

Índice

Dados da Empresa

Composição do Capital	1
Proventos em Dinheiro	2

DFs Individuais

Balanço Patrimonial Ativo	3
Balanço Patrimonial Passivo	4
Demonstração do Resultado	6
Demonstração do Resultado Abrangente	7
Demonstração do Fluxo de Caixa	8

Demonstração das Mutações do Patrimônio Líquido

DMPL - 01/01/2018 à 30/09/2018	9
DMPL - 01/01/2017 à 30/09/2017	10

Demonstração do Valor Adicionado	11
----------------------------------	----

Comentário do Desempenho	12
--------------------------	----

Notas Explicativas	25
--------------------	----

Pareceres e Declarações

Relatório da Revisão Especial - Sem Ressalva	57
Declaração dos Diretores sobre as Demonstrações Financeiras	58
Declaração dos Diretores sobre o Relatório do Auditor Independente	59

Dados da Empresa / Composição do Capital

Número de Ações (Unidades)	Trimestre Atual 30/09/2018
Do Capital Integralizado	
Ordinárias	48.067.937
Preferenciais	29.787.362
Total	77.855.299
Em Tesouraria	
Ordinárias	0
Preferenciais	0
Total	0

Dados da Empresa / Proventos em Dinheiro

Evento	Aprovação	Provento	Início Pagamento	Espécie de Ação	Classe de Ação	Provento por Ação (Reais / Ação)
Assembléia Geral Ordinária e Extraordinária	26/04/2018	Dividendo	31/12/2018	Ordinária		1,09163
Assembléia Geral Ordinária e Extraordinária	26/04/2018	Dividendo	31/12/2018	Preferencial	Preferencial Classe A	1,09163
Assembléia Geral Ordinária e Extraordinária	26/04/2018	Dividendo	31/12/2018	Preferencial	Preferencial Classe B	1,09163

DFs Individuais / Balanço Patrimonial Ativo**(Reais Mil)**

Código da Conta	Descrição da Conta	Trimestre Atual 30/09/2018	Exercício Anterior 31/12/2017
1	Ativo Total	6.741.180	5.700.068
1.01	Ativo Circulante	2.316.485	1.823.546
1.01.01	Caixa e Equivalentes de Caixa	17.789	154.276
1.01.02	Aplicações Financeiras	91.163	82.206
1.01.02.01	Aplicações Financeiras Avaliadas a Valor Justo através do Resultado	91.163	82.206
1.01.02.01.03	Títulos e Valores Mobiliários	91.163	82.206
1.01.03	Contas a Receber	2.123.948	1.512.722
1.01.03.01	Clientes	1.003.197	885.030
1.01.03.01.01	Consumidores, Concessionários e Permissionários	1.258.632	1.116.609
1.01.03.01.02	Provisão para créditos de liquidação duvidosa	-291.319	-266.192
1.01.03.01.04	Consumidores Baixa Renda	35.884	34.613
1.01.03.02	Outras Contas a Receber	1.120.751	627.692
1.01.03.02.02	Serviço em Curso	20.325	41.618
1.01.03.02.05	Outros Créditos	86.169	95.925
1.01.03.02.08	Subvenção CDE - desconto tarifário	352.261	365.188
1.01.03.02.09	Ativos financeiros Setoriais	661.309	124.961
1.01.03.02.10	Instrumentos financeiros derivativos - Swap	687	0
1.01.06	Tributos a Recuperar	83.585	74.342
1.01.06.01	Tributos Correntes a Recuperar	83.585	74.342
1.01.06.01.01	Tributos a Compensar	83.585	74.342
1.02	Ativo Não Circulante	4.424.695	3.876.522
1.02.01	Ativo Realizável a Longo Prazo	2.045.225	1.659.370
1.02.01.04	Contas a Receber	14.438	7.585
1.02.01.04.01	Clientes	14.438	7.585
1.02.01.07	Tributos Diferidos	44.889	67.064
1.02.01.07.01	Imposto de Renda e Contribuição Social Diferidos	44.889	67.064
1.02.01.10	Outros Ativos Não Circulantes	1.985.898	1.584.721
1.02.01.10.03	Depósitos vinculados a Litigio	42.108	41.676
1.02.01.10.04	Cauções de depósitos	27.965	25.485
1.02.01.10.05	Benefício Fiscal	37.873	42.499
1.02.01.10.06	Ativo indenizável (Concessão)	1.757.057	1.383.764
1.02.01.10.07	Serviço em Curso	45.339	38.534
1.02.01.10.08	Tributos a compensar	75.362	51.104
1.02.01.10.09	Outros Créditos	194	194
1.02.01.10.10	Instrumentos financeiros derivativos - Swap	0	1.465
1.02.03	Imobilizado	46.183	43.247
1.02.03.01	Imobilizado em Operação	46.183	43.247
1.02.04	Intangível	2.333.287	2.173.905
1.02.04.01	Intangíveis	2.333.287	2.173.905
1.02.04.01.01	Contrato de Concessão	2.177.942	2.033.999
1.02.04.01.02	Softwares	155.345	139.906

DFs Individuais / Balanço Patrimonial Passivo**(Reais Mil)**

Código da Conta	Descrição da Conta	Trimestre Atual 30/09/2018	Exercício Anterior 31/12/2017
2	Passivo Total	6.741.180	5.700.068
2.01	Passivo Circulante	2.114.034	1.932.620
2.01.01	Obrigações Sociais e Trabalhistas	52.583	45.774
2.01.01.02	Obrigações Trabalhistas	52.583	45.774
2.01.02	Fornecedores	704.714	755.862
2.01.02.01	Fornecedores Nacionais	704.714	755.862
2.01.02.01.01	Fornecedores Nacionais	493.182	562.621
2.01.02.01.02	Fornecedores Estrangeiros	8.496	2.530
2.01.02.01.03	Partes Relacionadas	203.036	190.711
2.01.03	Obrigações Fiscais	147.606	133.828
2.01.03.01	Obrigações Fiscais Federais	44.004	34.148
2.01.03.02	Obrigações Fiscais Estaduais	100.609	96.462
2.01.03.03	Obrigações Fiscais Municipais	2.993	3.218
2.01.04	Empréstimos e Financiamentos	624.873	461.496
2.01.04.01	Empréstimos e Financiamentos	452.813	314.375
2.01.04.01.01	Em Moeda Nacional	452.553	314.285
2.01.04.01.02	Em Moeda Estrangeira	260	90
2.01.04.02	Debêntures	172.060	147.121
2.01.04.02.01	Debentures	172.060	147.121
2.01.05	Outras Obrigações	584.258	535.660
2.01.05.02	Outros	584.258	535.660
2.01.05.02.02	Dividendo Mínimo Obrigatório a Pagar	85.514	85.514
2.01.05.02.04	Instrumentos financeiros derivativos - SWAP	1.092	0
2.01.05.02.09	Obrigações com Benefícios Pós-Emprego	1.504	2.593
2.01.05.02.10	Outras Obrigações	53.068	60.330
2.01.05.02.11	Taxas Regulamentares	443.080	387.223
2.02	Passivo Não Circulante	1.805.516	1.184.534
2.02.01	Empréstimos e Financiamentos	1.044.250	831.058
2.02.01.01	Empréstimos e Financiamentos	234.615	335.270
2.02.01.01.01	Em Moeda Nacional	223.498	326.085
2.02.01.01.02	Em Moeda Estrangeira	11.117	9.185
2.02.01.02	Debêntures	809.635	495.788
2.02.01.02.01	Debentures	809.635	495.788
2.02.02	Outras Obrigações	590.138	201.821
2.02.02.02	Outros	590.138	201.821
2.02.02.02.04	Tributos a Pagar	8.771	10.052
2.02.02.02.05	Obrigações com Benefícios Pós-Emprego	93.273	99.047
2.02.02.02.06	Taxas regulamentares	61.649	85.540
2.02.02.02.07	Passivos financeiros setoriais	425.025	6.874
2.02.02.02.08	Outras Obrigações	289	308
2.02.02.02.09	Instrumentos financeiros derivativos - swap	1.131	0
2.02.04	Provisões	171.128	151.655
2.02.04.01	Provisões Fiscais Previdenciárias Trabalhistas e Cíveis	171.128	151.655
2.02.04.01.01	Provisões Fiscais	2.178	1.991
2.02.04.01.02	Provisões Previdenciárias e Trabalhistas	31.855	37.662
2.02.04.01.04	Provisões Cíveis	122.420	92.629

DFs Individuais / Balanço Patrimonial Passivo**(Reais Mil)**

Código da Conta	Descrição da Conta	Trimestre Atual 30/09/2018	Exercício Anterior 31/12/2017
2.02.04.01.05	Provisões Regulatórias	14.675	19.373
2.03	Patrimônio Líquido	2.821.630	2.582.914
2.03.01	Capital Social Realizado	741.046	615.946
2.03.02	Reservas de Capital	358.671	358.671
2.03.02.02	Reserva Especial de Ágio na Incorporação	221.188	221.188
2.03.02.07	Remuneração de bens e direitos constituídos com capital	31.160	31.160
2.03.02.08	Incentivo fiscal - Adene	106.323	106.323
2.03.04	Reservas de Lucros	1.482.179	1.607.279
2.03.04.01	Reserva Legal	48.845	48.845
2.03.04.07	Reserva de Incentivos Fiscais	741.265	741.265
2.03.04.10	Reserva de reforço de capital de giro	692.069	817.169
2.03.05	Lucros/Prejuízos Acumulados	240.027	0
2.03.08	Outros Resultados Abrangentes	-293	1.018

DFs Individuais / Demonstração do Resultado**(Reais Mil)**

Código da Conta	Descrição da Conta	Trimestre Atual 01/07/2018 à 30/09/2018	Acumulado do Atual Exercício 01/01/2018 à 30/09/2018	Igual Trimestre do Exercício Anterior 01/07/2017 à 30/09/2017	Acumulado do Exercício Anterior 01/01/2017 à 30/09/2017
3.01	Receita de Venda de Bens e/ou Serviços	1.374.268	3.712.382	1.165.810	3.272.650
3.02	Custo dos Bens e/ou Serviços Vendidos	-1.217.144	-3.243.081	-969.058	-2.684.860
3.03	Resultado Bruto	157.124	469.301	196.752	587.790
3.04	Despesas/Receitas Operacionais	-36.441	-121.005	-45.071	-122.765
3.04.01	Despesas com Vendas	-18.726	-40.343	-19.129	-64.803
3.04.02	Despesas Gerais e Administrativas	-29.671	-114.060	-36.966	-92.183
3.04.04	Outras Receitas Operacionais	12.007	36.314	11.770	36.159
3.04.05	Outras Despesas Operacionais	-51	-2.916	-746	-1.938
3.05	Resultado Antes do Resultado Financeiro e dos Tributos	120.683	348.296	151.681	465.025
3.06	Resultado Financeiro	-35.021	-47.237	-14.432	-59.352
3.06.01	Receitas Financeiras	38.013	124.283	17.452	61.005
3.06.02	Despesas Financeiras	-73.034	-171.520	-31.884	-120.357
3.07	Resultado Antes dos Tributos sobre o Lucro	85.662	301.059	137.249	405.673
3.08	Imposto de Renda e Contribuição Social sobre o Lucro	-16.394	-65.362	-23.568	-77.119
3.08.01	Corrente	-15.316	-44.742	-23.741	-65.405
3.08.02	Diferido	-1.078	-20.620	173	-11.714
3.09	Resultado Líquido das Operações Continuadas	69.268	235.697	113.681	328.554
3.11	Lucro/Prejuízo do Período	69.268	235.697	113.681	328.554
3.99	Lucro por Ação - (Reais / Ação)				
3.99.01	Lucro Básico por Ação				
3.99.01.01	ON	0,88970	3,02737	1,46018	4,22006
3.99.01.02	PNA	0,94308	3,20901	1,54779	4,47326
3.99.01.03	PNB	0,97867	3,33011	1,60620	4,64207
3.99.02	Lucro Diluído por Ação				
3.99.02.01	ON	0,88970	3,02737	1,46014	4,22002
3.99.02.02	PNA	0,94308	3,20901	1,54775	4,47322
3.99.02.03	PNB	0,97867	3,33011	1,60616	4,64202

DFs Individuais / Demonstração do Resultado Abrangente**(Reais Mil)**

Código da Conta	Descrição da Conta	Trimestre Atual 01/07/2018 à 30/09/2018	Acumulado do Atual Exercício 01/01/2018 à 30/09/2018	Igual Trimestre do Exercício Anterior 01/07/2017 à 30/09/2017	Acumulado do Exercício Anterior 01/01/2017 à 30/09/2017
4.01	Lucro Líquido do Período	69.268	235.697	113.681	328.554
4.02	Outros Resultados Abrangentes	-457	-1.311	0	0
4.02.03	Perda em instrumentos financeiros derivativos - swap	-693	-1.987	0	0
4.02.04	Tributos diferidos sobre perda em instrumentos financeiros derivativos - swap	236	676	0	0
4.03	Resultado Abrangente do Período	68.811	234.386	113.681	328.554

DFs Individuais / Demonstração do Fluxo de Caixa - Método Indireto**(Reais Mil)**

Código da Conta	Descrição da Conta	Acumulado do Atual Exercício 01/01/2018 à 30/09/2018	Acumulado do Exercício Anterior 01/01/2017 à 30/09/2017
6.01	Caixa Líquido Atividades Operacionais	239.427	521.495
6.01.01	Caixa Gerado nas Operações	559.785	680.380
6.01.01.01	Lucro líquido do período	235.697	328.554
6.01.01.03	Provisão para créditos de liquidação duvidosa	36.512	63.674
6.01.01.04	Amortização e depreciação	162.239	139.591
6.01.01.05	Variações monetárias e juros líquidos	88.690	77.562
6.01.01.06	Baixas de intangível em serviço	7.675	18.642
6.01.01.07	Tributos e contribuições social diferidos	20.620	11.714
6.01.01.08	Provisões para riscos tributários, cíveis e trabalhistas	30.073	12.326
6.01.01.09	Benefício fiscal ágio incorporado	4.626	5.056
6.01.01.10	Resultado atuarial	7.680	10.051
6.01.01.11	Perda de recebíveis de clientes	2.444	0
6.01.01.13	Receita do ativo indenizável	-51.277	-22.777
6.01.01.15	P&D e eficiência energética	29.808	27.828
6.01.01.16	Ativos e passivos financeiros setoriais	-15.002	8.159
6.01.02	Variações nos Ativos e Passivos	-320.358	-158.885
6.01.02.01	Consumidores, concessionários e permissionários	-137.376	-55.348
6.01.02.03	Subvenção CDE - Desconto tarifário	12.927	-71.036
6.01.02.04	Tributos a compensar	-33.501	-9.487
6.01.02.07	Cauções e depósitos	-2.480	-25.794
6.01.02.08	Depósitos vinculados a litígios	-432	-2.877
6.01.02.09	Outros Ativos	4.205	-1.729
6.01.02.10	Fornecedores	-51.148	78.728
6.01.02.11	Salários, provisões e encargos sociais	6.809	-4.448
6.01.02.12	Obrigações Fiscais	13.775	-11.817
6.01.02.14	Ativos financeiros setoriais	-521.346	-25.442
6.01.02.15	Obrigações com benefício pós-emprego	-14.543	-11.017
6.01.02.16	Taxas regulamentares	1.387	70.904
6.01.02.17	Pagamento de Provisões para riscos tributários, cíveis e trabalhistas	-10.600	-49.107
6.01.02.18	Outros passivos	-6.186	7.198
6.01.02.19	Passivos financeiros setoriais	418.151	-47.613
6.02	Caixa Líquido Atividades de Investimento	-663.204	-461.049
6.02.01	Aplicações no intagível e imobilizado	-654.247	-462.969
6.02.03	Títulos e valores mobiliários	-8.957	1.920
6.03	Caixa Líquido Atividades de Financiamento	287.290	-146.782
6.03.01	Pagamento de empréstimos e financiamentos	-275.787	-122.859
6.03.02	Pagamento de juros de empréstimos	-29.877	-51.765
6.03.03	Pagamento de juros de debêntures	-16.138	0
6.03.05	Pagamento parcelamento especial	-1.278	-2.158
6.03.06	Captação de empréstimos e financiamentos	300.370	30.000
6.03.07	Captação de debêntures	310.000	0
6.05	Aumento (Redução) de Caixa e Equivalentes	-136.487	-86.336
6.05.01	Saldo Inicial de Caixa e Equivalentes	154.276	168.127
6.05.02	Saldo Final de Caixa e Equivalentes	17.789	81.791

DFs Individuais / Demonstração das Mutações do Patrimônio Líquido / DMPL - 01/01/2018 à 30/09/2018**(Reais Mil)**

Código da Conta	Descrição da Conta	Capital Social Integralizado	Reservas de Capital, Opções Outorgadas e Ações em Tesouraria	Reservas de Lucro	Lucros ou Prejuízos Acumulados	Outros Resultados Abrangentes	Patrimônio Líquido
5.01	Saldos Iniciais	615.946	358.671	1.607.279	0	1.018	2.582.914
5.03	Saldos Iniciais Ajustados	615.946	358.671	1.607.279	0	1.018	2.582.914
5.04	Transações de Capital com os Sócios	125.100	0	-125.100	0	0	0
5.04.01	Aumentos de Capital	125.100	0	-125.100	0	0	0
5.05	Resultado Abrangente Total	0	0	0	240.027	-1.311	238.716
5.05.01	Lucro Líquido do Período	0	0	0	235.697	0	235.697
5.05.02	Outros Resultados Abrangentes	0	0	0	4.330	-1.311	3.019
5.05.02.06	Perda em instrumentos financeiros derivativos - swap	0	0	0	0	-1.987	-1.987
5.05.02.07	Tributos diferidos sobre perda em instrumentos financeiros derivativos - swap	0	0	0	0	676	676
5.05.02.08	Adoção inicial do IFRS9	0	0	0	4.330	0	4.330
5.07	Saldos Finais	741.046	358.671	1.482.179	240.027	-293	2.821.630

DFs Individuais / Demonstração das Mutações do Patrimônio Líquido / DMPL - 01/01/2017 à 30/09/2017**(Reais Mil)**

Código da Conta	Descrição da Conta	Capital Social Integralizado	Reservas de Capital, Opções Outorgadas e Ações em Tesouraria	Reservas de Lucro	Lucros ou Prejuízos Acumulados	Outros Resultados Abrangentes	Patrimônio Líquido
5.01	Saldos Iniciais	554.946	358.671	1.399.839	0	0	2.313.456
5.03	Saldos Iniciais Ajustados	554.946	358.671	1.399.839	0	0	2.313.456
5.04	Transações de Capital com os Sócios	61.000	0	-138.550	0	0	-77.550
5.04.01	Aumentos de Capital	61.000	0	-61.000	0	0	0
5.04.08	Dividendo Adicional Proposto	0	0	-77.550	0	0	-77.550
5.05	Resultado Abrangente Total	0	0	0	328.554	0	328.554
5.05.01	Lucro Líquido do Período	0	0	0	328.554	0	328.554
5.07	Saldos Finais	615.946	358.671	1.261.289	328.554	0	2.564.460

