Dívida Líquida / EBITDA(2)*	2,87	2,24	28,0%	2,96	-3,0%	2,87	2,24	28,0%
Dívida bruta / (Dívida bruta + PL)	0,44	0,37	17,0%	0,45	-3,6%	0,44	0,37	17,0%
Dívida líquida / (Dívida líquida + PL)	0,41	0,36	14,6%	0,41	-0,4%	0,41	0,36	14,6%

(1) Variação entre 3T19 e 2T19; (2) Variação entre 9M19 e 9M18.

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

A dívida bruta da Enel Distribuição Ceará encerrou o 3T19 em R\$ 2.303 milhões, um incremento de R\$ 633 milhões em relação ao mesmo período do ano anterior. A variação da dívida bruta deve-se, basicamente, as novas captações de dívidas (R\$ 650 milhões de debentures (7ª emissão), R\$ 340 milhões do BNB e R\$ 300 milhões intercompany), em conjunto com a correção monetária de 36 milhões e provisão de encargos de R\$ 125 milhões, parcialmente compensados, por amortizações e pagamento de encargos ocorridos entre os períodos comparados, que alcançaram respectivamente R\$ 698 milhões e R\$ 117 milhões.

Em julho de 2019, a Companhia realizou o pagamento antecipado das operações de repasse do BNDES contraídas em 2014 (montante total de R\$ 110 milhões, com vida média de 1,38 e custos atrelados a TJLP e Selic, com spreads de 1,30% a 2,30%), com o objetivo de otimizar os gastos financeiros. Para isto, foram emitidas debentures simples no valor de R\$ 350 milhões, com prazo de 4 anos, e custo de CDI + 0,50% a.a.

A Enel Distribuição Ceará encerrou o 3T19 com o custo médio da dívida acumulado no período (9 meses) em 8,01% a.a., ou CDI + 1,64% a.a. Desconsiderando o custo de pré-pagamento das operações de repasse do BNDES, o custo da Companhia teria sido de CDI + 1,54% a.a.

Colchão de Liquidez

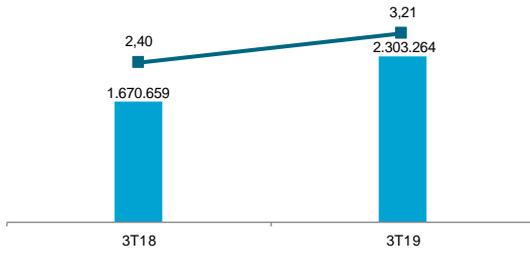
Para se precaver de qualquer necessidade emergencial de caixa, em 30 de setembro de 2019, a Companhia tinha a seu dispor R\$ 180 milhões em limites abertos de conta garantida e linha comprometida para utilização em operações de curto prazo.

Classificação de Riscos (Rating)

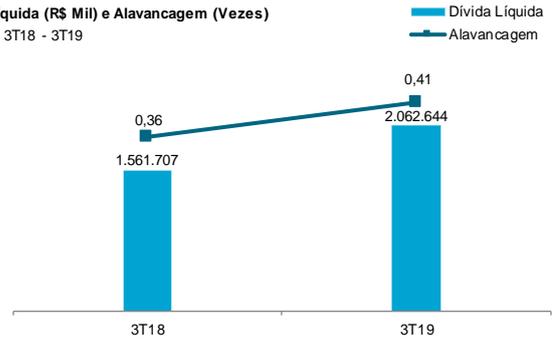
Em 18 de setembro de 2019, a agência classificadora de risco de crédito corporativo Fitch Ratings reafirmou o rating de crédito corporativo da Companhia de longo prazo na Escala Nacional Brasil em 'AAA (bra)', com perspectiva estável. Foram reafirmados também os ratings AAA (bra) atribuídos à 5ª, 6ª e 7ª emissões de debentures da Companhia.