DFs Individuais / Demonstração do Valor Adicionado**(Reais Mil)**

Código da Conta	Descrição da Conta	Acumulado do Atual Exercício 01/01/2018 à 30/09/2018	Acumulado do Exercício Anterior 01/01/2017 à 30/09/2017
7.01	Receitas	5.485.082	4.943.423
7.01.01	Vendas de Mercadorias, Produtos e Serviços	4.800.251	4.495.472
7.01.02	Outras Receitas	70.290	68.303
7.01.03	Receitas refs. à Construção de Ativos Próprios	651.053	443.322
7.01.04	Provisão/Reversão de Créds. Liquidação Duvidosa	-36.512	-63.674
7.02	Insumos Adquiridos de Terceiros	-3.074.375	-2.527.523
7.02.02	Materiais, Energia, Servs. de Terceiros e Outros	-2.366.091	-2.037.612
7.02.04	Outros	-708.284	-489.911
7.02.04.01	Custo de construção	-651.053	-443.322
7.02.04.02	Outras despesas operacionais	-57.231	-46.589
7.03	Valor Adicionado Bruto	2.410.707	2.415.900
7.04	Retenções	-148.901	-128.470
7.04.01	Depreciação, Amortização e Exaustão	-148.901	-128.470
7.05	Valor Adicionado Líquido Produzido	2.261.806	2.287.430
7.06	Vlr Adicionado Recebido em Transferência	124.283	61.005
7.06.02	Receitas Financeiras	124.283	61.005
7.07	Valor Adicionado Total a Distribuir	2.386.089	2.348.435
7.08	Distribuição do Valor Adicionado	2.386.089	2.348.435
7.08.01	Pessoal	143.556	128.573
7.08.01.01	Remuneração Direta	90.442	79.522
7.08.01.02	Benefícios	23.666	20.792
7.08.01.03	F.G.T.S.	3.976	3.850
7.08.01.04	Outros	25.472	24.409
7.08.01.04.01	Outros Encargos Sociais	6.021	6.101
7.08.01.04.02	Previdência Complementar	6.432	7.017
7.08.01.04.03	Participação nos Resultados	13.019	11.291
7.08.02	Impostos, Taxas e Contribuições	1.823.884	1.761.305
7.08.02.01	Federais	818.678	796.101
7.08.02.02	Estaduais	1.003.007	963.330
7.08.02.03	Municipais	2.199	1.874
7.08.03	Remuneração de Capitais de Terceiros	182.952	130.003
7.08.03.01	Juros	101.197	77.478
7.08.03.02	Aluguéis	70.324	42.879
7.08.03.03	Outras	11.431	9.646
7.08.05	Outros	235.697	328.554
7.08.05.01	Reserva de Incentivo Fiscal - SUDENE	44.305	74.249
7.08.05.02	Retenção de Lucros	191.392	254.305

Comentário do Desempenho

Fortaleza, 29 de outubro de 2018 – A Enel Distribuição Ceará [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 2018 (3T18 e 9M18). 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

	3T18	3T17	Var. %	2T18	Var. % (1)	9M18	9M17	Var. % (2)
Volume de Energia - Venda e Transporte (GWh)*	2.947	2.894	1,8%	2.885	2,1%	8.663	8.459	2,4%
Receita Bruta (R\$ mil)	2.007.603	1.725.242	16,4%	1.874.126	7,1%	5.451.303	4.938.794	10,4%
Receita Líquida (R\$ mil)	1.374.268	1.165.810	17,9%	1.312.854	4,7%	3.712.382	3.272.650	13,4%
EBITDA (3) (R\$ mil)*	171.712	195.888	-12,3%	154.908	10,8%	497.197	593.495	-16,2%
Margem EBITDA (%)*	12,49%	16,80%	-4,31 p.p	11,80%	0,69 p.p	13,39%	18,13%	-4,74 p.p
Margem EBITDA ex-Receita de Construção*	15,99%	19,53%	-3,54 p.p	14,04%	1,95 p.p	16,24%	20,98%	-4,74 p.p
EBIT (4) (R\$ mil)*	120.683	151.681	-20,4%	105.484	14,4%	348.296	465.025	-25,1%
Margem EBIT (%)*	8,78%	13,01%	-4,23 p.p	8,03%	0,75 p.p	9,38%	14,21%	-4,83 p.p
Lucro Líquido (R\$ mil)	69.268	113.681	-39,1%	81.042	-14,5%	235.697	328.554	-28,3%
Margem Líquida	5,04%	9,75%	-4,71 p.p	6,17%	-1,13 p.p	6,35%	10,04%	-3,69 p.p
Margem Líquida ex-Receita de Construção	6,45%	11,33%	-4,88 p.p	7,34%	-0,89 p.p	7,70%	11,61%	-3,91 p.p
CAPEX (R\$ mil)*	311.191	178.510	74,3%	223.586	39,2%	686.412	472.679	45,2%
DEC (12 meses)*	9,39	9,30	1,0%	9,00	4,3%	9,39	9,30	1,0%
FEC (12 meses)*	5,41	5,91	-8,5%	5,55	-2,5%	5,41	5,91	-8,5%
Índice de Arrecadação (12 meses)*	99,51%	98,34%	1,17 p.p	99,73%	-0,22 p.p	99,51%	98,34%	1,17 p.p
Perdas de Energia (12 meses)*	14,43%	13,33%	1,10 p.p	13,92%	0,51 p.p	14,43%	13,33%	1,10 p.p
Nº de Consumidores Totais*	4.103.701	3.983.617	3,0%	4.075.597	0,7%	4.103.701	3.983.617	3,0%
Nº de Colaboradores (Próprios)*	1.109	1.137	-2,5%	1.111	-0,2%	1.109	1.137	-2,5%
MWh/Colaboradores Próprios e Terceiros*	348	404	-13,9%	345	0,9%	1.022	1.181	-13,5%
PMSO (5)/Consumidor*	36,97	39,24	-5,8%	40,31	-8,3%	115,99	116,44	-0,4%
Consumidor/Colaboradores Próprios e Terceiros*	484	556	-12,9%	487	-0,6%	484	556	-12,9%
Número Total de Colaboradores - Próprios e Terceiros	8.474	7.161	18,3%	8.361	1,4%	8.474	7.161	18,3%

(1) Variação entre 3T18 e 2T18; (2) Variação entre 9M18 e 9M17

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

PERFIL CORPORATIVO

Área de Concessão

A Companhia é responsável pela distribuição de energia elétrica em todo o Estado do Ceará, em uma área de 149 mil quilômetros quadrados, que compreende um total de 184 municípios. A base comercial da Companhia abrange aproximadamente 4 milhões de unidades consumidoras, e envolve uma população de cerca de 9,0 milhões de habitantes.

DADOS GERAIS*

	3T18	3T17	Var. %
Área de Concessão (km ²)	148.921	148.921	-
Municípios (Qte.)	184	184	-
Habitantes (Qte.) (1)	9.052.421	9.006.261	0,5%
Consumidores (Unid.)	4.103.701	3.983.617	3,0%
Linhas de Distribuição (Km)	142.390	139.266	2,2%
Linhas de Transmissão (Km)	5.145	5.101	0,9%
Subestações (Unid.)	114	113	0,9%
Volume de Energia 12 meses (GWh)	11.667	11.477	1,7%
Marketshare no Brasil - Nº de Clientes (2)	4,88%	4,83%	0,05 p.p
Marketshare no Brasil - Volume de Energia (2)	2,48%	2,49%	-0,01 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



* Valores não auditados pelos auditores independentes

Comentário do Desempenho

Estrutura de Controle e Organograma Societário Simplificado

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

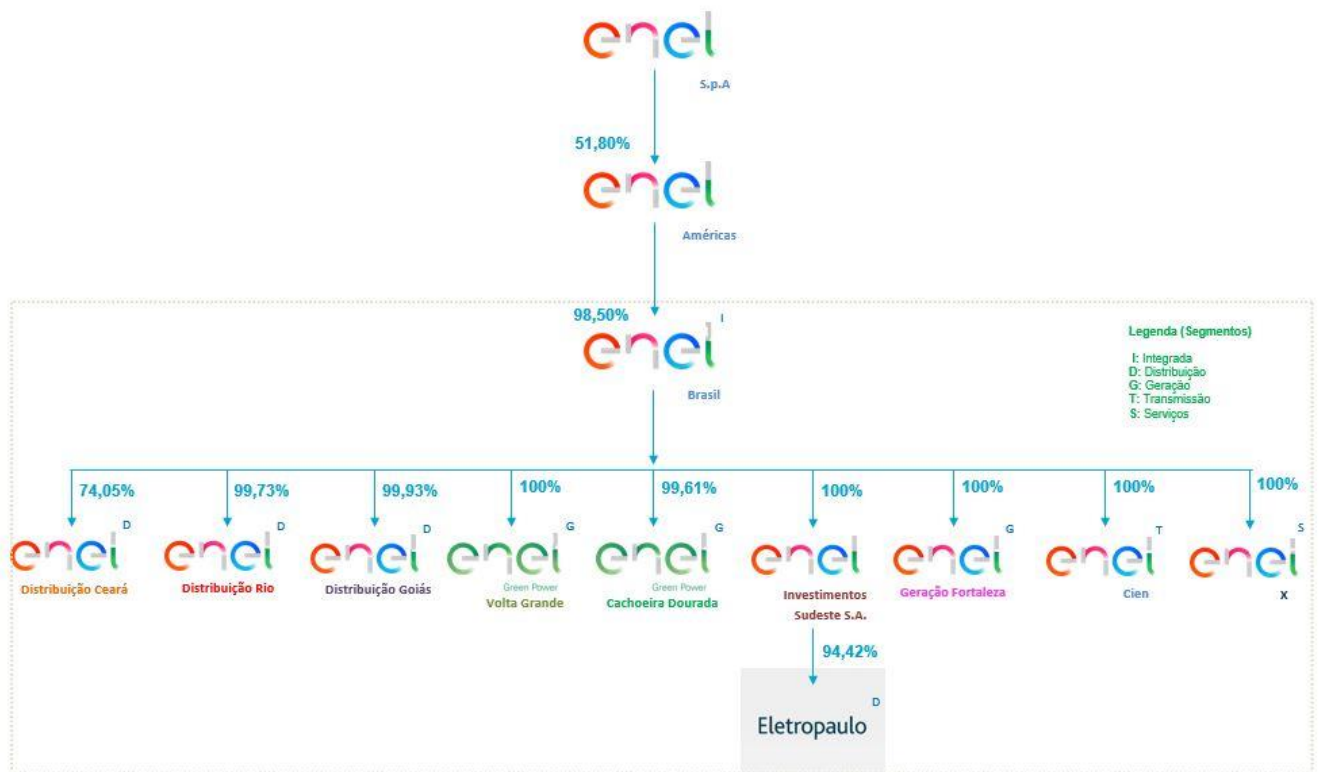
ESTRUTURA DE CONTROLE (EM 30/09/2018)

	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%	3.087.589	-	3.087.589	10,37%	4.006.992	5,15%
Fundos e Clubes de Investimentos	4.710	0,01%	5.807.898	-	5.807.898	19,50%	5.812.608	7,47%
Outros	79.579	0,17%	4.801.451	3.097	4.804.548	16,13%	4.884.127	6,27%
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 2018

Brasil



Comentário do Desempenho

3 DESEMPENHO OPERACIONAL

Mercado de Energia

Crescimento de Mercado

NÚMERO DE CONSUMIDORES (UNIDADES)*

	3T18	3T17	Var. %	2T18	Var. % (1)	9M18	9M17	Var. % (2)
Mercado Cativo	3.518.381	3.470.321	1,4%	3.510.258	0,2%	3.518.381	3.470.321	1,4%
Residencial - Convencional	1.847.053	1.834.764	0,7%	1.840.923	0,3%	1.847.053	1.834.764	0,7%
Residencial - Baixa Renda	917.240	857.456	7,0%	890.865	3,0%	917.240	857.456	7,0%
Industrial	5.662	5.779	-2,0%	5.732	-1,2%	5.662	5.779	-2,0%
Comercial	171.756	175.388	-2,1%	175.191	-2,0%	171.756	175.388	-2,1%
Rural	528.657	549.690	-3,8%	549.517	-3,8%	528.657	549.690	-3,8%
Setor Público	48.013	47.244	1,6%	48.030	-0,0%	48.013	47.244	1,6%
Cientes Livres	252	219	15,1%	250	0,8%	252	219	15,1%
Industrial	101	93	8,6%	101	-	101	93	8,6%
Comercial	143	118	21,2%	142	0,7%	143	118	21,2%
Rural	8	8	-	7	14,3%	8	8	-
Revenda	2	2	-	2	-	2	2	-
Consumo Próprio	340	404	-15,8%	368	-7,6%	340	404	-15,8%
Subtotal - Consumidores Efetivos Faturados	3.518.975	3.470.946	1,4%	3.510.878	0,2%	3.518.975	3.470.946	1,4%
Consumidores Ativos Não Faturados	584.726	512.671	14,1%	564.719	3,5%	584.726	512.671	14,1%
Total - Número de Consumidores	4.103.701	3.983.617	3,0%	4.075.597	0,7%	4.103.701	3.983.617	3,0%

(1) Variação entre 3T18 e 2T18; (2) Variação entre 9M18 e 9M17

O incremento no número de consumidores registrado ao final do 3T18 em relação ao ano anterior reflete o crescimento vegetativo do seu mercado cativo, com destaque para o crescimento, principalmente, nas classes residenciais (convencional e baixa renda), e setor público, com mais 72.842 novos consumidores*.

Nos últimos 12 meses, os investimentos para conexão de novos clientes à rede da Companhia totalizaram o montante de R\$ 384 milhões*.

Venda de Energia na Área de Concessão

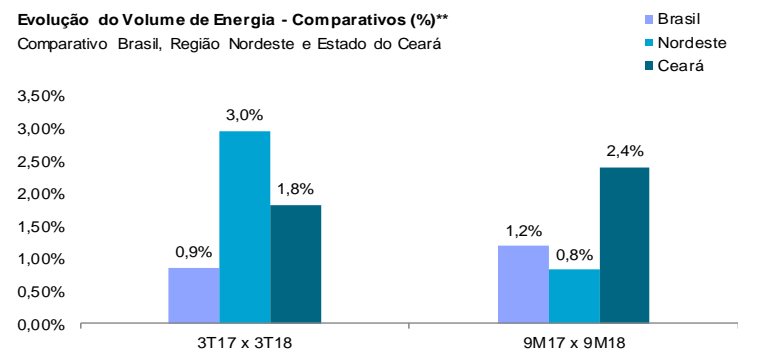
VENDA E TRANSPORTE DE ENERGIA (GWH)*

	3T18	3T17	Var. %	2T18	Var. % (1)	9M18	9M17	Var. % (2)
Mercado Cativo	2.420	2.400	0,8%	2.398	0,9%	7.170	7.065	1,5%
Cientes Livres	527	494	6,7%	487	8,2%	1.493	1.395	7,0%
Total - Venda e Transporte de Energia	2.947	2.894	1,8%	2.885	2,1%	8.663	8.459	2,4%

(1) Variação entre 3T18 e 2T18; (2) Variação entre 9M18 e 9M17

Evolução do Volume de Energia - Comparativos (%)**

Comparativo Brasil, Região Nordeste e Estado do Ceará



* Valores não auditados pelos auditores independentes

Comentário do Desempenho

Mercado Cativo

VENDA DE ENERGIA NO MERCADO CATIVO (GWH)*

	3T18	3T17	Var. %	2T18	Var. % (1)	9M18	9M17	Var. % (2)
Residencial - Convencional	797	782	1,9%	820	-2,8%	2.410	2.346	2,7%
Residencial - Baixa Renda	279	265	5,3%	268	4,1%	804	763	5,4%
Industrial	179	191	-6,3%	173	3,5%	523	552	-5,3%
Comercial	477	477	-	483	-1,2%	1.425	1.421	0,3%
Rural	316	314	0,6%	280	12,9%	893	890	0,3%
Setor Público	371	371	-	374	-0,8%	1.114	1.092	2,0%
Total - Venda de Energia no Mercado Cativo	2.420	2.400	0,8%	2.398	0,9%	7.170	7.065	1,5%

(1) Variação entre 3T18 e 2T18; (2) Variação entre 9M18 e 9M17

A variação observada acima (3T18 x 3T17), é explicada, principalmente, pelo aumento do consumo nas classes residenciais (convencional e baixa renda), devido as novas conexões ocorridas no período, parcialmente compensada pela migração para o mercado livre de consumidores industriais.

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

	3T18	3T17	Var. %	2T18	Var. % (1)	9M18	9M17	Var. % (2)
Residencial - Convencional	432	426	1,4%	446	-3,1%	1.305	1.279	2,0%
Residencial - Baixa Renda	304	309	-1,6%	301	1,0%	877	890	-1,5%
Industrial	31.660	33.046	-4,2%	30.114	5,1%	92.392	95.448	-3,2%
Comercial	2.776	2.720	2,1%	2.758	0,7%	8.298	8.105	2,4%
Rural	598	572	4,5%	509	17,5%	1.690	1.619	4,4%
Setor Público	7.732	7.847	-1,5%	7.781	-0,6%	23.211	23.123	0,4%
Total - Venda per Capita no Mercado Cativo	688	691	-0,4%	683	0,7%	2.038	2.036	0,1%

(1) Variação entre 3T18 e 2T18; (2) Variação entre 9M18 e 9M17

Clientes Livres

TRANSPORTE DE ENERGIA PARA OS CLIENTES LIVRES (GWH)*

	3T18	3T17	Var. %	2T18	Var. % (1)	9M18	9M17	Var. % (2)
Industrial	424	400	6,0%	385	10,1%	1.190	1.126	5,7%
Comercial	99	90	10,0%	99	-	293	261	12,3%
Rural	4	4	-	3	33,3%	10	8	25,0%
Total - Transporte de Energia para os Clientes Livres*	527	494	6,7%	487	8,2%	1.493	1.395	7,0%

(1) Variação entre 3T18 e 2T18; (2) Variação entre 9M18 e 9M17

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

	3T18	3T17	Var. %	2T18	Var. % (1)	9M18	9M17	Var. % (2)
Industrial	4.202	4.301	-2,3%	3.811	10,3%	11.782	12.106	-2,7%
Comercial	693	763	-9,2%	697	-0,6%	2.049	2.209	-7,2%
Rural	461	500	-7,8%	474	-2,7%	1.253	1.012	23,8%
Média - Transporte per capita p/ Clientes Livres*	2.092	2.256	-7,3%	1.949	7,3%	5.924	6.368	-7,0%

(1) Variação entre 3T18 e 2T18; (2) Variação entre 9M18 e 9M17

A redução no transporte de energia per capita aos clientes livres no 3T18 em relação ao 3T17 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 3T17.

* Valores não auditados pelos auditores independentes

Comentário do Desempenho

Compra de Energia

COMPRA DE ENERGIA (GWH)*

	3T18	3T17	Var. %	2T18	Var. % (1)	9M18	9M17	Var. % (2)
Central Geradora Termelétrica Fortaleza - CGTF	678	678	-	671	1,0%	2.012	2.012	-
Centrais Elétricas - FURNAS	221	253	-12,6%	215	2,8%	647	771	-16,1%
Companhia Hidroelétrica do São Francisco - CHESF	306	321	-4,7%	298	2,7%	898	981	-8,5%
Companhia Energética de São Paulo - CESP	17	17	-	17	-	50	50	-
Petróleo Brasileiro S/A - Petrobrás	249	272	-8,5%	247	0,8%	740	807	-8,3%
Eletronorte	24	25	-4,0%	24	-	72	75	-4,0%
COPEL	25	14	78,6%	25	-	71	43	65,1%
CEMIG	8	151	-94,7%	35	-77,1%	116	410	-71,7%
Tractebel Energia S.A	67	66	1,5%	65	3,1%	197	200	-1,5%
Eletronuclear Termonuclear S/A - Eletronuclear	95	95	-	94	1,1%	281	281	-
PROINFA	61	65	-6,2%	58	5,2%	175	182	-3,8%
Outros	1.512	1.376	9,9%	1.378	9,7%	4.203	4.087	2,8%
Total - Compra de Energia s/ CCEE	3.263	3.332	-2,1%	3.127	4,3%	9.462	9.900	-4,4%
Liquidação na CCEE	(244)	(415)	-41,2%	(232)	5,2%	(650)	(1.298)	-49,9%
Total - Compra de Energia	3.019	2.917	3,5%	2.895	4,3%	8.812	8.603	2,4%
Energia Distribuída								
Wobben e Energyworks	3	3	-	1	>100,0%	5	5	-
Total - Compra de Energia c/ Energia Distribuída	3.022	2.920	3,5%	2.896	4,4%	8.817	8.608	2,4%

(1) Variação entre 3T18 e 2T18; (2) Variação entre 9M18 e 9M17

Balanço de Energia

BALANÇO DE ENERGIA*

	3T18	3T17	Var. %	2T18	Var. % (1)	9M18	9M17	Var. % (2)
Energia requerida (GWh)	3.501	3.360	4,2%	3.309	5,8%	10.121	9.808	3,2%
Energia distribuída (GWh)	2.953	2.900	1,8%	2.891	2,1%	8.682	8.477	2,4%
Residencial - Convencional	797	782	1,9%	820	-2,8%	2.410	2.346	2,7%
Residencial - Baixa Renda	279	265	5,3%	268	4,1%	804	763	5,4%
Industrial	179	191	-6,3%	173	3,5%	523	552	-5,3%
Comercial	477	477	-	483	-1,2%	1.425	1.421	0,3%
Rural	316	314	0,6%	280	12,9%	893	890	0,3%
Setor Público	371	371	-	374	-0,8%	1.114	1.092	2,0%
Clientes Livres	527	494	6,7%	487	8,2%	1.493	1.395	7,0%
Revenda	3	2	50,0%	2	50,0%	8	7	14,3%
Consumo Próprio	3	4	-25,0%	4	-25,0%	11	11	-
Perdas na Distribuição - Sistema Coelce (GWh)	548	460	19,1%	418	31,1%	1.439	1.331	8,1%
Perdas na Distribuição - Sistema Coelce (%)	15,66%	13,69%	1,97 p.p	12,62%	3,04 p.p	14,22%	13,57%	0,65 p.p

(1) Variação entre 3T18 e 2T18; (2) Variação entre 9M18 e 9M17

Indicadores Operacionais

INDICADORES OPERACIONAIS E DE PRODUTIVIDADE*

	3T18	3T17	Var. %	2T18	Var. % (1)	9M18	9M17	Var. % (2)
DEC 12 meses (horas)	9,39	9,30	1,0%	9,00	4,3%	9,39	9,30	1,0%
FEC 12 meses (vezes)	5,41	5,91	-8,5%	5,55	-2,5%	5,41	5,91	-8,5%
Perdas de Energia 12 meses (%)	14,43%	13,33%	1,10 p.p	13,92%	0,51 p.p	14,43%	13,33%	1,10 p.p
Índice de Arrecadação 12 meses (%)	99,51%	98,34%	1,17 p.p	99,73%	-0,22 p.p	99,51%	98,34%	1,17 p.p
MWh/Colaboradores Próprios e Terceiros*	348	404	-13,9%	345	0,9%	1.022	1.181	-13,5%
Consumidor/Colaboradores Próprios e Terceiros*	484	556	-12,9%	487	-0,7%	484	556	-12,9%
PMSO (3)/Consumidor	36,97	39,24	-5,8%	40,31	-8,3%	115,99	116,44	-0,4%
Número Total de Colaboradores - Próprios e Terceiros	8.474	7.161	18,3%	8.361	1,4%	8.474	7.161	18,3%

(1) Variação entre 3T18 e 2T18; (2) Variação entre 9M18 e 9M17

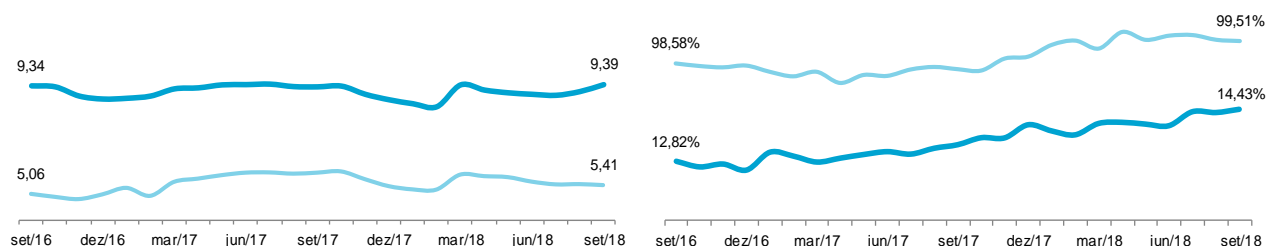
(3) PM SO: Pessoal, Material, Serviços e Outros

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

Dados de Set/16 a Set/18

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

Dados de Set/16 a Set/18



Comentário do Desempenho

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.

A Enel Distribuição Ceará investiu R\$ 294 milhões* em qualidade do sistema nos últimos 12 meses, e segue mantendo os indicadores melhores que os níveis exigidos pela Aneel (10,90 horas para o DEC e 7,79 vezes para o FEC).

Disciplina de Mercado

As perdas de energia TAM – Taxa Anual Móvel (medição acumulada em 12 meses) alcançaram o valor de 14,43%* no 3T18, um acréscimo de 1,10 p.p. em relação às perdas registradas no 3T17, de 13,33%*. Este aumento é explicado, principalmente, pela retração da economia do estado que gerou um aumento no furto de energia, em conjunto com o efeito do aumento de perdas técnicas em função da maior carga requerida com o crescimento da demanda.

Em 2018, foi iniciado um plano de combate aos furtos de energia, com o objetivo de reduzir as perdas.

Nos últimos 12 meses, foram investidos R\$ 46 milhões* no combate às perdas.

DESEMPENHO ECONÔMICO - FINANCEIRO

Resultado

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

	3T18	3T17	Var. %	2T18	Var. % (1)	9M18	9M17	Var. % (2)
Receita Operacional Bruta	2.007.603	1.725.242	16,4%	1.874.126	7,1%	5.451.303	4.938.794	10,4%
Deduções à Receita Operacional	(633.335)	(559.432)	13,2%	(561.272)	12,8%	(1.738.921)	(1.666.144)	4,4%
Receita Operacional Líquida	1.374.268	1.165.810	17,9%	1.312.854	4,7%	3.712.382	3.272.650	13,4%
Custos do Serviço e Despesas Operacionais	(1.253.585)	(1.014.129)	23,6%	(1.207.370)	3,8%	(3.364.086)	(2.807.625)	19,8%
EBITDA(3)*	171.712	195.888	-12,3%	154.908	10,8%	497.197	593.495	-16,2%
Margem EBITDA*	12,49%	16,80%	-4,31 p.p	11,80%	0,69 p.p	13,39%	18,13%	-4,74 p.p
Margem EBITDA ex- Receita de Construção*	15,99%	19,53%	-3,54 p.p	14,04%	1,95 p.p	16,24%	20,98%	-4,74 p.p
EBIT(4)*	120.683	151.681	-20,4%	105.484	14,4%	348.296	465.025	-25,1%
Margem EBIT*	8,78%	13,01%	-4,23 p.p	8,03%	0,75 p.p	9,38%	14,21%	-4,83 p.p
Resultado Financeiro	(35.022)	(14.432)	>100,0%	441	<-100,0%	(47.238)	(59.352)	-20,4%
Imposto de Renda, Contribuição Social e Outros	(16.394)	(23.568)	-30,4%	(24.883)	-34,1%	(65.362)	(77.119)	-15,2%
Lucro Líquido	69.267	113.681	-39,1%	81.042	-14,5%	235.696	328.554	-28,3%
Margem Líquida	5,04%	9,75%	-4,71 p.p	6,17%	-1,13 p.p	6,35%	10,04%	-3,69 p.p
Margem Líquida ex- Receita de Construção	6,45%	11,33%	-4,88 p.p	7,34%	-0,89 p.p	7,70%	11,61%	-3,91 p.p
Lucro por Ação (R\$/ação)	0,89	1,46	-39,1%	1,04	-14,5%	3,03	4,22	-28,3%

(1) Variação entre 3T 18 e 2T 18; (2) Variação entre 9M 18 e 9M 17

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

Receita Operacional Bruta

RECEITA OPERACIONAL BRUTA (R\$ MIL)

	3T18	3T17	Var. %	2T18	Var. % (1)	9M18	9M17	Var. % (2)
Fornecimento de Energia Elétrica	1.387.615	1.290.788	7,5%	1.368.055	1,4%	4.058.891	3.909.381	3,8%
Subsídio Baixa Renda	54.137	52.613	2,9%	54.509	-0,7%	159.847	148.642	7,5%
Subvenção CDE - Desconto Tarifário	66.686	65.399	2,0%	56.092	18,9%	186.243	177.741	4,8%
Fornecimento de Energia Elétrica - Mercado Cativo	1.508.438	1.408.800	7,1%	1.478.656	2,0%	4.404.981	4.235.764	4,0%
Ativos e passivos financeiros setoriais	41.245	90.303	-54,3%	118.210	-65,1%	103.317	73.483	40,6%
Receita de uso da rede elétrica - consumidores livres - revenda	77.715	46.766	66,2%	52.704	47,5%	177.558	132.925	33,6%
Receita de Construção	300.170	162.702	84,5%	209.198	43,5%	651.053	443.322	46,9%
Outras Receitas	80.035	16.671	>100,0%	15.358	>100,0%	114.394	53.300	>100,0%
Total - Receita Operacional Bruta	2.007.603	1.725.242	16,4%	1.874.126	7,1%	5.451.303	4.938.794	10,4%

(1) Variação entre 3T 18 e 2T 18; (2) Variação entre 9M 18 e 9M 17

O aumento da receita operacional bruta da Enel Distribuição Ceará foi de 16,4% no 3T18 em relação ao 3T17 (R\$ 282 milhões). Excluindo o efeito da receita de construção, a receita operacional bruta da Companhia, no 3T18, alcançou o montante de R\$ 1,70 bilhão, um aumento de R\$ 145 milhões em relação ao 3T17, cujo montante foi de R\$ 1,56 bilhão. Este aumento é resultado, principalmente, dos seguintes efeitos:

- Aumento de 7,5% na receita pelo fornecimento de energia elétrica (R\$ 97 milhões) como resultado do: (i) aumento no volume de venda para o mercado cativo em 0,8% (2.420 Gwh no 3T18 vs. 2.400 Gwh no 3T17); 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 Coelce (0,15% em média, no reajuste tarifário 2017).
- Aumento de 66,2% (R\$ 31 milhões) na rubrica de Disponibilidade da Rede Elétrica devido ao aumento no volume de transporte de energia para o mercado livre que cresceu 6,7% (527 Gwh no 3T18 vs. 494 Gwh no 3T17).
- Aumento R\$ 63 milhões na rubrica de Outras Receitas em função, principalmente, da reclassificação da receita proveniente dos recursos de bandeiras tarifárias, de modo a atender o despacho Nº 4.356/2017 (R\$ 57 milhões). No ano anterior esta receita estava registrada na rubrica de ativos e passivos financeiros setoriais.

* Valores não auditados pelos auditores independentes

Comentário do Desempenho

- Redução de 54,3% (R\$ 49 milhões) na rubrica de ativos e passivos financeiros setoriais decorrente, (i) do resultado do mercado de curto prazo, em que houve venda de sobra de energia precificada acima do custo de compra, gerando desta forma um passivo a devolver aos consumidores; e (ii) da reclassificação da receita proveniente dos recursos de bandeiras tarifárias, de modo a atender o despacho Nº 4.356/2017.

Deduções da Receita

DEDUÇÕES DA RECEITA (R\$ MIL)

	3T18	3T17	Var. %	2T18	Var. % (1)	9M18	9M17	Var. % (2)
ICMS	(358.543)	(324.609)	10,5%	(333.405)	7,5%	(1.002.999)	(963.318)	4,1%
COFINS	(131.386)	(119.645)	9,8%	(127.711)	2,9%	(366.616)	(346.083)	5,9%
PIS	(28.524)	(25.975)	9,8%	(27.727)	2,9%	(79.594)	(75.136)	5,9%
Total - Tributos	(518.453)	(470.229)	10,3%	(488.843)	6,1%	(1.449.209)	(1.384.537)	4,7%
P&D	(10.555)	(9.882)	6,8%	(10.584)	-0,3%	(29.808)	(27.828)	7,1%
Encargo Setorial CDE	(102.561)	(78.989)	29,8%	(92.948)	10,3%	(287.438)	(248.722)	15,6%
Outros impostos e contribuições a receita	(1.766)	(332)	>100,0%	(1.767)	-0,1%	(5.336)	(5.057)	5,5%
Ressarcimento P&D	-	-	-	32.870	-100,0%	32.870	-	-
Total - Encargos Setoriais	(114.882)	(89.203)	28,8%	(72.429)	58,6%	(289.712)	(281.607)	2,9%
Total - Deduções da Receita	(633.335)	(559.432)	13,2%	(561.272)	12,8%	(1.738.921)	(1.666.144)	4,4%

(1) Variação entre 3T 18 e 2T 18; (2) Variação entre 9M 18 e 9M 17

As deduções da receita foram maiores em R\$ 74 milhões em relação ao mesmo trimestre do ano anterior. Isto se deve, principalmente, às seguintes variações:

- Aumento de 10,3% (R\$ 48 milhões) nos tributos resultado, principalmente, do aumento da base de cálculo.
- Incremento de 28,8% (R\$ 26 milhões) nos encargos setoriais, em razão, principalmente, do aumento da quota de CDE, no qual destaca-se o incremento do orçamento da CDE – USO, conforme Resolução Homologatória Nº 2.368, de 9/2/2018, que aprovou as cotas anuais da CDE para o ano de 2018.

Custos e Despesas Operacionais

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

	3T18	3T17	Var. %	2T18	Var. % (1)	9M18	9M17	Var. % (2)
Custos e despesas não gerenciáveis								
Energia elétrica comprada para revenda	(722.325)	(609.043)	18,6%	(708.138)	2,0%	(1.919.773)	(1.694.420)	13,3%
Encargos do uso do sistema de transmissão	(29.649)	(47.406)	-37,5%	(82.712)	-64,2%	(183.228)	(96.163)	90,5%
Encargo de Serviço do Sistema	-	-	-	-	-	-	-	-
Total - Não gerenciáveis	(751.974)	(656.449)	14,6%	(790.850)	-4,9%	(2.103.001)	(1.790.583)	17,4%
Custos e despesas gerenciáveis								
Pessoal	(39.410)	(36.474)	8,0%	(42.035)	-6,2%	(128.057)	(113.308)	13,0%
Material e Serviços de Terceiros	(86.567)	(81.608)	6,1%	(91.715)	-5,6%	(263.090)	(247.029)	6,5%
Depreciação e Amortização	(51.029)	(44.207)	15,4%	(49.424)	3,2%	(148.901)	(128.470)	15,9%
Custo de Desativação de Bens	(10.139)	(5.799)	74,8%	(4.213)	>100,0%	(19.017)	(16.315)	16,6%
Prov. para Créditos de Liquidação Duvidosa	(20.039)	(18.716)	7,1%	(4.738)	>100,0%	(36.512)	(63.674)	-42,7%
Custo de Construção	(300.170)	(162.702)	84,5%	(209.198)	43,5%	(651.053)	(443.322)	46,9%
Provisão para riscos fiscais, cíveis e trabalhistas	2.886	(6.335)	<-100,0%	(10.245)	<-100,0%	(8.276)	(2.674)	>100,0%
Receita de multas por impuntualidade de clientes	11.424	11.333	0,8%	10.608	7,7%	33.884	34.928	-3,0%
Outras Despesas Operacionais	(8.567)	(13.172)	-35,0%	(15.560)	-44,9%	(40.063)	(37.178)	7,8%
Total - Gerenciáveis	(501.611)	(357.680)	40,2%	(416.520)	20,4%	(1.261.085)	(1.017.042)	24,0%
Total - Custos do Serviço e Despesa Operacional	(1.253.585)	(1.014.129)	23,6%	(1.207.370)	3,8%	(3.364.086)	(2.807.625)	19,8%

(1) Variação entre 3T 18 e 2T 18; (2) Variação entre 9M 18 e 9M 17

Os custos e despesas operacionais no 3T18 em relação ao 3T17 aumentaram em R\$ 239 milhões. Excluindo-se o efeito do custo de construção, os custos e despesas operacionais da Companhia, no 3T18, alcançaram o montante de R\$ 953 milhões, o que representa um incremento de R\$ 102 milhões em relação ao mesmo período do ano anterior, cujo montante foi de R\$ 851 milhões. Este incremento é resultado das seguintes variações:

Custos não gerenciáveis: incremento de R\$ 96 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:

- O incremento na rubrica Energia elétrica comprada para revenda (R\$ 113 milhões) é decorrente da apuração de maiores custos com compra de energia no terceiro trimestre de 2018 em função de maior demanda, reajustes contratuais e entrada de contratos de custo maior.
- A redução na rubrica Encargo do uso do sistema de transmissão (R\$ 18 milhões), se explica, basicamente, por receitas e reduções de custos relativos ao Encargo de Serviço de Sistema (ESS) em 2018, devido ao saldo superavitário da conta setorial relativa a este item.

Custos gerenciáveis: incremento nos custos e despesas gerenciáveis (R\$ 144 milhões). Excluindo-se o efeito do custo de construção, os custos e despesas gerenciáveis da Companhia, no 3T18, alcançaram o montante de R\$ 201 milhões, o que representa um incremento de R\$ 6 milhões em relação ao mesmo período do ano anterior, cujo montante foi de R\$ 195 milhões, explicado por:

- Aumento de R\$ 3 milhões em pessoal, decorrente, principalmente, de maiores despesas com plano médico para fechamento de negociação, o qual será compensado nos próximos trimestres; e antecipação, para o terceiro trimestre, de cursos de capacitação para os colaboradores, que estavam previstos para acontecer apenas no último trimestre de 2018.
- Incremento de R\$ 5 milhões em materiais e serviços de terceiros em razão, basicamente, de aumento da atividade de operação e manutenção para assegurar a qualidade do serviço, além de maiores despesas com plano de combate ao furto de energia lançado em 2018.

* Valores não auditados pelos auditores independentes

Comentário do Desempenho

- Incremento de R\$ 4 milhões em custo de desativação de bens em razão, principalmente, de uma maior desativação destes bens no período analisado, oriundo do maior volume de investimentos.
- Aumento de R\$ 7 milhões em depreciação e amortização, devido ao aumento da base de intangível e imobilizado, reflexo de maiores investimentos efetuados ao longo dos últimos anos.