* Valores não auditados pelos auditores independentes

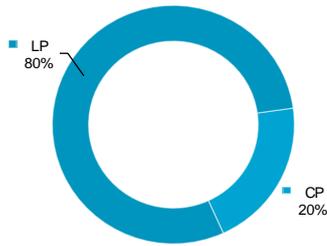
Dívida Bruta (R\$ Mil) e Dívida Bruta / EBITDA* (Veze)
Evolução 3T18 - 3T19



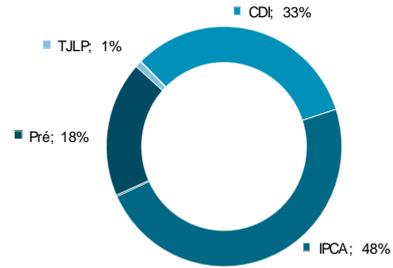
Dívida Líquida (R\$ Mil) e Alavancagem (Veze)
Evolução 3T18 - 3T19



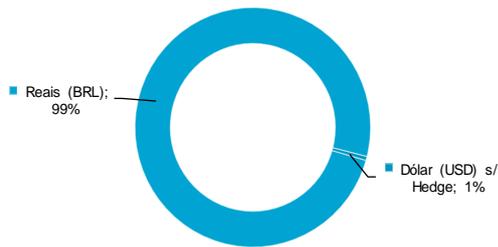
Abertura da Dívida Bruta - CP e LP
Posição Final em Set/19



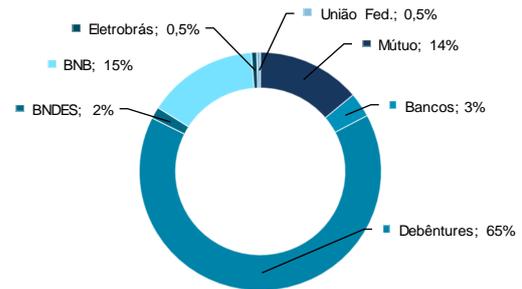
Abertura da Dívida Bruta - Indexadores
Posição Final em Set/19



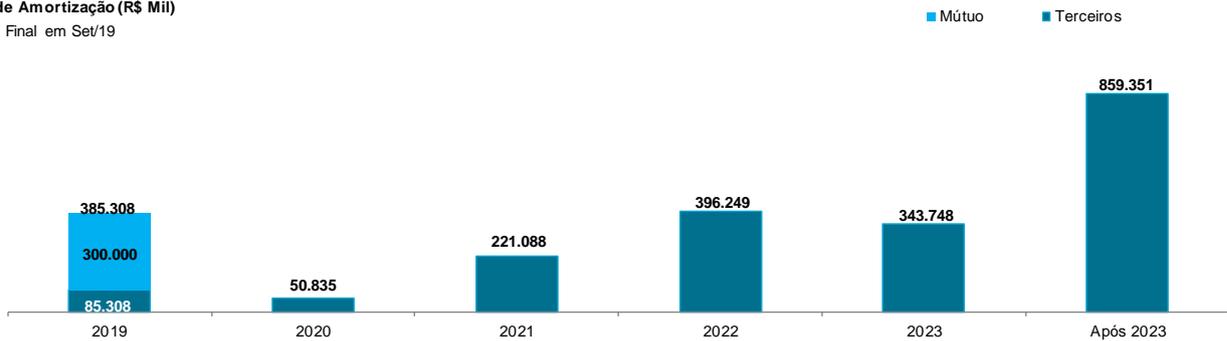
Abertura da Dívida Bruta - Moedas
Posição Final em Set/19



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



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



Investimentos

INVESTIMENTOS (R\$ MIL)*

	3T19	3T18	Var. %	2T19	Var. % (1)	9M19	9M18	Var. % (2)
Novas Conexões	99.866	97.170	2,8%	101.653	-1,8%	310.349	279.357	11,1%
Rede	34.286	148.354	-76,9%	33.021	3,8%	88.441	232.390	-61,9%
Combate às Perdas	11.330	17.372	-34,8%	15.493	-26,9%	35.518	34.075	4,2%
Qualidade do Sistema Elétrico	10.358	76.918	-86,5%	6.321	63,9%	24.230	112.536	-78,5%
Adequação à carga	12.598	54.064	-76,7%	11.207	12,4%	28.693	85.779	-66,6%
Outros	33.108	37.969	-12,8%	34.804	-4,9%	95.737	87.681	9,2%
Variação de Estoque	21.940	27.697	-20,8%	3.742	>100,0%	27.072	54.041	-49,9%
Total Investido	189.200	311.190	-39,2%	173.220	9,2%	521.599	653.469	-20,2%
Aportes/ Subsídios	(304)	(11.045)	-97,2%	(10.077)	-97,0%	(5.111)	(32.199)	-84,1%
Investimento Líquido	188.896	300.145	-37,1%	163.143	15,8%	516.488	621.270	-16,9%

(1) Variação entre 3T19 e 2T19; (2) Variação entre 9M19 e 9M18.

5

OUTROS TEMAS RELEVANTES

Bandeiras Tarifárias vigentes até 30 de setembro 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 à 30/04/2018 - A tarifa sofre acréscimo de R\$ 2,00 para cada 100 quilowatt-hora (kWh) consumidos (REH 2.203/2017);

De 01/05/2018 à 30/06/2019 - A tarifa sofre redução e fica estipulada em R\$ 1,00 para cada 100 quilowatt-hora (kWh) consumidos (REH 2.392/2018);

A partir de 01/07/2019 - A tarifa sofre acréscimo de R\$ 1,50 para cada 100 quilowatt-hora (kWh) consumidos (REH 2551/19).

Bandeira vermelha: condições mais custosas de geração.

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

De 01/05/2018 à 30/06/2019 - 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);

A partir de 01/07/2019 - A tarifa sofre acréscimo de R\$ 4,00 (patamar 1) e R\$ 6,00 (patamar 2) para cada 100 quilowatt-hora (kWh) consumidos (REH 2551/19).

As bandeiras tarifárias que vigoraram até julho 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	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 patamar da Bandeira Tarifária, definido pela CCEE

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			
PLD gatilho - R\$/MWh	116,53	283,16	286,02	167,83	114,92	42,35	175,44	224,19	200,18			

* 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

Em 18/04/19, a Aneel homologou o resultado da quinta revisão tarifária periódica da Enel Distribuição Ceará, que passou a vigorar a partir de 22/04/19, consolidada por meio das contribuições aportadas na Audiência Pública nº NT_67-2019_SGT.

O resultado conduz a um efeito médio percebido pelo consumidor de 8,22%, sendo de 7,87% para os consumidores conectados na alta tensão e de 8,35% para os consumidores conectados para a baixa tensão. Fixou as perdas técnicas em 9,52% sobre energia injetada e perdas não técnicas de 7,56% sobre o mercado de Baixa Tensão.

Reajuste Tarifário Anual 2018

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 nº 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)