Este efeito foi parcialmente compensado por:

- Redução de R\$ 9 milhões em provisão para riscos fiscais, cíveis e trabalhistas em razão do encerramento, por meio de acordos judiciais, de provisões referentes a processos cíveis com valores elevados, os quais envolviam acidentes na rede elétrica.
- Redução de R\$ 5 milhões em outras despesas operacionais devido, principalmente, à reclassificação das despesas com indenizações (DIC/FIC), as quais eram registradas como outras despesas operacionais. De acordo com o novo pronunciamento CPC 47/IFRS15 esta compensação passou a ser registrada como redutora da receita operacional na rubrica de outras receitas.

EBITDA

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

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

	3T18	3T17	Var. %	2T18	Var. % (1)	9M18	9M17	Var. % (2)
Lucro Líquido do Período	69.268	113.681	-39,1%	81.042	-14,5%	235.697	328.554	-28,3%
(+) Tributo sobre o Lucro (NE30)	16.394	23.568	-30,4%	24.883	-34,1%	65.362	77.119	-15,2%
(+) Resultado Financeiro (NE29)	35.021	14.432	>100,0%	(441)	<-100,0%	47.237	59.352	-20,4%
(=) EBIT	120.683	151.681	-20,4%	105.484	14,4%	348.296	465.025	-25,1%
(+) Depreciações e Amortizações (NE28)	51.029	44.207	15,4%	49.424	3,2%	148.901	128.470	15,9%
(=) EBITDA	171.712	195.888	-12,3%	154.908	10,8%	497.197	593.495	-16,2%

(1) Variação entre 3T 18 e 2T 18; (2) Variação entre 9M 18 e 9M 17

Resultado Financeiro

RESULTADO FINANCEIRO (R\$ MIL)

	3T18	3T17	Var. %	2T18	Var. % (1)	9M18	9M17	Var. % (2)
Receitas Financeiras								
Renda de aplicação financeira	1.492	1.258	18,6%	1.064	40,2%	3.658	6.940	-47,3%
Juros e atualização monetária sobre impontualidade de clientes	8.245	8.094	1,9%	7.946	3,8%	24.413	24.144	1,1%
Receita de ativo indenizável	10.574	6.449	64,0%	26.313	-59,8%	51.277	22.777	>100,0%
Variação monetária de ativos e passivos setoriais	4.067	-	-	8.413	-51,7%	15.002	-	-
Variações monetárias de dívida	342	436	-21,6%	1.268	-73,0%	2.041	1.651	23,6%
Instrumento financeiro derivativo - hedge/swap	9.762	-	-	9.168	6,5%	18.930	-	-
Outras receitas financeiras	3.531	1.215	>100,0%	2.677	31,9%	8.962	5.493	63,2%
Total - Receitas Financeiras	38.013	17.452	>100,0%	56.849	-33,1%	124.283	61.005	>100,0%
Despesas financeiras								
Variações monetárias de Dívida	(15.681)	(1.681)	>100,0%	(5.701)	>100,0%	(25.946)	(7.293)	>100,0%
Encargos de Dívidas	(27.880)	(21.171)	31,7%	(25.223)	10,5%	(75.251)	(70.185)	7,2%
Encargos fundo de pensão	(2.087)	(2.643)	-21,0%	(2.087)	-	(6.261)	(7.928)	-21,0%
Variação monetária de ativos e passivos setoriais	-	1.641	-100,0%	-	-	-	(8.159)	-100,0%
Atualização de provisão para riscos tributários, cíveis e trabalhistas	(10.202)	755	<-100,0%	(6.768)	50,7%	(21.797)	(9.652)	>100,0%
Atualização de Impostos, P&D/PEE	(1.579)	(500)	>100,0%	(492)	>100,0%	(3.934)	(2.220)	77,2%
Outras Multas	(293)	(5.724)	-94,9%	(292)	0,3%	(1.433)	(5.949)	-75,9%
Instrumento financeiro derivativo - hedge/swap	(10.619)	-	-	(10.491)	1,2%	(21.110)	-	-
Outras despesas financeiras	(4.693)	(2.561)	83,2%	(5.354)	-12,3%	(15.788)	(8.971)	76,0%
Total - Despesas Financeiras	(73.034)	(31.884)	>100,0%	(56.408)	29,5%	(171.520)	(120.357)	42,5%
Total - Receitas e Despesas Financeiras	(35.021)	(14.432)	>100,0%	441	<-100,0%	(47.237)	(59.352)	-20,4%

(1) Variação entre 3T 18 e 2T 18; (2) Variação entre 9M 18 e 9M 17

O resultado financeiro líquido da Enel Distribuição Ceará, no 3T18, apresentou uma despesa de R\$ 35 milhões, uma piora de R\$ 20 milhões em relação ao mesmo trimestre do ano anterior, devido principalmente aos seguintes fatores:

Incremento de R\$ 21 milhões nas receitas financeiras, explicada principalmente por:

- Aumento de R\$ 4 milhões na rubrica de receita de ativo indenizável: Este aumento é explicado, principalmente, pelo aumento do IPCA entre os períodos analisados.
- Aumento de R\$ 4 milhões na rubrica de variação monetária de ativos e passivos setoriais: devido, principalmente, à constituição de mais ativos regulatórios, gerando assim uma maior receita de atualização financeira.
- Aumento de R\$ 10 milhões na receita com Instrumento financeiro derivativo – hedge/swap: Este valor reflete a marcação a mercado da ponta ativa dos derivativos (swaps). Em contrapartida, se observa também o montante de R\$ 11 milhões (Instrumento financeiro derivativo – hedge/swap) nas despesas financeiras.

Incremento de 41 milhões nas despesas financeiras, principalmente, por:

- Aumento de R\$ 7 milhões na rubrica de encargos de dívida, explicado, basicamente, por maior saldo médio da dívida entre os períodos comparados.

* Valores não auditados pelos auditores independentes

Comentário do Desempenho

- Aumento de R\$ 14 milhões em variação monetária de dívidas, em função, principalmente, do aumento de IPCA entre os períodos e maior saldo médio de dívida atrelado a este índice.
- Aumento de R\$ 11 milhões na despesa com Instrumento financeiro derivativo – hedge/swap: Este valor reflete a marcação a mercado da ponta passiva dos derivativos (swaps). Em contrapartida, se observa também o montante de R\$ 10 milhões (Instrumento financeiro derivativo – hedge/swap) nas receitas financeiras.
- Aumento de R\$ 10 milhões nas despesas com atualização de provisão para riscos tributários, cíveis e trabalhistas decorrente, basicamente, de mudança na metodologia de atualização de contingências para adequação às políticas do Grupo Enel. As datas de atualização de alguns processos sofreram alteração, ocasionando aumento nesta rubrica.

Tributos (IR/CSLL) e Outros

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

	3T18	3T17	Var. %	2T18	Var. % (1)	9M18	9M17	Var. % (2)
IR e CSLL	(30.492)	(48.004)	-36,5%	(36.192)	-15,7%	(105.041)	(146.312)	-28,2%
Incentivo Fiscal SUDENE	15.640	26.122	-40,1%	12.851	21,7%	44.305	74.249	-40,3%
Amortização do Ágio e Reversão da Provisão	(1.542)	(1.686)	-8,5%	(1.542)	-	(4.626)	(5.056)	-8,5%
Total	(16.394)	(23.568)	-30,4%	(24.883)	-34,1%	(65.362)	(77.119)	-15,2%

(1) Variação entre 3T18 e 2T18; (2) Variação entre 9M18 e 9M17

As despesas com Imposto de Renda (IR), Contribuição Social sobre o Lucro Líquido (CSLL) e Outros (Amortização do Ágio e Incentivo Fiscal Sudene) no 3T18 registraram uma redução de R\$ 7 milhões. Esta variação explica-se, basicamente, pela (i) redução do lucro tributável e (ii) pela diminuição da base de cálculo do incentivo fiscal (receita operacional incentivada), ocasionando assim uma redução no valor do incentivo fiscal.

Endividamento

INDICADORES DE ENDIVIDAMENTO

	3T18	3T17	Var. %	2T18	Var. % (1)	9M18	9M17	Var. % (2)
Dívida bruta (R\$ mil)	1.670.659	1.011.417	65,2%	1.662.466	0,5%	1.670.659	1.011.417	65,2%
(-) Caixa, Equivalentes e Aplicações Financ. (R\$ mil)	108.952	82.279	32,4%	276.158	-60,5%	108.952	82.279	32,4%
Dívida líquida (R\$ mil)	1.561.707	929.138	68,1%	1.386.308	12,7%	1.561.707	929.138	68,1%
Dívida Bruta / EBITDA(3)*	2,40	1,27	89,0%	2,31	3,9%	2,40	1,27	89,0%
EBITDA(3) / Encargos de Dívida(3)*	7,02	7,97	-11,9%	7,79	-9,9%	7,02	7,97	-11,9%
Dívida bruta / (Dívida bruta + PL)	0,37	0,28	32,1%	0,38	-1,2%	0,37	0,28	32,1%
Dívida líquida / (Dívida líquida + PL)	0,36	0,27	33,3%	0,33	6,4%	0,36	0,27	33,3%

(1) Variação entre 3T18 e 2T18; (2) Variação entre 9M18 e 9M17

(3) EBITDA e Encargos de Dívida acumulado nos últimos 12 meses;

A dívida bruta da Enel Distribuição Ceará encerrou o terceiro trimestre de 2018 em R\$ 1.671 milhões, um incremento de R\$ 659 milhões em relação ao mesmo período do ano anterior. A variação da dívida bruta deve-se, basicamente, as novas captações de dívidas (R\$ 810 milhões de debêntures, R\$ 150 milhões de Notas Promissórias, e R\$ 75 milhões do crédito agropecuário do Banco do Brasil), em conjunto com a correção monetária de 20 milhões e provisão de encargos de R\$ 99 milhões, parcialmente compensados, por amortizações e pagamento de encargos ocorridos entre os períodos comparados, que alcançaram respectivamente R\$ 398 milhões e R\$ 91 milhões.

A Enel Distribuição Ceará encerrou o 3T18, no período de janeiro a setembro/18, com o custo da dívida médio de 9,04% a.a., ou CDI + 2,39% a.a.

Colchão de Liquidez

Para se precaver de qualquer necessidade emergencial de caixa, em 30 de setembro de 2018, a Companhia tinha a seu dispor R\$ 170 milhões em limites abertos de conta garantida e linha comprometida para utilização em operações de curto prazo.

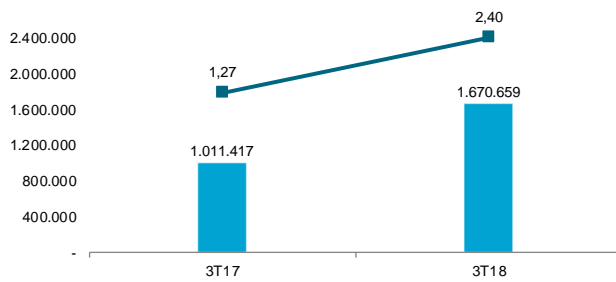
Classificação de Riscos (Rating)

Em 21 de fevereiro de 2018, a agência classificadora de risco de crédito corporativo Standard & Poor's Rating Services ("S&P") elevou o rating de crédito corporativo da Enel Distribuição Ceará de longo prazo na Escala Nacional Brasil de 'brAA-' para 'brAAA'. A perspectiva do rating de longo prazo é estável. Além disso, foi elevado também o rating atribuído à terceira emissão de debêntures de 'brAA-' para 'brAAA'. 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. Nesta data, também foi reafirmado o mesmo rating à 6ª emissão de debêntures da Companhia.

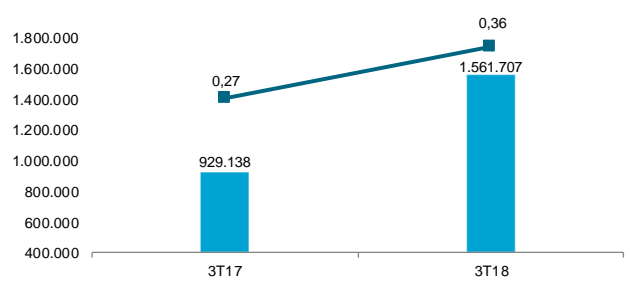
* Valores não auditados pelos auditores independentes

Comentário do Desempenho

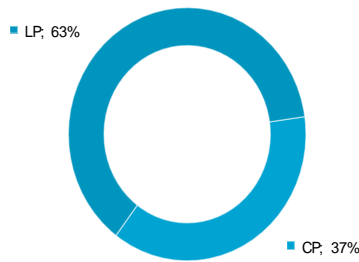
Dívida Bruta (R\$ Mil) e Dívida Bruta / EBITDA* (Veze)
Evolução 3T17 - 3T18



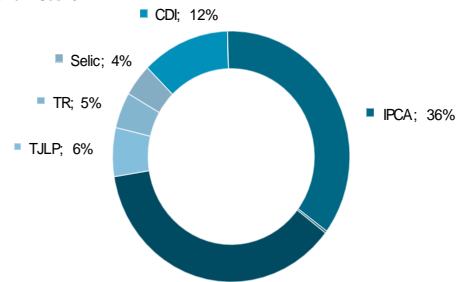
Dívida Líquida (R\$ Mil) e Alavancagem (Veze)
Evolução 3T17 - 3T18



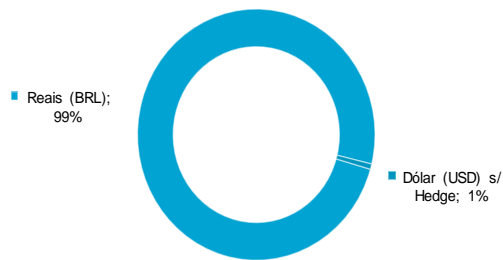
Abertura da Dívida Bruta - CP e LP
Posição Final em Set/18



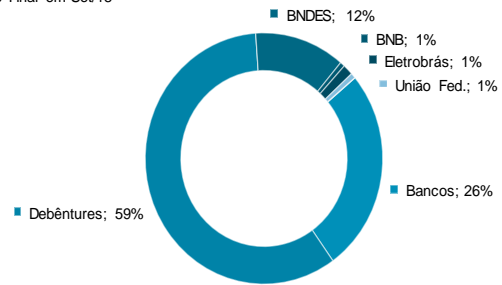
Abertura da Dívida Bruta - Indexadores
Posição Final em Set/18



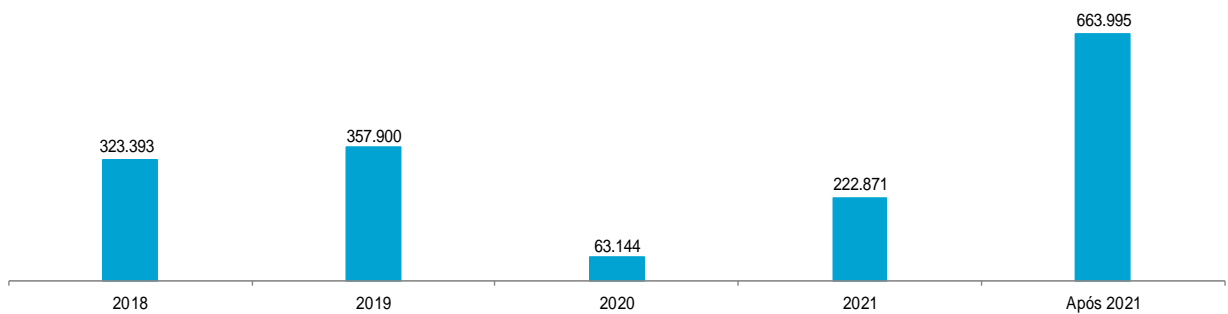
Abertura da Dívida Bruta - Moedas
Posição Final em Set/18



Abertura da Dívida Bruta - Credor
Posição Final em Set/18



Curva de Amortização (R\$ Mil)
Posição Final em Set/18



Comentário do Desempenho

Investimentos

INVESTIMENTOS (R\$ MIL)*

	3T18	3T17	Var. %	2T18	Var. % (1)	9M18	9M17	Var. % (2)
Novas Conexões	97.170	100.434	-3,2%	92.899	4,6%	279.903	298.837	-6,3%
Rede	148.354	32.426	>100,0%	59.674	>100,0%	232.427	77.235	>100,0%
Combate às Perdas	17.372	7.304	>100,0%	10.575	64,3%	34.075	21.872	55,8%
Qualidade do Sistema Elétrico	130.982	25.122	>100,0%	49.099	>100,0%	198.352	55.363	>100,0%
Outros	37.969	32.983	15,1%	36.624	3,7%	87.098	66.034	31,9%
Varição de Estoque	27.697	12.667	>100,0%	34.389	-19,5%	86.984	30.572	>100,0%
Total Investido	311.191	178.510	74,3%	223.586	39,2%	686.412	472.679	45,2%
Aportes / Subsídios	(11.045)	(14.801)	-25,4%	(13.109)	-15,7%	(32.199)	(28.367)	13,5%
Investimento Líquido	300.145	163.710	83,3%	210.477	42,6%	654.213	444.312	47,2%

(1) Variação entre 3T18 e 2T18; (2) Variação entre 9M18 e 9M17

Mercado Bursátil

COTAÇÃO DE FECHAMENTO (R\$/AÇÃO)*

	3T18	3T17	Var. %	2T18	Var. % (1)	9M18	9M17	Var. % (2)
Ordinárias - ON (COCE3)	44,00	55,00	-20,0%	52,69	-16,5%	44,00	55,00	-20,0%
Preferenciais A - PNA (COCE5)	42,55	53,98	-21,2%	47,00	-9,5%	42,55	53,98	-21,2%
Preferenciais B - PNB (COCE6)	-	-	-	-	-	-	-	-

(1) Variação entre 3T18 e 2T18; (2) Variação entre 9M18 e 9M17

variação sem ajuste por proventos

5 OUTROS TEMAS RELEVANTES

Bandeiras Tarifárias vigentes até 30 de setembro de 2018

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. No ano de 2017, 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;

A partir de 01/02/2017 - A tarifa sofre acréscimo de R\$ 2,00 para cada 100 quilowatt-hora (kWh) consumidos (REH 2.203/2017)

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)

A partir de 01/11/2017 - A tarifa da bandeira patamar 2 passou a ser R\$ 5,00 para cada 100 kWh consumidos (Audiência Pública 061/2017).

Preço-Teto do Preço de Liquidação das Diferenças PLD)

Em 15 de dezembro de 2015, a Resolução Homologatória nº 2.002 da Aneel definiu os valores limites do PLD de 2016. O PLD máximo foi fixado em R\$ 422,56 /MWh e o valor mínimo em R\$ 30,25/MWh. Esses limites passaram a vigorar em 1º de janeiro de 2016.

Em 13 de dezembro de 2016, a Resolução Homologatória nº 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 nº 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.

Reajuste Tarifário Anual

A Aneel aprovou o reajuste tarifário anual da Enel Distribuição Ceará por meio da resolução Nº 2.383, de abril de 2018. As tarifas foram reajustadas, em média, 4,96%. Para os consumidores de baixa tensão, em sua maioria clientes residenciais, o aumento foi de, em média de 3,8%. Já para os clientes de média e alta tensão, o reajuste foi, em média, de 7,96%.