	3T19	3T18	Var. %	2T19	Var. % (1)	9M19	9M18	Var. % (2)
Receita Operacional Bruta	1.968.643	2.007.603	-1,9%	1.889.502	4,2%	5.668.052	5.451.303	4,0%
Fornecimento de Energia Elétrica	1.523.107	1.387.615	9,8%	1.461.737	4,2%	4.341.631	4.058.891	7,0%
Ativos e passivos financeiros setoriais	(15.886)	41.245	<-100,0%	(6.276)	>100,0%	12.431	103.317	-88,0%
Subvenção Baixa Renda	51.777	54.137	-4,4%	45.722	13,2%	141.337	159.847	-11,6%
Subvenção CDE - Desconto Tarifário	59.730	66.686	-10,4%	55.915	6,8%	180.051	186.243	-3,3%
Receita de uso da rede elétrica - consumidores livres - revenda	101.910	77.715	31,1%	108.516	-6,1%	306.504	177.558	72,6%
Receita de Construção	190.676	300.170	-36,5%	163.261	16,8%	522.454	651.053	-19,8%
Outras Receitas	57.329	80.035	-28,4%	60.627	-5,4%	163.644	114.394	43,1%
Deduções da Receita	(629.536)	(633.335)	-0,6%	(608.956)	3,4%	(1.853.581)	(1.738.921)	6,6%
ICMS	(397.409)	(358.543)	10,8%	(362.151)	9,7%	(1.108.925)	(1.002.999)	10,6%
COFINS	(113.901)	(131.386)	-13,3%	(115.110)	-1,1%	(356.183)	(366.616)	-2,8%
PIS	(24.728)	(28.524)	-13,3%	(24.991)	-1,1%	(77.329)	(79.594)	-2,8%
P&D	(11.316)	(10.555)	7,2%	(10.991)	3,0%	(32.337)	(29.808)	8,5%
Encargo Setorial CDE	(79.466)	(102.561)	-22,5%	(93.370)	-14,9%	(271.902)	(287.438)	-5,4%
Outros impostos e contribuições a receita	(2.716)	(1.766)	53,8%	(2.343)	15,9%	(6.905)	(5.336)	29,4%
Ressarcimento P&D	-	-	-	-	-	-	32.870	-100,0%
Receita Operacional Líquida	1.339.107	1.374.268	-2,6%	1.280.546	4,6%	3.814.471	3.712.382	2,7%
Custo do Serviço / Despesa Operacional	(1.196.526)	(1.253.585)	-4,6%	(1.142.727)	4,7%	(3.505.542)	(3.364.086)	4,2%
Custos e despesas não gerenciáveis	(781.607)	(751.974)	3,9%	(741.407)	5,4%	(2.286.865)	(2.103.001)	8,7%
Energia elétrica comprada para revenda	(709.287)	(722.325)	-1,8%	(668.095)	6,2%	(2.081.024)	(1.919.773)	8,4%
Encargos do uso do sistema de transmissão	(72.320)	(29.649)	>100,0%	(73.312)	-1,4%	(205.841)	(183.228)	12,3%
Custos e despesas gerenciáveis	(414.919)	(501.611)	-17,3%	(401.320)	3,4%	(1.218.677)	(1.261.085)	-3,4%
Pessoal	(41.845)	(39.410)	6,2%	(43.221)	-3,2%	(130.567)	(128.057)	2,0%
Material e Serviços de Terceiros	(92.351)	(86.567)	6,7%	(99.220)	-6,9%	(279.621)	(263.090)	6,3%
Depreciação e Amortização	(61.887)	(51.029)	21,3%	(63.852)	-3,1%	(183.855)	(148.901)	23,5%
Custos de Desativação de Bens	(5.109)	(10.139)	-49,6%	(2.195)	>100,0%	(12.315)	(19.017)	-35,2%
Prov. para Créditos de Liquidação Duvidosa	(16.529)	(20.039)	-17,5%	(13.648)	21,1%	(51.628)	(36.512)	41,4%
Custo de Construção	(190.676)	(300.170)	-36,5%	(163.261)	16,8%	(522.454)	(651.053)	-19,8%
Provisão para riscos fiscais, cíveis e trabalhistas	(1.027)	2.886	<-100,0%	(10.826)	-90,5%	(30.700)	(8.276)	>100,0%
Receita de multas por impuntualidade de clientes	7.555	11.424	-33,9%	11.676	-35,3%	31.928	33.884	-5,8%
Outras Despesas Operacionais	(13.050)	(8.567)	52,3%	(16.773)	-22,2%	(39.465)	(40.063)	-1,5%
EBITDA (3)	204.468	171.712	19,1%	201.671	1,4%	492.784	497.197	-0,9%
Margem EBITDA	15,27%	12,49%	2,78 p.p	15,75%	-0,48 p.p	12,92%	13,39%	-0,47 p.p
Margem EBITDA ex- Receita de Construção	17,80%	15,99%	1,81 p.p	18,05%	-0,25 p.p	14,97%	16,24%	-1,27 p.p
Resultado do Serviço (EBIT)	142.581	120.683	18,1%	137.819	3,5%	308.929	348.296	-11,3%
Resultado Financeiro	(40.023)	(35.021)	14,3%	(6.493)	>100,0%	(64.221)	(47.237)	36,0%
Receita Financeira	13.840	38.013	-63,6%	63.358	-78,2%	116.803	124.283	-6,0%
Renda de aplicação financeira	3.418	1.492	>100,0%	5.175	-34,0%	10.716	3.658	>100,0%
Juros e atualização monetária sobre impuntualidade de clientes	7.112	8.245	-13,7%	8.597	-17,3%	23.327	24.413	-4,4%
Receita de ativo indenizável	8.154	10.574	-22,9%	35.428	-77,0%	69.245	51.277	35,0%
Variação monetária de ativos e passivos setoriais	(8.311)	4.067	<-100,0%	8.311	<-100,0%	-	15.002	-100,0%
Variações monetárias de dívida	1.174	342	>100,0%	390	>100,0%	2.400	2.041	17,6%
Instrumento financeiro derivativo - hedge/swap	1.253	9.762	-87,2%	1.242	0,9%	4.486	18.930	-76,3%
Outras receitas financeiras	3.620	6.266	-42,2%	4.215	-14,1%	9.209	11.697	-21,3%
(-) Créditos de PIS/COFINS sobre receita financeira	(2.580)	(2.735)	-5,7%	-	-	(2.580)	(2.735)	-5,7%
Despesas financeiras	(53.863)	(73.034)	-26,2%	(69.851)	-22,9%	(181.024)	(171.520)	5,5%
Variações monetárias de Dívida	(6.693)	(15.681)	-57,3%	(17.027)	-60,7%	(29.742)	(25.946)	14,6%
Encargos de Dívidas	(39.561)	(27.880)	41,9%	(32.038)	23,5%	(99.776)	(75.251)	32,6%
Encargos fundo de pensão	(2.267)	(2.087)	8,6%	(2.267)	-	(6.801)	(6.261)	8,6%
Variação monetária de ativos e passivos setoriais	(1.853)	-	-	580	<-100,0%	(1.853)	-	-
Atualização de provisão para riscos tributários, cíveis e trabalhistas	(3.727)	(10.202)	-63,5%	(6.264)	-40,5%	(14.010)	(21.797)	-35,7%
Atualização de Impostos, P&D/PEE	(706)	(1.579)	-55,3%	(5.954)	-88,1%	(10.252)	(3.934)	>100,0%
Outras Multas	137	(293)	<-100,0%	(28)	<-100,0%	-	(1.433)	-100,0%
Instrumento financeiro derivativo - hedge/swap	(1.594)	(10.619)	-85,0%	(1.490)	7,0%	(5.411)	(21.110)	-74,4%
Outras despesas financeiras	4.748	(4.693)	<-100,0%	(5.363)	<-100,0%	(10.832)	(15.788)	-31,4%
Custos pré pagamento	(2.347)	-	-	-	-	(2.347)	-	-
Lucro Antes dos Tributos e Participações	102.558	85.662	19,7%	131.326	-21,9%	244.708	301.059	-18,7%
Tributos e Outros	(33.202)	(16.394)	>100,0%	(8.371)	>100,0%	(45.387)	(65.362)	-30,6%
IR e CSLL	(38.959)	(30.492)	27,8%	(31.828)	22,4%	(73.190)	(105.041)	-30,3%
Incentivo Fiscal SUDENE	7.168	15.640	-54,2%	24.869	-71,2%	32.037	44.305	-27,7%
Amortização do Ágio e Reversão da Provisão	(1.411)	(1.542)	-8,5%	(1.412)	-0,1%	(4.234)	(4.626)	-8,5%
Lucro Líquido do Período	69.356	69.268	0,1%	122.955	-43,6%	199.321	235.697	-15,4%
Margem Líquida	5,18%	5,04%	0,14 p.p	9,60%	-4,42 p.p	5,23%	6,35%	-1,12 p.p
Margem Líquida ex- Receita de Construção	6,04%	6,45%	-0,41 p.p	11,00%	-4,96 p.p	6,05%	7,70%	-1,65 p.p
Lucro por Ação (R\$/ação)	0,8908	0,8897	0,1%	1,5793	-43,6%	2,5601	3,0274	-15,4%