* Valores não auditados pelos auditores independentes

Comentário do Desempenho

ANEXO 1: DEMONSTRATIVO DE RESULTADOS (IFRS)

DEMONSTRATIVO DE RESULTADO (R\$ MIL)

	3T18	3T17	Var. %	2T18	Var. % (1)	9M18	9M17	Var. % (2)
Receita Operacional Bruta	2.007.603	1.725.242	16,4%	1.874.126	7,1%	5.451.303	4.938.794	10,4%
Fornecimento de Energia Elétrica	1.387.615	1.290.788	7,5%	1.368.055	1,4%	4.058.891	3.909.381	3,8%
Ativos e passivos financeiros setoriais	41.245	90.303	-54,3%	118.210	-65,1%	103.317	73.483	40,6%
Subvenção Baixa Renda	54.137	52.613	2,9%	54.509	-0,7%	159.847	148.642	7,5%
Subvenção CDE - Desconto Tarifário	66.686	65.399	2,0%	56.092	18,9%	186.243	177.741	4,8%
Receita de uso da rede elétrica - consumidores livres - revenda	77.715	46.766	66,2%	52.704	47,5%	177.558	132.925	33,6%
Receita de Construção	300.170	162.702	84,5%	209.198	43,5%	651.053	443.322	46,9%
Outras Receitas	80.035	16.671	>100,0%	15.358	>100,0%	114.394	53.300	>100,0%
Deduções da Receita	(633.335)	(559.432)	13,2%	(561.272)	12,8%	(1.738.921)	(1.666.144)	4,4%
ICMS	(358.543)	(324.609)	10,5%	(333.405)	7,5%	(1.002.999)	(963.318)	4,1%
COFINS	(131.386)	(119.645)	9,8%	(127.711)	2,9%	(366.616)	(346.083)	5,9%
PIS	(28.524)	(25.975)	9,8%	(27.727)	2,9%	(79.594)	(75.136)	5,9%
P&D	(10.555)	(9.882)	6,8%	(10.584)	-0,3%	(29.808)	(27.828)	7,1%
Encargo Setorial CDE	(102.561)	(78.989)	29,8%	(92.948)	10,3%	(287.438)	(248.722)	15,6%
Outros impostos e contribuições a receita	(1.766)	(332)	>100,0%	(1.767)	-0,1%	(5.336)	(5.057)	5,5%
Ressarcimento P&D	-	-	-	32.870	-100,0%	32.870	-	-
Receita Operacional Líquida	1.374.268	1.165.810	17,9%	1.312.854	4,7%	3.712.382	3.272.650	13,4%
Custo do Serviço / Despesa Operacional	(1.253.585)	(1.014.129)	23,6%	(1.207.370)	3,8%	(3.364.086)	(2.807.625)	19,8%
Custos e despesas não gerenciáveis	(751.974)	(656.449)	14,6%	(790.850)	-4,9%	(2.103.001)	(1.790.583)	17,4%
Energia elétrica comprada para revenda	(722.325)	(609.043)	18,6%	(708.138)	2,0%	(1.919.773)	(1.694.420)	13,3%
Encargos do uso do sistema de transmissão	(29.649)	(47.406)	-37,5%	(82.712)	-64,2%	(183.228)	(96.163)	90,5%
Custos e despesas gerenciáveis	(501.611)	(357.680)	40,2%	(416.520)	20,4%	(1.261.085)	(1.017.042)	24,0%
Pessoal	(39.410)	(36.474)	8,0%	(42.035)	-6,2%	(128.057)	(113.308)	13,0%
Materiais e Serviços de Terceiros	(86.567)	(81.608)	6,1%	(91.715)	-5,6%	(263.090)	(247.029)	6,5%
Depreciação e Amortização	(51.029)	(44.207)	15,4%	(49.424)	3,2%	(148.901)	(128.470)	15,9%
Custos de Desativação de Bens	(10.139)	(5.799)	74,8%	(4.213)	>100,0%	(19.017)	(16.315)	16,6%
Prov. para Créditos de Liquidação Duvidosa	(20.039)	(18.716)	7,1%	(4.738)	>100,0%	(36.512)	(63.674)	-42,7%
Custo de Construção	(300.170)	(162.702)	84,5%	(209.198)	43,5%	(651.053)	(443.322)	46,9%
Provisão para riscos fiscais, cíveis e trabalhistas	2.886	(6.335)	<-100,0%	(10.245)	<-100,0%	(8.276)	(2.674)	>100,0%
Receita de multas por impuntualidade de clientes	11.424	11.333	0,8%	10.608	7,7%	33.884	34.928	-3,0%
Outras Despesas Operacionais	(8.567)	(13.172)	-35,0%	(15.560)	-44,9%	(40.063)	(37.178)	7,8%
EBITDA (3)	171.712	195.888	-12,3%	154.908	10,8%	497.197	593.495	-16,2%
Margem EBITDA	12,49%	16,80%	-4,31 p.p	11,80%	0,69 p.p	13,39%	18,13%	-4,74 p.p
Margem EBITDA ex- Receita de Construção	15,99%	19,53%	-3,54 p.p	14,04%	1,95 p.p	16,24%	20,98%	-4,74 p.p
Resultado do Serviço (EBIT)	120.683	151.681	-20,4%	105.484	14,4%	348.296	465.025	-25,1%
Resultado Financeiro	(35.021)	(14.432)	>100,0%	441	<-100,0%	(47.237)	(59.352)	-20,4%
Receita Financeira	38.013	17.452	>100,0%	56.849	-33,1%	124.283	61.005	>100,0%
Renda de aplicação financeira	1.492	1.258	18,6%	1.064	40,2%	3.658	6.940	-47,3%
Juros e atualização monetária sobre impuntualidade de clientes	8.245	8.094	1,9%	7.946	3,8%	24.413	24.144	1,1%
Receita de ativo indenizável	10.574	6.449	64,0%	26.313	-59,8%	51.277	22.777	>100,0%
Variação monetária de ativos e passivos setoriais	4.067	-	-	8.413	-51,7%	15.002	-	-
Variações monetárias de dívida	342	436	-21,6%	1.268	-73,0%	2.041	1.651	23,6%
Instrumento financeiro derivativo - hedge/swap	9.762	-	-	9.168	6,5%	18.930	-	-
Outras receitas financeiras	3.531	1.215	>100,0%	2.677	31,9%	8.962	5.493	63,2%
Despesas financeiras	(73.034)	(31.884)	>100,0%	(56.408)	29,5%	(171.520)	(120.357)	42,5%
Variações monetárias de Dívida	(15.681)	(1.681)	>100,0%	(5.701)	>100,0%	(25.946)	(7.293)	>100,0%
Encargos de Dívidas	(27.880)	(21.171)	31,7%	(25.223)	10,5%	(75.251)	(70.185)	7,2%
Encargos fundo de pensão	(2.087)	(2.643)	-21,0%	(2.087)	-	(6.261)	(7.928)	-21,0%
Variação monetária de ativos e passivos setoriais	-	1.641	-100,0%	-	-	-	(8.159)	-100,0%
Atualização de provisão para riscos tributários, cíveis e trabalhistas	(10.202)	755	<-100,0%	(6.768)	50,7%	(21.797)	(9.652)	>100,0%
Atualização de Impostos, P&D/PEE	(1.579)	(500)	>100,0%	(492)	>100,0%	(3.934)	(2.220)	77,2%
Outras Multas	(293)	(5.724)	-94,9%	(292)	0,3%	(1.433)	(5.949)	-75,9%
Instrumento financeiro derivativo - hedge/swap	(10.619)	-	-	(10.491)	1,2%	(21.110)	-	-
Outras despesas financeiras	(4.693)	(2.561)	83,2%	(5.354)	-12,3%	(15.788)	(8.971)	76,0%
Lucro Antes dos Tributos e Participações	85.662	137.249	-37,6%	105.925	-19,1%	301.059	405.673	-25,8%
Tributos e Outros	(16.394)	(23.568)	-30,4%	(24.883)	-34,1%	(65.362)	(77.119)	-15,2%
IR e CSLL	(30.492)	(48.004)	-36,5%	(36.192)	-15,7%	(105.041)	(146.312)	-28,2%
Incentivo Fiscal SUDENE	15.640	26.122	-40,1%	12.851	21,7%	44.305	74.249	-40,3%
Amortização do Ágio e Reversão da Provisão	(1.542)	(1.686)	-8,5%	(1.542)	-	(4.626)	(5.056)	-8,5%
Lucro Líquido do Período	69.268	113.681	-39,1%	81.042	-14,5%	235.697	328.554	-28,3%
Margem Líquida	5,04%	9,75%	-4,71 p.p	6,17%	-1,13 p.p	6,35%	10,04%	-3,69 p.p
Margem Líquida ex- Receita de Construção	6,45%	11,33%	-4,88 p.p	7,34%	-0,89 p.p	7,70%	11,61%	-3,91 p.p
Lucro por Ação (R\$/ação)	0,8897	1,4602	-39,1%	1,0409	-14,5%	3,0274	4,2201	-28,3%

(1) Variação entre 3T 18 e 2T 18; (2) Variação entre 9M 18 e 9M 17

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

* Valores não auditados pelos auditores independentes

Comentário do Desempenho

7 ANEXO 2: BALANÇOS PATRIMONIAIS (IFRS)

BALANÇOS PATRIMONIAIS

ATIVOS	9M18	2017
CIRCULANTE		
Caixa e equivalente de caixa	17.789	154.276
Títulos e valores mobiliários	91.163	82.206
Consumidores e outras contas a receber	1.003.197	885.030
Ativos financeiros setoriais	661.309	124.961
Subvenção CDE - desconto tarifário	352.261	365.188
Cauções e depósitos	-	-
Tributos a compensar	83.585	74.342
Serviço em curso	20.325	41.618
Instrumentos financeiros derivativos - swap	687	-
Outros créditos	86.169	95.925
Total do ativo circulante	2.316.485	1.823.546
NÃO CIRCULANTE		
Consumidores e outras contas a receber	14.438	7.585
Ativos financeiros setoriais	-	-
Depósitos vinculados a litígios	42.108	41.676
Cauções e depósitos	27.965	25.485
Tributos a compensar	75.362	51.104
Serviços em curso	45.339	38.534
Tributos diferidos	44.889	67.064
Benefício fiscal	37.873	42.499
Instrumentos financeiros derivativos - swap	-	1.465
Outros créditos	194	194
Ativo indenizável (concessão)	1.757.057	1.383.764
Imobilizado	46.183	43.247
Intangível	2.333.287	2.173.905
Total do ativo não circulante	4.424.695	3.876.522
TOTAL DOS ATIVOS	6.741.180	5.700.068
PASSIVO		
CIRCULANTE		
Fornecedores	704.714	755.862
Empréstimos e financiamentos	452.813	314.375
Debêntures	172.060	147.121
Salários, provisões e encargos sociais	52.583	45.774
Obrigações fiscais	147.606	133.828
Passivos financeiros setoriais	-	-
Dividendos a pagar	85.514	85.514
Taxas regulamentares	443.080	387.223
Benefícios pós-emprego	1.504	2.593
Instrumentos financeiros derivativos - swap	1.092	-
Outras obrigações	53.068	60.330
Total do passivo circulante	2.114.034	1.932.620
NÃO CIRCULANTE		
Fornecedores	-	-
Empréstimos e financiamentos	234.615	335.270
Debêntures	809.635	495.788
Passivos financeiros setoriais	425.025	6.874
Obrigações fiscais	8.771	10.052
Taxas regulamentares	61.649	85.540
Benefícios pós-emprego	93.273	99.047
Instrumentos financeiros derivativos - swap	1.131	-
Provisões para riscos tributários, cíveis e trabalhistas	171.128	151.655
Outras obrigações	289	308
Total do passivo não circulante	1.805.516	1.184.534
PATRIMÔNIO LÍQUIDO		
Capital social	741.046	615.946
Reserva de capital	358.671	358.671
Reserva de lucros	1.482.179	1.607.279
Outros resultados abrangentes	(293)	1.018
Lucros Acumulados	240.027	-
Total do patrimônio líquido	2.821.630	2.582.914
TOTAL DO PATRIMÔNIO LÍQUIDO E PASSIVOS	6.741.180	5.700.068

* Valores não auditados pelos auditores independentes



Companhia Energética do Ceará - Coelce

1. Informações Gerais

A Companhia Energética do Ceará - Coelce ("Companhia"), sociedade por ações de capital aberto registrada na BM&FBOVESPA S.A. - Bolsa de Valores, Mercadorias e Futuros com sede na Rua Padre Valdevino, nº 150, Fortaleza, Ceará, controlada pela Enel Brasil S.A. é uma concessionária do serviço público de energia elétrica, destinada a pesquisar, estudar, planejar, construir e explorar a distribuição de energia elétrica, sendo tais atividades regulamentadas pela Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL, vinculada ao Ministério de Minas e Energia - MME.

A Companhia tem como área de concessão 184 municípios cearenses, o qual é regulado pelo contrato de Concessão de Distribuição nº 01/1998, com vencimento em dezembro de 2028.

2. Apresentação das informações trimestrais

As informações contábeis intermediárias foram elaboradas e preparadas de acordo com o Pronunciamento Técnico CPC 21 (R1) - Demonstração Intermediária e de acordo com a Norma Internacional IAS 34 - *Interim Financial Reporting* emitida pelo *International Accounting Standards Board - IASB*, assim como pela apresentação dessas informações de forma condizente com as Normas expedidas pela Comissão de Valores Mobiliários (CVM), aplicáveis à elaboração das Informações Trimestrais (ITR).

Na elaboração das informações contábeis intermediárias foram adotados princípios e práticas contábeis consistentes com os divulgados nas demonstrações financeiras de 31 de dezembro de 2017, publicadas no Diário Oficial do Estado do Ceará em 21 de março de 2018, exceto, as novas práticas contábeis adotadas conforme demonstrado na nota explicativa 5. Essas informações contábeis intermediárias devem ser analisadas em conjunto com aquelas demonstrações financeiras, para melhor compreensão das informações apresentadas. A Administração afirma que todas as informações relevantes próprias das informações contábeis Intermediárias estão divulgadas e correspondem ao que é utilizado na gestão da Companhia.

A autorização para emissão destas informações financeiras intermediária ocorreu em reunião da Diretoria realizada em 25 de outubro de 2018.

3. Reajuste tarifário anual

Os reajustes tarifários ocorrem anualmente, exceto nos anos em que ocorrem revisões tarifárias periódicas (geralmente a cada 4 anos). O mecanismo de Reajuste Tarifário Anual tem como objetivo restabelecer o poder de compra da receita obtida por meio das tarifas praticadas pela concessionária.

De acordo com seu contrato de concessão, a Companhia teve o reajuste tarifário em 22 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, houve um aumento em torno de 3,80%. Já para os clientes de média e alta tensão, o reajuste foi cerca de 7,96%, sendo o principal efeito, a atualização do preço da tarifa de transmissão de energia das transmissoras que tiveram suas concessões prorrogadas nos termos da Lei 12.783/12. Adicionalmente, a Parcela B foi atualizada pela inflação acumulada no período (IGP-M).

4. Alterações e atualizações na legislação regulatória

a) Bandeiras tarifárias

Em 2018, vigoraram as bandeiras tarifárias verde nos meses de janeiro a abril, amarela em maio e vermelha, patamar 2, desde junho de 2018. Em 2017, vigoraram as bandeiras tarifárias verde nos meses de janeiro e junho, amarela nos meses de fevereiro, março, julho e setembro e vermelha nos meses de abril, maio, agosto, outubro, novembro e dezembro.



Companhia Energética do Ceará – Coelce

5. Principais mudanças nas políticas contábeis

Pronunciamento Técnico CPC 47 - Receita de Contratos com Clientes (IFRS 15 - Revenue from Contracts with Customers)

A Companhia adotou o CPC 47/IFRS 15 usando o método de efeito cumulativo, com aplicação inicial a partir de 1º de janeiro de 2018. O princípio básico da norma consiste em que a Companhia deve reconhecer receitas para descrever a transferência de bens ou serviços prometidos a clientes no valor que reflita a contraprestação à qual a Companhia espera ter direito em troca desses bens ou serviços.

O CPC 47/IFRS15 define ainda que o valor da contraprestação pode variar em razão de descontos, abatimentos, restituições, créditos, concessões de preços, incentivos, bônus de desempenho, penalidades ou outros itens similares, cuja receita deve ser reconhecida de forma líquida dessa contraprestação variável. Os indicadores de continuidade individuais DIC, FIC, DMIC e DICRI refletem a qualidade do fornecimento de energia elétrica prestada aos clientes. Quando esses indicadores ultrapassam as metas estabelecidas pela ANEEL, os consumidores recebem uma compensação financeira na fatura de energia. Esses ressarcimentos eram contabilizados como despesa operacional e, de acordo com o novo pronunciamento, passaram a ser contabilizados como redutor da receita pela disponibilidade da rede elétrica.

Pronunciamento Técnico CPC 48 - Instrumentos Financeiros (IFRS 9 - Financial Instruments)

A Companhia adotou o CPC 48/IFRS 9 com aplicação inicial a partir de 1º de janeiro de 2018, aproveitando a isenção que lhe permite não rerepresentar informações comparativas de períodos anteriores decorrentes das alterações na classificação e mensuração de instrumentos financeiros, incluindo perdas de crédito esperadas. Eventuais diferenças nos saldos contábeis de ativos e passivos financeiros resultantes da adoção inicial do CPC 48/IFRS 9 foram reconhecidas nos lucros acumulados.

Classificação - Ativos e passivos financeiros O CPC 48/IFRS 9 contém três principais categorias de classificação para ativos financeiros: mensurados ao custo amortizado, ao valor justo por meio de outros resultados abrangentes (VJORA) e ao valor justo por meio do resultado (VJR). A norma elimina as categorias existentes no CPC 38/IAS 39 de mantidos até o vencimento, empréstimos e recebíveis e disponíveis para venda.

Os novos requerimentos de classificação produziram impactos na contabilização dos ativos e passivos da Companhia, conforme demonstrado abaixo:

	<u>Valor contábil original de acordo com CPC 38 / IAS39 em 31 de dezembro de 2017</u>	<u>Novo valor contábil de acordo com CPC 48 / IFRS 9 em 1º de janeiro de 2018</u>
	<u>Categoria</u>	<u>Categoria</u>
Ativo		
Caixa e equivalente de caixa	Valor justo por meio de resultado	Valor justo por meio de resultado
Titulos e valores mobiliários	Valor justo por meio de resultado	Valor justo por meio de resultado
Cauções e depósitos vinculados	Empréstimos e recebíveis	Custo amortizado
Consumidores	Empréstimos e recebíveis	Custo amortizado
Consumidores - serviços prestados	Empréstimos e recebíveis	Custo amortizado
Instrumentos financeiros derivativos - Swap	Empréstimos e recebíveis	Valor justo por meio de resultado
Empréstimos com partes relacionadas em moeda nacional	Empréstimos e recebíveis	Custo amortizado
Ativos financeiros setoriais	Empréstimos e recebíveis	Custo amortizado
Ativo indenizável (concessão)	Disponível para venda	Valor justo por meio de resultado
Passivo		
Empréstimos e financiamentos em moeda nacional	Outros passivos financeiros	Custo amortizado
Debêntures em moeda nacional	Outros passivos financeiros	Custo amortizado
Empréstimos, financiamentos em moeda estrangeira	Outros passivos financeiros	Custo amortizado
Passivos financeiros setoriais	Outros passivos financeiros	Custo amortizado
Instrumentos financeiros derivativos - Swap	Outros passivos financeiros	Valor justo por meio de resultado
Fornecedores	Outros passivos financeiros	Custo amortizado



Companhia Energética do Ceará – Coelce

Redução ao valor recuperável (*impairment*) - Ativos financeiros e ativos contratuais:

O CPC 48/IFRS 9 substitui o modelo de “perdas incorridas” do CPC 38/IAS 39 por um modelo prospectivo de “perdas de crédito esperadas”. O novo modelo de perdas esperadas se aplicará aos ativos financeiros mensurados ao custo amortizado ou ao Valor Justo por meio de Outros Resultados Abrangentes - VJORA, com exceção de investimentos em instrumentos patrimoniais e ativos contratuais. As provisões para perdas esperadas foram mensuradas com base nas perdas de crédito esperadas para a vida inteira, ou seja, perdas de crédito que resultam de todos os possíveis eventos de inadimplência ao longo da vida esperada de um instrumento financeiro. As perdas estimadas foram calculadas com base na experiência real de perda de crédito nos últimos três anos. A Companhia realizou o cálculo das taxas de perda separadamente para cada segmento de clientes (corporativo, grandes clientes e administração pública). Além disso, quando aplicável, foram consideradas as mudanças no risco de crédito seguindo avaliações de crédito externas publicadas.

	Saldo contábil originalmente apresentado em 31.12.2017	Valor da adoção	Ajuste de transição (lucros acumulados)
PECLD energia	247.244	235.132	(12.112)
PECLD não energia	34.237	39.788	5.551
Contas a receber	281.481	274.920	(6.561)

Hedge Accounting

A Companhia determinou que todas as relações de hedge existentes atualmente designadas como relações de hedge eficazes continuarão a ser qualificadas para fins de contabilização de hedge de acordo com a IFRS 9. Uma vez que a IFRS 9 não altera os princípios gerais de como uma entidade contabiliza hedges efetivos, a aplicação dos requisitos de hedge da IFRS 9 não teve impacto nas informações contábeis intermediárias da Companhia.

6. Caixa e equivalentes de caixa

Descrição	30/09/2018	31/12/2017
Caixa e contas correntes bancárias	17.337	78.505
Aplicações financeiras		
CDB (Aplicações diretas)	328	42
Operações compromissadas	65	75.600
	393	75.642
Fundos exclusivos		
Operações compromissadas (Fundos exclusivos)	59	129
	59	129
Aplicações financeiras	452	75.771
Total	17.789	154.276

O excedente de caixa da Companhia é aplicado de forma conservadora em ativos financeiros de baixo risco, com alta liquidez, sendo prontamente conversíveis em recursos disponíveis de acordo com as necessidades de caixa da Companhia em um valor conhecido e com risco insignificante de perda. As aplicações financeiras da Companhia buscam rentabilidade compatível às variações do CDI. Dada à natureza e característica das aplicações financeiras, estas já estão reconhecidas pelo seu valor justo por meio do resultado.



Companhia Energética do Ceará – Coelce

7. Títulos e valores mobiliários

	<u>30/09/2018</u>	<u>31/12/2017</u>
Fundos de investimentos não exclusivos	91.019	82.142
Fundos de investimentos exclusivos	144	64
Títulos públicos	143	61
LF - Letra Financeira	1	3
Total	<u>91.163</u>	<u>82.206</u>

Nenhum desses ativos está vencido nem apresenta problemas de recuperação ou redução ao valor recuperável no encerramento do período.

8. Consumidores e outras contas a receber

	<u>A vencer</u>	<u>Vencidos até 90 dias</u>	<u>Vencidos há mais de 90 dias</u>	<u>Total</u>	<u>Provisão Estimadas em Créditos de Liquidação Duvidosa</u>	<u>30/09/2018</u>	<u>31/12/2017</u>
Circulante							
Fornecimento faturado	351.119	262.662	330.761	944.542	(233.562)	710.980	605.630
Receita não faturada	203.092	-	-	203.092	-	203.092	184.429
Consumidores baixa renda	35.884	-	-	35.884	-	35.884	34.613
Parcelamento de débitos	-	21.305	19.738	41.043	-	41.043	42.537
Outros contas a receber	3.518	7.024	59.413	69.955	(57.757)	12.198	17.821
Total do circulante	<u>593.613</u>	<u>290.991</u>	<u>409.912</u>	<u>1.294.516</u>	<u>(291.319)</u>	<u>1.003.197</u>	<u>885.030</u>
Não circulante							
Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE	-	-	15.289	15.289	(15.289)	-	-
Parcelamento de débitos	-	-	14.438	14.438	-	14.438	7.585
Total não circulante	<u>-</u>	<u>-</u>	<u>29.727</u>	<u>29.727</u>	<u>(15.289)</u>	<u>14.438</u>	<u>7.585</u>

A movimentação da provisão para créditos de liquidação duvidosa é a seguinte:

	<u>31/12/2017</u>	<u>Adições</u>	<u>Baixas</u>	<u>Adoção Inicial</u>	<u>30/09/2018</u>
Provisão Estimadas em Créditos de Liquidação Duvidosa	<u>(281.481)</u>	<u>(36.512)</u>	<u>4.824</u>	<u>6.561</u>	<u>(306.608)</u>

A provisão Estimada em crédito de liquidação duvidosa (PECLD) é constituída com base nos valores a receber dos consumidores, segregando em grandes clientes (alta tensão), clientes corporativos (baixa tensão) e administração pública. Considera também, uma análise coletiva e/ou individual, quando aplicável, dos títulos a receber ou do saldo da dívida parcelada, de forma que se obtenha um julgamento adequado dos créditos considerados de difícil recebimento, baseando-se na experiência da Administração em relação às perdas efetivas, na existência de garantias reais, considerando um novo modelo de avaliação a fim de apurar as perdas esperadas. No que tange à abordagem coletiva, a Companhia utilizou uma matriz de provisão, conforme previsto na norma, que reflete a experiência de perda de crédito histórica para classe que foi agrupada. A matriz de provisão estabelece percentuais dependendo do aging das contas a receber. Na abordagem individual a Companhia considerou o comportamento específico de determinados clientes em função do histórico de inadimplência e as informações disponíveis sobre as contrapartes.



Companhia Energética do Ceará – Coelce

9. Subvenção CDE - desconto tarifário

	30/09/2018	31/12/2017
Resolução homologatória 1.711/2014	74.489	74.489
Resolução homologatória 1.882/2015	90.419	90.419
Resolução homologatória 2.065/2016	152.659	152.659
Resolução homologatória 2.223/2017	-	28.791
Resolução homologatória 2.383/2018	26.252	-
Parcela de ajuste	1.782	12.170
Atualização monetária	6.660	6.660
	352.261	365.188

Valor a ser repassado pela CCEE, para cobertura de descontos incidentes sobre as tarifas de energia de classes específicas de consumidores. Os recursos são oriundos da Conta de Desenvolvimento Energético (“CDE”), e são homologados pela ANEEL no processo de reajuste anual das distribuidoras.

a) Compensação da obrigação Encargo CDE x Valores a receber subsidio baixa renda - CDE

Os valores em aberto de novembro de 2014 até a presente data (Resoluções Homologatórias nos 1.711/14, 1882/15, 2.065/16 e 2.223/17), foram objeto de compensação integral com os valores devidos à Eletrobrás/CCEE relativos a Encargos CDE, por força de decisão liminar proferida em favor da Companhia em 08 de julho de 2015. Em função da decisão ser liminar, a Companhia mantém registrado no passivo circulante, em taxas regulamentares, o montante de R\$ 337.125 (R\$ 338.159 em 2017), correspondente à parcela a repassar a CCEE decorrente da subvenção CDE, que será compensado quando a decisão transitar em julgado.

10. Tributos a compensar

	30/09/2018		31/12/2017	
	Circulante	Não circulante	Circulante	Não circulante
Imposto de renda e contribuição social	6.489	-	16.918	-
ICMS (a)	65.853	64.306	47.273	40.048
ICMS parcelamento	-	11.056	-	11.056
PIS e COFINS	2.805	-	9.200	-
INSS Patronal	-	-	821	-
Outros tributos	8.438	-	130	-
Total	83.585	75.362	74.342	51.104

a) Do total de crédito de ICMS, em 30 de setembro de 2018, R\$ 108.220 (R\$ 67.202 em 31 de dezembro de 2017) referem-se aos créditos vinculados à aquisição de bens do ativo permanente, os quais estão sendo compensados mensalmente à razão de 1/48 avos, e o valor de R\$ 21.939 (R\$ 20.119 em 31 de dezembro de 2017) refere-se a créditos de compra de energia e incentivos culturais os quais são compensados no mês seguinte.



Companhia Energética do Ceará – Coelce

11. Ativo e passivos financeiros setoriais

Valores tarifários não gerenciáveis a compensar da Parcela A - CVA

Estas variações são apuradas por meio da diferença entre os custos efetivamente incorridos e os custos estimados no momento da constituição da tarifa nos reajustes tarifários anuais, sendo estas variações atualizadas monetariamente pela taxa SELIC.

	30/09/2018		31/12/2017	
	Ativo circulante	Passivo não circulante	Ativo circulante	Passivo não circulante
Compra de energia	1.102.456	615.713	91.352	(43.342)
Encargo de serviço do sistema - ESS	(364.760)	(201.485)	26.619	(14.019)
Conta de desenvolvimento Energético - CDE	(67.880)	(42.052)	(32.302)	13.524
Uso da rede básica	100.946	41.141	14.343	(5.883)
Outros	1.449	965	(440)	-
Conta de compensação de variação de custos da Parcela A	772.211	414.282	99.572	(49.720)
Repasso de sobrecontratação de energia	(148.224)	(89.209)	2.093	1.321
Recomposição de ICMS	(24.041)	(5.775)	26.381	(4.815)
Bandeira não faturada	(20.852)	-	(11.250)	-
Neutralidade	12.007	12.446	7.948	(3.068)
Outros	70.208	93.281	217	63.156
Demais ativos e passivos financeiros setoriais	(110.902)	10.743	25.389	56.594
Total dos ativos e passivos financeiros setoriais	661.309	425.025	124.961	6.874

12. Benefício fiscal

Ágio de incorporação da controladora

O ágio oriundo da operação de incorporação de sua controladora Distriluz Energia Elétrica S.A., está fundamentado nos resultados futuros durante o prazo de concessão e vem sendo amortizado no prazo compreendido entre a data da incorporação (27 de setembro de 1999) até 31 de dezembro de 2027, em proporções mensais a sua rentabilidade projetada.

Conforme instrução normativa CVM nº 319, de 3 de dezembro de 1999, o registro contábil consistiu na constituição de uma provisão sobre o ágio a amortizar em contrapartida da reserva de ágio (reserva de capital) no montante que não se constitui benefício fiscal para a Companhia. Para recompor o resultado de cada período, será feita reversão da provisão na mesma proporção da amortização da parcela do ágio do respectivo período.

Benefício fiscal - ágio incorporado	30/09/2018	31/12/2017
Ágio da incorporação	775.960	775.960
Amortização acumulada	(663.833)	(650.226)
Provisão sobre o ágio	(429.365)	(429.365)
Reversão da provisão sobre o ágio	355.111	346.130
Saldo	37.873	42.499
Não Circulante	37.873	42.499



Companhia Energética do Ceará – Coelce

A seguir o cronograma de realização do benefício fiscal:

	<u>30/09/2018</u>	<u>Percentual</u>
Em 2018	1.542	4%
Em 2019	5.646	15%
Em 2020	5.166	14%
Em 2021	4.727	12%
2022 em diante	20.792	55%
	<u>37.873</u>	<u>100%</u>

13. Cauções e depósitos

A Companhia possui saldos de caução e depósito que garantem: Bradesco (leilões de energia), BNB (dívida) e Banco do Brasil aplicações feitas como cláusula de garantia da concessão e estão apresentados nos montantes apresentados abaixo:

<u>Instituição</u>	<u>Tipo de Aplicação</u>	<u>30/09/2018</u>	<u>31/12/2017</u>
		<u>Não Circulante</u>	<u>Não Circulante</u>
Bradesco	CDB	17	7
BNB	CDB	18.443	17.605
Banco do Brasil	Título do Tesouro EUA	9.505	7.873
Total		<u>27.965</u>	<u>25.485</u>

14. Ativo indenizável (concessão)

O cálculo do valor dos investimentos vinculados a bens reversíveis, ainda não amortizados, para fins de indenização, deve utilizar como base a metodologia do Valor Novo de Reposição (VNR), aplicado sobre o saldo residual dos ativos que compõem a Base de Remuneração Regulatória (BRR) ao final do prazo contratual da concessão.

Dessa forma, o ativo financeiro da concessão é composto pelo valor residual dos ativos da BRR do 3º Ciclo de Revisão Tarifária, devidamente movimentado por adições, baixas, transferências, depreciações e atualizações.

Em 30 de setembro de 2018 e 31 de dezembro de 2017 a movimentação dos saldos referentes ao ativo indenizável da Concessão está assim apresentada:

	<u>30/09/2018</u>	<u>31/12/2017</u>
Saldo Inicial	1.383.764	1.103.190
Transferências do ativo intangível	322.016	239.243
Marcação a mercado - ativo indenizável	51.277	41.331
Saldo Final	<u>1.757.057</u>	<u>1.383.764</u>



Companhia Energética do Ceará – Coelce

A concessão de distribuição da Companhia não é onerosa. Desta forma, não há obrigações financeiras fixas e pagamentos a serem realizados ao poder concedente. O valor dos investimentos vinculados a bens reversíveis, ainda não amortizados ou não depreciados, para fins de indenização, está registrado com base no Valor Novo de Reposição (VNR), conforme critérios estabelecidos em regulamento pelo poder concedente.

15. Imobilizado

O imobilizado da distribuidora refere-se a bens que não estão vinculados a atividade de distribuição de energia elétrica, segue demonstrado abaixo a movimentação destes ativos:

	Saldo em				Saldo em	
	31/12/2017	Depreciação	Adição	Transferência	Reclassificação	30/09/2018
Imobilizado em serviço						
Terrenos	-	-	-	-	11	11
Edif. Ob. Cíveis e benfeitorias	-	-	-	-	9	9
Máquinas e equipamentos	55.705	-	-	2.721	2.050	60.476
Móveis e utensílios	45.865	-	-	1.398	3.054	50.317
Subtotal	101.570	-	-	4.119	5.124	110.813
Depreciação acumulada						
Máquinas e equipamentos	(39.825)	(3.382)	-	-	(126)	(43.333)
Móveis e utensílios	(27.088)	(1.873)	-	-	-	(28.961)
Subtotal	(66.913)	(5.255)	-	-	(126)	(72.294)
Imobilizado em curso						
Máquinas e equipamentos	4.784	-	1.940	(2.721)	137	4.140
Móveis e utensílios	3.806	-	1.116	(1.398)	-	3.524
Subtotal	8.590	-	3.056	(4.119)	137	7.664
Total do imobilizado	43.247	(5.255)	3.056	-	5.135	46.183

As principais taxas de depreciação que refletem a vida útil, de acordo com a Resolução Aneel nº 674 de 11 de agosto de 2015, são as seguintes:

ADMINISTRAÇÃO	%
Equipamento geral	6,25%
Equipamento geral de informática	16,67%

16. Intangível

	30/09/2018			31/12/2017	
	Custo	Amortização acumulada	Obrigações Especiais	Valor Líquido	Valor Líquido
Em Serviço					
Direito de uso da concessão	4.587.779	(2.393.185)	(329.076)	1.865.518	1.663.747
Software	222.121	(134.012)	-	88.109	75.221
Em Curso					
Direito de uso da concessão	554.310	-	(241.886)	312.424	370.252
Software	67.236	-	-	67.236	64.685
Total	5.431.446	(2.527.197)	(570.962)	2.333.287	2.173.905



Companhia Energética do Ceará – Coelce

	Em Serviço			Em Curso			Total	
	Custo	Amortização acumulada	Obrigações especiais	Valor líquido	Custo	Obrigações especiais		Valor líquido
Saldo em 31 de dezembro de 2016	4.112.574	(2.165.644)	(379.005)	1.567.925	535.265	(193.999)	341.266	1.909.191
Adições	-	-	-	-	731.066	(37.183)	693.883	693.883
Baixas	(67.006)	40.460	-	(26.546)	-	-	-	(26.546)
Amortização	-	(217.032)	33.369	(183.663)	-	-	-	(183.663)
Transferências	623.108	-	(21.495)	601.613	(623.108)	21.495	(601.613)	-
Transferências para ativo indenizável	(251.874)	-	12.631	(239.243)	-	-	-	(239.243)
(-) Reversão de provisão para desativação de bens	35.839	(17.195)	-	18.644	-	-	-	18.644
Reclassificação Bens de Renda Imobilizado	937	(699)	-	238	5.506	-	5.506	5.744
Reclassificação do ativo imobilizado	-	-	-	-	(4.105)	-	(4.105)	(4.105)
Saldo em 31 de dezembro de 2017	4.453.578	(2.360.110)	(354.500)	1.738.968	644.624	(209.687)	434.937	2.173.905
Adições	-	-	-	-	683.252	(32.199)	651.053	651.053
Baixas	(22.731)	15.195	-	(7.536)	-	-	-	(7.536)
Amortização	-	(182.408)	25.424	(156.984)	-	-	-	(156.984)
Transferências	706.193	-	-	706.193	(706.193)	-	(706.193)	-
Transferências para ativo indenizável	(322.016)	-	-	(322.016)	-	-	-	(322.016)
Reclassificação do ativo imobilizado	(5.124)	126	-	(4.998)	(137)	-	(137)	(5.135)
Saldo em 30 de setembro de 2018	4.809.900	(2.527.197)	(329.076)	1.953.627	621.546	(241.886)	379.660	2.333.287

A Administração da Companhia entende que a amortização do ativo intangível deve respeitar a vida útil estimada de cada bem integrante da infraestrutura de distribuição, de acordo com as regras definidas pela ANEEL para fins tarifários e de determinação da indenização dos bens reversíveis à concessão. Como resultado da utilização desse critério de amortização, o total do ativo intangível será amortizado de forma linear e limitado ao término do contrato de concessão da Companhia. Esse intangível é avaliado pelo custo de aquisição, deduzido de amortização acumulada e das perdas por redução ao valor recuperável, quando aplicável.

O valor residual de cada bem que ultrapassa o prazo de vencimento da concessão está alocado como ativo indenizável nos moldes da Lei nº 12.783/13.