(1) Variação entre 3T 19 e 2T 19; (2) Variação entre 9M 19 e 9M 18.

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

7 ANEXO 2: BALANÇOS PATRIMONIAIS (IFRS)

BALANÇOS PATRIMONIAIS

ATIVOS	3T19	2018
CIRCULANTE		
Caixa e equivalente de caixa	169.557	95.835
Títulos e valores mobiliários	71.063	67.980
Consumidores e outras contas a receber	1.183.732	962.351
Ativos financeiros setoriais	29.689	201.567
Subvenção CDE - desconto tarifário	330.070	349.452
Tributos a compensar	79.884	78.995
Serviço em curso	52.775	20.789
Instrumentos financeiros derivativos - swap	36	337
Outros créditos	85.201	104.050
Total do ativo circulante	2.002.007	1.881.356
NÃO CIRCULANTE		
Consumidores e outras contas a receber	13.678	12.291
Ativos financeiros setoriais	62.952	-
Depósitos vinculados a litígios	41.927	41.357
Cauções e depósitos	24.552	38.564
Tributos a compensar	1.511.512	79.988
Serviços em curso	14.093	42.072
Tributos diferidos	48.523	48.029
Benefício fiscal	32.097	36.331
Instrumentos financeiros derivativos - swap	-	-
Outros créditos	-	194
Ativo indenizável (concessão)	2.255.519	1.888.440
Imobilizado	53.360	46.492
Intangível	1.925.344	2.014.986
Ativos contratuais	482.525	360.061
Total do ativo não circulante	6.466.082	4.608.805
TOTAL DOS ATIVOS	8.468.089	6.490.161
PASSIVO		
CIRCULANTE		
Fornecedores	707.798	702.597
Empréstimos e financiamentos	446.673	673.973
Obrigações por arrendamentos	7.607	-
Debêntures	23.893	1.761
Salários, provisões e encargos sociais	45.927	53.088
Obrigações fiscais	129.007	128.901
Passivos financeiros setoriais	-	-
Dividendos a pagar	146.157	73.357
Taxas regulamentares	330.345	377.012
Benefícios pós-emprego	2.285	2.377
Instrumentos financeiros derivativos - swap	486	251
Outras obrigações	15.984	45.113
Total do passivo circulante	1.856.162	2.058.430
NÃO CIRCULANTE		
Empréstimos e financiamentos	355.317	401.243
Pis/Cofins a serem restituídos a consumidores	1.405.044	-
Obrigações por arrendamentos	4.595	-
Debêntures	1.476.931	811.380
Passivos financeiros setoriais	-	7.010
Obrigações fiscais	6.433	8.197
Taxas regulamentares	73.518	68.464
Benefícios pós-emprego	109.605	112.102
Instrumentos financeiros derivativos - swap	-	-
Provisões para riscos tributários, cíveis e trabalhistas	191.420	160.406
Outras obrigações	103	289
Total do passivo não circulante	3.622.966	1.569.091
PATRIMÔNIO LÍQUIDO		
Capital social	808.166	741.046
Reserva de capital	358.671	358.671
Reserva de lucros	1.622.780	1.689.900
Outros resultados abrangentes	23	222
Lucros Acumulados	199.321	-
Proposta de distribuição de dividendos adicionais	-	72.801
Total do patrimônio líquido	2.988.961	2.862.640
TOTAL DO PATRIMÔNIO LÍQUIDO E PASSIVOS	8.468.089	6.490.161

* Valores não auditados pelos auditores independentes