As principais taxas de amortização que refletem a vida útil, de acordo com a Resolução ANEEL nº 674 de 11 de agosto de 2015, são as seguintes:

DISTRIBUIÇÃO	%
Condutor de tensão inferior a 69kv	3,57%
Estrutura poste	3,57%
Transformador de distribuição aéreo	4,00%
Medidor eletrônico	7,69%
Medidor eletromecânico	4,00%
Condutor de tensão superior a 69kv	2,70%
Transformador de força	2,86%
Conjunto de medição (tp e tc)	4,35%
Painel	3,57%
Regulador de tensão inferior a 69kv	4,35%
Software	20,00%



Companhia Energética do Ceará – Coelce

17. Fornecedores e outros contas a pagar

	30/09/2018	31/12/2017
Suprimento de energia		
Compra de Energia	327.798	353.577
Encargo de Uso da Rede	45.650	31.918
Partes relacionadas (vide nota 22)	140.100	126.653
Materiais e serviços	191.166	243.714
Total	704.714	755.862
Circulante	704.714	755.862

18. Obrigações fiscais

	30/09/2018			31/12/2017		
	Circulante	Não		Circulante	Não	
		Circulante	Total		Circulante	Total
Imposto de renda - IRPJ e contribuição social - CSLL	6.666	-	6.666	1.370	-	1.370
Imposto sobre circulação de mercadorias e serviços - ICMS	100.820	-	100.820	96.462	-	96.462
REFIS IV - Federal (Previdenciário)	1.726	8.771	10.497	1.723	10.052	11.775
Contribuição para financiamento da seguridade social - COFINS	21.991	-	21.991	18.751	-	18.751
Programa de integração social - PIS	4.759	-	4.759	4.061	-	4.061
Imposto sobre serviços - ISS	2.993	-	2.993	3.218	-	3.218
PIS/COFINS/IRRF/CSRF (Retidos na Fonte)	7.084	-	7.084	6.727	-	6.727
Outros tributos e contribuições	1.567	-	1.567	1.516	-	1.516
Total	147.606	8.771	156.377	133.828	10.052	143.880

19. Empréstimos e financiamentos

					Tipo de Amortização	Garantias	Encargos Financeiros
	30/09/2018	31/12/2017	Início	Vencimento			
Moeda estrangeira:							
União Federal - Bônus de Desconto	4.643	3.794	15/08/1997	11/04/2024	Ao Final	Receíveis e conta reserva	USD + Libor + 1,0125% a.a.
União Federal - Bônus ao Par	6.734	5.481	15/08/1997	11/04/2024	Ao Final	Receíveis e conta reserva	USD + 6,2% a.a.
Total moeda estrangeira	11.377	9.275					
Moeda nacional:							
Financiamentos							
Eletrobras	23.244	29.130	03/03/2000	30/09/2023	Mensal	Receíveis e nota promissória	6,95% a.a.
Banco do Nordeste - FNE	10.652	26.635	29/12/2004	15/03/2019	Mensal	Receíveis, fiança bancária e conta reserva	10% a.a.
BNDES FINAME (Capex 2012-2013)	19.597	22.697	28/08/2013	15/06/2023	Mensal	Receíveis	3,00% a.a.
BNDES FINEM (Capex 2012-2013) A	23.517	33.493	28/08/2013	15/06/2020	Mensal	Receíveis	TJLP + 2,8% a.a.
BNDES FINEM (Capex 2012-2013) B	23.524	33.504	28/08/2013	15/06/2020	Mensal	Receíveis	TJLP + 3,8% a.a.
BNDES FINEM (Capex 2012-2013) F	560	743	28/08/2013	15/12/2020	Mensal	Receíveis e conta reserva	TJLP
BNDES (Capex 2014-2015) A	57.464	68.576	28/12/2015	15/12/2021	Mensal	Receíveis	TJLP + 3,1% a.a.
BNDES (Capex 2014-2015) B	69.244	78.905	28/12/2015	15/12/2021	Mensal	Receíveis	SELIC + 3,18% a.a.
BNDES (Capex 2014-2015) FINAME	11.370	16.827	28/12/2015	15/12/2023	Mensal	Receíveis	9,50% a.a.
Empréstimos							
Itaú CCB	50.083	102.225	20/03/2014	20/03/2019	Anual	-	112% CDI
Banco do Brasil (BB Agropecuário)	231.394	227.635	12/11/2014	07/11/2019	Semestral	-	107% CDI
Nota Promissória -9ª emissão	155.402	-	15/03/2018	15/03/2019	Bullet	-	104,9% CDI
Total moeda nacional	676.051	640.370					
Total de empréstimos e financiamentos	687.428	649.645					
Resultado das operações de Swap							
	1.858	(1.465)					
	689.286	648.180					
Circulante	452.813	314.375					
Não circulante	234.615	335.270					
	687.428	649.645					



Companhia Energética do Ceará – Coelce



Companhia Energética do Ceará – Coelce

Segue a movimentação dos empréstimos e financiamentos:

	Moeda Nacional		Moeda Estrangeira	
	Circulante	Não circulante	Circulante	Não circulante
Saldo em 31 de dezembro de 2017	314.285	326.085	90	9.185
Captações	300.370	-	-	-
Encargos provisionados	36.740	-	377	-
Encargos pagos	(29.653)	-	(224)	-
Variação monetária e cambial	4.251	-	-	1.949
Transferências	102.587	(102.587)	17	(17)
Amortizações	(275.787)	-	-	-
Juros incorporados ao principal	(240)	-	-	-
Saldo em 30 de setembro de 2018	452.553	223.498	260	11.117

Abaixo seguem as condições contratuais:

Contratos	Objeto	Valor contratado	Plano de Investimento	Desembolsado	Garantias
Financiamentos					
BNDES (Capex 2012-2013)	Financiamento do CAPEX	217.185	2012/2013	89%	Receíveis
BNDES (Capex 2014-2015)	Financiamento do CAPEX	215.126	2014/2015	92%	Receíveis
Eletrobras	Luz Para Todos	134.085	2004	86%	Receíveis e nota promissória
Banco do Nordeste - FNE	FNE/PROINFRA	106.187	2011	100%	Receíveis, fiança bancária e conta reserva
Empréstimos					
Bônus de Desconto e Bônus ao Par	Refinanciamento dívida	* 3.001	-	100%	Receíveis e conta reserva
Itaú CCB	Capital de giro	150.000	-	100%	-
BB Agropecuário	Capital de giro	300.000	-	100%	-
Nota Promissória -9ª emissão	Financiamento do CAPEX	150.000	2018	100%	-

Nas operações de financiamento com recursos do Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social - BNDES e nos empréstimos com Itaú CCB, Eletrobrás, Banco do Brasil Agropecuário e Nota Promissória - 9ª emissão, a Companhia comprometeu-se a cumprir as seguintes obrigações, durante a vigência dos contratos, as quais foram atendidas de forma apropriada em 30 de setembro de 2018:

Contratos	Obrigações Especiais Financeiras	Periodicidade de	
		Limite	Apuração dos Índices
BNDES / Itaú CCB	Endividamento financeiro líquido / LAJIDA (máximo)	3,50	Anual
BNDES / Itaú CCB	Endividamento financeiro líquido / Endividamento financeiro líquido + Patrimônio líquido (máximo)	0,60	Anual
BB Agropecuário	Dívida financeira líquida / EBITDA (máximo)	3,00	Anual
Eletrobrás	Dívida financeira líquida / EBITDA (máximo)	3,00	Trimestral
Nota Promissória -9ª emissão	Dívida financeira líquida / EBITDA (máximo)	3,50	Trimestral

BNDES e Itaú CCB

- LAJIDA é o lucro líquido antes do resultado financeiro, Imposto de Renda e Contribuição Social sobre o lucro, depreciação e amortização.
- Endividamento Financeiro Líquido é o Endividamento bancário de curto prazo mais Endividamento Bancário Longo Prazo menos o Disponível e Aplicações Financeiras (caixa e equivalente e títulos e valores mobiliários).

BB Agropecuário

- Dívida Financeira Líquida considera o endividamento total;
- EBITDA para fins de cálculo dessa obrigação significa o lucro líquido antes do resultado financeiro, Imposto de Renda e Contribuição Social sobre o lucro, depreciação e amortização.



Companhia Energética do Ceará – Coelce

Eletrobrás e Nota Promissória - 9ª emissão

- Dívida Financeira Líquida considera o endividamento total;
- EBITDA para fins de cálculo dessa obrigação significa Lucro antes do resultado financeiro, impostos, depreciação, amortização, provisões para contingências e para devedores duvidosos.

A curva de amortização dos empréstimos e financiamentos do passivo não circulante se apresenta da seguinte forma:

30/09/2018

2019	2020	2021	Após 2021	Total não Circulante
94.679	64.898	49.625	25.413	234.615

20. Debêntures

	30/09/2018	31/12/2017	Emissão	Vencimento		Remuneração	Tipo de amortização	Quantidade de títulos
				Inicial	Final			
2ª Série 3ª emissão	158.296	146.086	17/10/2011	15/10/2016	17/10/2018	IPCA + 6,85% a.a.	Anual	29.600
1ª Série 5ª emissão	357.259	350.934	15/12/2017	22/12/2017	15/12/2022	CDI+0,80% a.a	Anual	350.000
2ª Série 5ª emissão	157.290	150.511	15/12/2017	22/12/2017	15/12/2024	IPCA + 6,001% a.a.	Anual	150.000
1ª Série 6ª emissão	40.847	-	15/06/2018	15/06/2018	15/06/2023	CDI+0,95% a.a	Bullet	40.000
2ª Série 6ª emissão	279.551	-	15/06/2018	15/06/2018	15/06/2025	IPCA + 6,20% a.a.	Anual	270.000
(-) Custo de transação	(11.548)	(4.622)						
Total sem efeito de swap	981.695	642.909						
Resultado das operações de swap	(322)	-						
Total de debêntures	981.373	642.909						
Circulante	172.060	147.121						
Não circulante	809.635	495.788						
	981.695	642.909						

Em 30 de setembro de 2018 as debêntures são simples e não conversíveis em ações.

Abaixo segue disposta a movimentação das debêntures no período:

	Circulante	Não circulante	Total
Em 31 de dezembro de 2017	147.121	495.788	642.909
Atualização monetária	4.716	9.000	13.716
Captações	-	310.000	310.000
Transferências	(1.592)	1.592	-
Encargos provisionados	38.134	-	38.134
Encargos pagos	(16.138)	-	(16.138)
Constituição custo de transação	(1.124)	(6.745)	(7.869)
Apropriação custo de transação	943	-	943
Resultado das operações de swap	(322)	-	(322)
Em 30 de setembro de 2018	171.738	809.635	981.373

Em 30 de setembro de 2018 as debêntures são simples e não conversíveis em ações.

Em 15 de junho de 2018, a Companhia realizou a 6ª emissão de debêntures no total de R\$310 milhões divididos em duas séries: 1ª emissão, de R\$ 40 milhões e 2ª emissão de R\$ 270 milhões, destinadas, exclusivamente a implementação do programa de investimentos da Companhia.



Companhia Energética do Ceará – Coelce

De acordo com a escritura de emissão das debêntures, a Companhia está sujeita à manutenção de determinados índices financeiros, calculados trimestralmente, com base em suas Demonstrações contábeis. Em 30 de setembro de 2018, a Companhia cumpriu com os referidos índices.

2ª Série 3ª emissão	
Obrigações especiais financeiras	Limite (%)
Dívida financeira líquida / EBITDA (máximo)	2,50
EBITDA/Despesa financeira líquida (mínimo)	2,75
1ª Série e 2ª Série (5ª emissão)	
Obrigações especiais financeiras	Limite (%)
Dívida financeira líquida / EBITDA (máximo)	3,50

- Dívida Financeira Líquida considera o endividamento total;
- EBITDA para fins de cálculo dessa obrigação significa Lucro antes do resultado financeiro, impostos, depreciação, amortização, provisões para contingências e para devedores duvidosos.

A curva de amortização das debentures do passivo não circulante se apresenta da seguinte forma:

	2019	2020	2021	Após 2021	Total
1ª Série 5ª emissão	-	-	175.000	175.000	350.000
2ª Série 5ª emissão	-	-	-	154.665	154.665
1ª Série 6ª emissão	-	-	-	40.000	40.000
2ª Série 6ª emissão	-	-	-	274.742	274.742
(-) Custo de transação	(439)	(1.754)	(1.754)	(5.825)	(9.772)
Total a amortizar	(439)	(1.754)	173.246	638.582	809.635

21. Taxas Regulamentares

	30/09/2018	31/12/2017
Conta de desenvolvimento energético - CDE (Vide nota 9)	337.125	338.159
Encargos emergenciais	2.467	2.467
P&D e Eficiência Energética	81.591	92.325
Conta centralizadora de recursos de banceira tarifária - CCRBT	82.060	38.302
Outros	1.486	1.510
Total	504.729	472.763
Circulante	443.080	387.223
Não Circulante	61.649	85.540

(a) Conta de Desenvolvimento Energético (CDE)

Tem o objetivo de promover o desenvolvimento energético dos Estados e a competitividade da energia produzida, a partir de fontes alternativas, nas áreas atendidas pelos sistemas interligados, permitindo a universalização do serviço de energia elétrica.

(b) Programas de Eficiência Energética (PEE) - Pesquisa e Desenvolvimento (P&D) - Fundo Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico (FNDCT)

O contrato de concessão estabelece a obrigação da Companhia de aplicar 1% da receita operacional líquida regulatória



Companhia Energética do Ceará – Coelce

em Programas de Eficiência Energética e de Pesquisa e Desenvolvimento (P&D), sendo que parte deve ser recolhida ao Fundo Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico (FNDCT) e, também ao Ministério de Minas e Energia (MME). A partir de 03 de maio de 2016, por meio da lei nº 13.280, foi definido que 80% do percentual destinado ao Programa de Eficiência Energética será aplicado pelas próprias concessionárias conforme regulamentos estabelecidos pela ANEEL, e os demais 20% serão destinados ao Programa Nacional de Conservação de Energia Elétrica (Procel). A atualização das parcelas referentes a PEE e P&D é efetuada mensalmente pela taxa de juros da SELIC.

Os valores apresentados no não circulante, são exclusivamente do programa de pesquisa e desenvolvimento e programa de eficiência energética.

(C) Conta centralizadora de recursos de bandeira tarifária

A partir de 2015, os custos variáveis da energia do mercado regulado passaram a ser cobertos pelos adicionais das Bandeiras Tarifárias, que têm como objetivo sinalizar aos consumidores os custos reais da geração de energia elétrica. Nesse sentido, o Decreto nº 8.401, de 5 fevereiro de 2015, criou a Conta Centralizadora dos Recursos de Bandeiras Tarifárias, sob a gestão da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE, com o objetivo de administrar os recursos decorrentes da aplicação das bandeiras tarifárias.

As faixas de acionamento e os valores para as bandeiras tarifárias foram estabelecidos pela Aneel por meio da Resolução Homologatória nº 1.859/15, de 3 de março de 2015. As bandeiras são divididas em verde, quando há condições favoráveis para a geração de energia e não há necessidade de cobrança adicional; amarela, quando as condições tornam-se menos favoráveis e a tarifa passa a sofrer um acréscimo a cada quilowatt-hora (kWh) consumido; e vermelha, quando a produção de energia é mais custosa e a tarifa sofre um acréscimo maior.

22. Partes relacionadas

Empresas	Ref	Natureza da operação	30/09/2018				31/12/2017			30/09/2017		
			Ativo circulante	Passivo circulante	Passivo não circulante	Receita/ (Despesa)	Intangível	Ativo circulante	Passivo circulante	Passivo não circulante	Receita/ (Despesa)	Intangível
Central Geradora Termelétrica Fortaleza S.A. - CGTF	(a)	Compra de energia	-	114.472	-	(761.955)	-	-	111.387	-	(752.635)	-
Central Geradora Termelétrica Fortaleza S.A. - CGTF	(a)	Serviços	7	-	-	65	-	-	-	-	66	-
Enel Green Power Cachoeira Dourada S.A.	(b)	Compra de energia	-	-	-	-	-	-	-	-	(251)	-
Enel Green Power Cachoeira Dourada S.A.	(b)	Serviços	-	32	-	101	-	-	136	-	68	-
Enel Cien S.A.	(c)	Encargo de Uso	-	406	-	(3.000)	-	-	435	-	(1.852)	-
Fundação Coelce de Seguridade Social - FAELCE	(d)	Plano de pensão	-	1.504	93.273	(6.355)	512	-	2.593	99.047	(7.017)	799
Enel Soluções S.A.	(e)	Agente de Arrecadação	517	1.426	-	(7.284)	-	100	2.467	-	(6.517)	-
Enel Green Power	(f)	Compra de energia	-	85	-	(784)	-	-	86	-	(844)	-
Enel Itália	(g)	Serviços	-	2.282	-	-	-	-	9.527	-	(5.051)	-
Enel distribuzione SPA	(g)	Serviços	-	2.613	-	-	-	-	2.615	-	-	-
Enel Brasil S.A.	(h)	Dividendos	-	62.936	-	-	-	-	63.323	-	-	-
Enel Brasil S.A.	(i)	Serviços	-	18.182	-	(10.017)	-	1.242	-	-	-	-
Enel Green Power Projetos I S.A.	(j)	Compra de energia	-	602	-	(4.287)	-	-	-	-	-	-
Enel SPA	(K)	Serviços	364	-	-	-	-	-	-	-	-	-
			888	204.540	93.273	(793.516)	512	1.342	192.569	99.047	(774.033)	799
(-) Plano de pensão			-	1.504	93.273	(6.355)	-	-	2.593	99.047	(7.017)	-
Parte relacionadas			888	203.036	-	(787.161)	512	1.342	189.976	-	(767.016)	799

As principais condições relacionadas às transações entre as partes relacionadas estão descritas a seguir:

- Central Geradora Termelétrica Fortaleza S.A. (CGTF):** decorre substancialmente de operações de compra de energia por parte da Companhia cujo preço normativo é estabelecido pela ANEEL reajustável anualmente por uma cesta de indicadores composta pelas variações do IGP-M, do Dólar norte-americano e do gás natural contratado;
- Enel Green Power Cachoeira Dourada S.A.:** Até 11 de julho de 2017, os saldos contábeis refletem as operações



Companhia Energética do Ceará – Coelce

de compra de energia por parte da Companhia oriundos de leilão CCEAR 15º LEE 2015 ou MCSD 15º LEE 2015. A partir desta data, a movimentação contábil decorre dos efeitos da compensação financeira, celebrada nos moldes da Resolução Normativa nº 711/2016 da Aneel, correspondente a rescisão bilateral do contrato de comercialização de energia elétrica;

- c) **Enel Cien S.A.:** despesas com a Rede Básica no período, esses contratos são homologados pela ANEEL mediante despacho;
- d) **FAELCE - Fundação Coelce de Seguridade Social - Plano de pensão:** A Companhia realiza repasses mensais destinados à manutenção financeira e aportes para reserva atuarial dos planos previdenciários dos funcionários da Companhia, classificados como “Benefício Definido” e “Contribuição Definida”;
- e) **Enel Soluções S.A.:** decorre substancialmente de contratos para a cobrança na fatura de energia elétrica de valores referentes aos serviços e/ou produtos ofertados por esta aos clientes da Companhia;
- f) **Enel Green Power:** decorre de operações de compra de energia baseada em contratos de fornecimento homologados pela ANEEL, com Enel Green Power Paranapanema e Enel Green Power Mourão;
- g) **Enel Itália, Enel Distribuzione Spa:** tem como objeto das operações a manutenção de licenças dos sistemas Nostrum, Oracle, SAP e também serviços associados ao projeto de telemando LATAM encerrando o período de setembro de 2018 com um passivo em aberto de R\$ 4.895;
- h) **Enel Brasil S.A.:** decorre dos dividendos a pagar referentes ao último exercício social. Do total, registrado no passivo circulante de R\$ 85.514 em 30 setembro de 2018, R\$ 22.578 (R\$ 22.191 em dezembro de 2017), é referente aos dividendos a pagar para terceiros;
- i) **Enel Brasil S.A.:** decorre de reembolso do compartilhamento das despesas de infraestrutura condominial e de informática e telecomunicações, pelo critério regulatório de rateio, nos termos do artigo 12 da Resolução ANEEL nº 699/2016.
- j) **Enel Green Power Projetos I S.A.:** decorre de operações de compra de energia por parte da Companhia cujo preço normativo é estabelecido pela ANEEL reajustável anualmente por uma cesta de indicadores composta pelas variações do IGP-M, do Dólar norte-americano e do gás natural contratado;
- k) **Enel S.P.A.:** decorre de compartilhamento de recurso especializado para gerenciamento e apoio operacional.

Remuneração da administração

A remuneração total do Conselho de Administração e dos administradores da Companhia no período findo em 30 de setembro de 2018 segue no quadro abaixo. A Companhia não possui remuneração baseada em ações e mantém, ainda, benefícios usuais de mercado para rescisões de contratos de trabalho.

	<u>30/09/2018</u>	<u>30/09/2017</u>
Benefícios de curto prazo a empregados e administradores	1.753	2.060
Benefícios pós-emprego	117	105
Outros benefícios de longo prazo	197	1.057
Salários e encargos	2.575	3.443
Total	<u>4.642</u>	<u>6.665</u>

23. Obrigações com benefícios pós-emprego

Os planos de assistência médica e FGTS para setembro de 2018 apresentaram um passivo total de R\$ 94.777 (R\$ 101.640 em 31 de dezembro de 2017).

Despesa reconhecida nas demonstrações do resultado relacionada com os planos BD e CD



Companhia Energética do Ceará – Coelce

	<u>30/09/2018</u>	<u>30/09/2017</u>
Custo do serviço corrente	1.533	2.309
Custos dos juros	6.147	7.742
Total de despesas	<u>7.680</u>	<u>10.051</u>

24. Provisão para riscos tributários, cíveis e trabalhistas

A Administração entende que todas as provisões constituídas são suficientes para cobrir eventuais perdas com os processos em andamento. Com base na opinião de seus consultores legais, foram provisionados todos os processos judiciais cuja probabilidade de perda foi estimada como provável.

Provisões com risco provável

	<u>31/12/2017</u>	<u>Adições</u>	<u>Reversões</u>	<u>Atualização Monetária</u>	<u>Pagamentos</u>	<u>30/09/2018</u>
Trabalhistas	37.662	10.635	(14.709)	2.308	(4.041)	31.855
Cíveis	92.629	31.902	(14.956)	19.396	(6.551)	122.420
Fiscais	1.991	114	(12)	93	(8)	2.178
Regulatório	19.373	-	(4.698)	-	-	14.675
Total	<u>151.655</u>	<u>42.651</u>	<u>(34.375)</u>	<u>21.797</u>	<u>(10.600)</u>	<u>171.128</u>

a) Riscos trabalhistas

Estão relacionados à indenização por acidentes, responsabilidade solidária, adicional de periculosidade, verbas rescisórias, reintegração, abono salarial, diferenças salariais, horas extras, e outros processos trabalhistas.

b) Riscos cíveis

Engloba processos relacionados a pedidos de ressarcimento por reajuste tarifário supostamente ilegal, indenização por acidentes/morte com energia elétrica e por danos causados em razão de oscilação na tensão do fornecimento de energia elétrica, desapropriações, ações de menor complexidade com trâmite nos juizados especiais, suspensão do fornecimento e cobranças indevidas de valores.

c) Riscos regulatórios

O processo punitivo regulatório é disciplinado pela Resolução Normativa nº 063/2004 da ANEEL. As penalidades previstas pelo regulamento vão desde advertência até a caducidade da concessão ou da permissão. Estas penalidades são aplicáveis a todos os agentes do setor elétrico e calculadas com base no valor de faturamento.

Contingências passivas com risco possível

A Companhia possui, basicamente, ações de natureza trabalhista, cível e fiscal, que não estão provisionadas, pois envolvem risco de perda classificado pela Administração e por seus advogados e consultores legais como possível. As contingências passivas possíveis estão assim representadas:

	<u>30/09/2018</u>	<u>31/12/2017</u>
Trabalhistas	71.940	62.126
Cíveis	982.775	872.532
Fiscais	583.689	515.739
Juizados especiais	3.700	3.798
	<u>1.642.104</u>	<u>1.454.195</u>



Companhia Energética do Ceará – Coelce

Apresentamos, a seguir, os processos relevantes cujos consultores jurídicos estimam a probabilidade de perda como sendo possível e que não requerem constituição de provisão:

- a) No âmbito estadual, a Companhia discute substancialmente: (i) regime especial originado do termo de acordo nº 035/91; (ii) base cadastral de consumidores isentos, imunes e não tributáveis; (iii) crédito oriundo da aquisição de bens destinados ao ativo imobilizado; transferência de créditos; (iv) cancelamento de faturas; (v) estorno de crédito - consumidor baixa renda; (vi) imposto em determinadas operações; e (vii) energia adquirida para consumo próprio e (viii) diferença entre valores contabilizados e valores informados nas declarações fiscais. Os montantes envolvidos totalizam R\$ 490.561 em 30 de setembro de 2018 (R\$ 426.523 em 31 de dezembro de 2017).
- b) No âmbito municipal, a Companhia possui processos judiciais e administrativos com os Municípios de Fortaleza e Iguatu referentes ao ISS no valor atualizado de R\$ 44.225 e R\$ 4.280 em 30 de setembro de 2018 (R\$ 42.847 e R\$ 4.125 em 31 de dezembro de 2017).
- c) Em relação aos tributos federais, a Companhia possui processos administrativos e judiciais referentes a IRPJ, CSLL e COFINS que totalizam o valor de R\$ 34.012 em 30 de setembro de 2018 (R\$ 32.971 em 31 de dezembro de 2017).
- d) No âmbito cível, refere-se à responsabilidade solidária com prestadores de serviços e danos materiais e morais.

Depósitos vinculados a litígios

A Companhia possui alguns depósitos vinculados a ações judiciais, os quais estão apresentados a seguir:

	<u>30/09/2018</u>	<u>31/12/2017</u>
Trabalhistas	12.300	16.650
Cíveis	25.805	21.091
Fiscais	4.003	3.935
Total	<u>42.108</u>	<u>41.676</u>



Companhia Energética do Ceará – Coelce

25. Patrimônio líquido

a) Capital social

O capital social é composto de ações sem valor nominal e assim distribuídas:

	Ações ordinárias (em unidade)		Ações preferenciais (em unidade)				Total (em unidades)		Total (em unidades)	
	Total (I)		Classe A		Classe B		Total (II)		(I) + (II)	
Enel Brasil S.A.	47.064.245	97,91%	10.588.006	37,48%	424	0,00%	10.588.430	35,55%	57.652.675	74,05%
Eletrobrás	-	0,00%	3.967.756	14,04%	1.531.141	99,77%	5.498.897	18,46%	5.498.897	7,06%
Fundos e Clubes de Investimento	4.710	0,01%	5.807.898	20,56%	-	0,00%	5.807.898	19,50%	5.812.608	7,47%
Fundo de Pensão	919.403	1,91%	3.087.589	10,93%	-	0,00%	3.087.589	10,37%	4.006.992	5,15%
Outros	79.579	0,17%	4.801.451	16,99%	3.097	0,20%	4.804.548	16,13%	4.884.127	6,28%
Total de Ações	48.067.937	100,00%	28.252.700	100,00%	1.534.662	99,97%	29.787.362	100,00%	77.855.299	100,00%

Em reunião do Conselho de Administração, realizada em 23 de novembro de 2017, a acionista Enel Brasil S.A aprovou, dentro do limite de seu capital autorizado, aumento de capital social. Em decorrência do referido aumento de capital foram emitidas novas ações, as quais foram integralmente subscritas e integralizadas pela Enel Américas S.A. Parte do aumento aqui tratado foi integralizado mediante contribuição e transferência para a Enel Brasil S.A de 3.002.812 ações ordinárias, 8.818.006 ações preferenciais classe A, e 424 ações preferenciais classe B de emissão da Companhia Energética do Ceará - Coelce (“Coelce”), as quais foram devidamente avaliadas, conforme laudos de avaliação elaborados pelo BBVA Brasil Banco de Investimento S.A., na forma do artigo 8º da Lei no 6.404/76.

As ações de emissão da Coelce transferidas à Enel Brasil S.A como parte da integralização do aumento de capital social mencionado acima representam a totalidade das ações que a Enel Américas S.A detinha na Coelce, de modo que a Enel Américas S.A, com a referida integralização, ocorrida em 23 de novembro de 2017, deixou de ser acionista da Coelce, tendo todas as suas ações passado para a titularidade da Enel Brasil S.A, que passou a deter 57.652.675 ações de emissão a Coelce, sendo 47.064.245 ordinárias e 10.588.430 preferenciais, correspondentes a 74,05% do capital total da Coelce.

Em Assembleia Geral Ordinária e Extraordinária realizada em 26 de abril de 2018, foi aprovado o aumento de capital da Companhia no valor de R\$125.100.000,00 (cento e vinte e cinco milhões e cem mil reais), sem emissão de novas ações, decorrente da capitalização do saldo da Reserva de Capital de Giro. Em função do dito aumento, o capital social da Companhia passou a ser de R\$741.046.885,77 (setecentos e quarenta e um milhões, quarenta e seis mil, oitocentos e oitenta e cinco reais e setenta e sete centavos).

b) Capital social Autorizado

Na forma do disposto no artigo 168 da Lei nº 6.404/76, o Estatuto Social, em seu artigo 5º, parágrafo primeiro, prevê que a Companhia poderá, por deliberação do Conselho de Administração, aumentar o seu capital social em até 300.000.000.000 (trezentos bilhões) de ações sem valor nominal, sendo 100.000.000.000 (cem bilhões) ações ordinárias, 193.352.996.180 (cento e noventa e três bilhões, trezentos e cinquenta e dois milhões, novecentos e noventa e seis mil, cento e oitenta) ações preferenciais Classe A e 6.647.003.820 (seis bilhões, seiscentos e quarenta e sete milhões, três mil, oitocentas e vinte) ações preferenciais Classe B. Salvo deliberação em contrário do Conselho de Administração, os acionistas não terão direito de preferência em qualquer emissão de ações, notas promissórias para distribuição pública, debêntures conversíveis em ações, ou bônus de subscrição, cuja colocação seja feita mediante venda em bolsa de valores, subscrição pública ou permuta por ações em oferta de aquisição de controle, nos termos do artigo 172 da Lei nº 6.404/76.



Companhia Energética do Ceará – Coelce

c) Reserva legal

O estatuto social da Companhia prevê que do lucro líquido anual serão deduzidos 5% para constituição de reserva legal, a qual não poderá exceder 20% do capital social.

d) Reserva de reforço de capital de giro

É composto pela parcela de lucros não distribuídos aos acionistas. A reserva de reforço de capital de giro é criada somente depois de considerados os requisitos de dividendo mínimo e seu saldo não pode exceder o montante do capital subscrito, conforme os termos do artigo 29, (ii), alínea d, do estatuto social da Companhia. A reserva de reforço de capital de giro pode ser usada na absorção de prejuízos, se necessário, para capitalização, pagamento de dividendos ou recompra de ações.

e) Reserva de incentivo fiscal

O saldo da reserva de incentivo fiscal apurado até 31 de dezembro de 2007 no montante de R\$ 106.323 foi mantido como reserva de capital e somente poderá ser utilizado conforme previsto na Lei no 12.973/2014.

Em 14 de dezembro de 2016, a Companhia renovou o benefício fiscal da Sudene - Superintendência do Desenvolvimento do Nordeste, que reduz 75% do imposto de renda e adicionais não restituíveis, calculado sobre o lucro da exploração, referente à atividade de distribuição de energia.

O processo de modernização foi comprovado perante à SUDENE, por meio de documentação e verificação pela visita técnica que a Companhia recebeu dos analistas da SUDENE.

Projeto Atendido: Modernização Total na área de atuação da Superintendência do Desenvolvimento do Nordeste (SUDENE). Início do prazo de fruição do benefício: 01 de janeiro de 2016 a 31 de dezembro de 2025; Prazo total de fruição: 10 anos; Término do prazo de fruição do benefício: ano-calendário de 2025.

O valor do imposto que deixar de ser pago em virtude da redução pelo benefício fiscal, não poderá ser distribuído aos sócios ou acionistas, sob pena de perda do incentivo e da obrigação de recolher, com relação a importância distribuída, o imposto que a Companhia tiver deixado de pagar, sem prejuízo da incidência do imposto sobre o lucro distribuído como rendimento e das penalidades cabíveis. Conforme determina o artigo 19, §§ 3º e 5º, do decreto - lei nº 1.598/77.

O valor correspondente ao incentivo SUDENE apurado a partir da vigência da lei foi contabilizado no resultado do período, em 30 de setembro de 2018 o montante foi de R\$ 44.305 (31 de dezembro de 2017: R\$ 95.878).

f) Reserva especial de ágio

A reserva de R\$ 221.188 foi constituída em função da reestruturação societária da Companhia, que resultou no reconhecimento do benefício fiscal diretamente no patrimônio, quando o ágio foi transferido para a Companhia por meio de incorporação, vide Nota 12.

g) Outros resultados abrangentes

A Companhia reconhece como outros resultados abrangentes a parte eficaz dos ganhos ou perdas dos instrumentos financeiros derivativos classificados como *hedge* de fluxo de caixa, bem como os ganhos e perdas atuariais oriundos de alterações nas premissas ou nos compromissos dos planos de benefício definido.



Companhia Energética do Ceará – Coelce

26. Lucro por ação

	30/09/2018	30/09/2017
Numerador (em R\$ mil)		
Lucro líquido do período atribuído aos acionistas da Companhia		
Lucro disponível aos acionistas ordinários	145.520	202.850
Lucro disponível aos acionistas preferenciais - Classe A	85.531	119.228
Lucro disponível aos acionistas preferenciais - Classe B	4.646	6.476
	<u>235.697</u>	<u>328.554</u>
Denominador (em unidades de ações)		
Número de ações ordinárias	48.067.937	48.067.937
Número de ações preferenciais - Classe A	28.252.700	28.252.700
Número de ações preferenciais - Classe B	1.534.662	1.534.662
	<u>77.855.299</u>	<u>77.855.299</u>
Percentual por ação		
Ações ordinárias	61,7401%	61,7401%
Ações preferenciais - classe A	36,2887%	36,2887%
Ações preferenciais - classe B	1,9712%	1,9712%
Resultado básico e diluído por ação (em R\$)		
Ação ordinária	3,0274	4,2201
Ação preferencial - Classe A	3,2090	4,4733
Ação preferencial - Classe B	3,3301	4,6421

Não há diferença significativa entre o lucro por ação básico e o cálculo de lucro por ação diluído, uma vez que a Companhia não possui instrumentos patrimoniais emitidos com realização no período.

A cada ação ordinária corresponde um voto nas deliberações da Assembleia Geral.

As ações preferenciais não têm direito a voto, nem são conversíveis em ações ordinárias. Entretanto, gozam de prioridade no reembolso do capital, tendo o direito a dividendos mínimos não cumulativos de 6% ao ano para as ações de classe "A" e 10% para as ações de classe "B", calculados sobre o valor proporcional do capital social atribuído à respectiva classe, corrigido ao término de cada exercício social.

As ações preferenciais de classe "B" poderão ser convertidas em ações preferenciais de classe "A", a requerimento do interessado.



Companhia Energética do Ceará – Coelce

27. Receita líquida

	30/09/2018	30/09/2017
Fornecimento faturado	3.855.799	3.740.030
Fornecimento não faturado	203.092	169.351
Consumidores	<u>4.058.891</u>	<u>3.909.381</u>
Ativos e passivos financeiros setoriais	103.317	73.483
Subvenção baixa renda	159.847	148.642
Subvenção CDE - desconto tarifário	186.243	177.741
Receita de uso da rede elétrica-consumidores livres-revenda	177.558	132.925
Receita de construção	651.053	443.322
Outras receitas	114.394	53.300
Receita operacional bruta	<u>5.451.303</u>	<u>4.938.794</u>
(-) Deduções da receita		
ICMS	(1.002.999)	(963.318)
COFINS	(366.616)	(346.083)
PIS	(79.594)	(75.136)
P&D	(29.808)	(27.828)
Ressarcimento P&D (a)	32.870	-
Encargo setorial CDE	(287.438)	(248.722)
Taxa de fiscalização	(4.253)	(4.334)
Outros impostos e contribuições sobre a receita	(1.083)	(723)
Total de deduções de receita	<u>(1.738.921)</u>	<u>(1.666.144)</u>
Total	<u><u>3.712.382</u></u>	<u><u>3.272.650</u></u>

(a) Em abril de 2018, a Companhia recebeu crédito bancário de R\$ 32.870 correspondente ao ressarcimento de P&D oriundo do ressarcimento do adicional de 0,3% sobre a Receita Operacional Líquida, instituído pela Lei 12.111/2009.



Companhia Energética do Ceará - Coelce

28. Receitas (custos/despesas) operacionais

Descrição	30/09/2018					Custo do serviço	Despesa de vendas
	Custo do serviço	Despesa de vendas	Despesas gerais e Administrativas	Outras	Total		
Pessoal	(90.216)	-	(37.841)	-	(128.057)	(81.707)	-
Material	(11.386)	-	(254)	-	(11.640)	(12.692)	-
Serviços de terceiros	(216.479)	(1.387)	(33.584)	-	(251.450)	(202.966)	(1.129)
Energia elétrica comprada para revenda	(1.919.773)	-	-	-	(1.919.773)	(1.694.420)	-
Encargos do uso do sistema de transmissão	(183.228)	-	-	-	(183.228)	(96.163)	-
Depreciação e amortização	(138.895)	-	(10.006)	-	(148.901)	(118.530)	-
Custo na desativação de bens	(19.017)	-	-	-	(19.017)	(16.315)	-
Provisões para créditos de liquidação duvidosa	-	(36.512)	-	-	(36.512)	-	(63.674)
Custo de construção	(651.053)	-	-	-	(651.053)	(443.322)	-
Provisão para riscos fiscais, cíveis e trabalhistas	-	-	(8.276)	-	(8.276)	-	-
Indenizações DIC / FIC	-	-	-	-	-	(8.920)	-
Perda de recebíveis de clientes	-	(2.444)	-	-	(2.444)	-	-
Outras despesas operacionais	(13.034)	-	(24.099)	(2.916)	(40.049)	(9.825)	-
Receita de multas por impuntualidade de clientes	-	-	-	33.884	33.884	-	-
Outras receitas operacionais	-	-	-	2.430	2.430	-	-
Total	(3.243.081)	(40.343)	(114.060)	33.398	(3.364.086)	(2.684.860)	(64.803)

A energia elétrica comprada para revenda foi impactada pelo aumento de 8,33% no custo médio de compra em relação ao mesmo período do ano anterior. Na linha de encargos de uso do sistema de transmissão houve um aumento nos contratos em especial nas transações com as empresas do grupo que entraram em operação e também o próprio aumento do custo devido condições de mercado.



Companhia Energética do Ceará - Coelce

29. Resultado financeiro

	<u>30/09/2018</u>	<u>30/09/2017</u>
Receitas financeiras		
Renda de aplicação financeira	3.658	6.940
Juros e atualização monetária sobre impontualidade de clientes	24.413	24.144
Receita de ativo indenizável	51.277	22.777
Variação monetária de ativos financeiros setoriais	15.002	-
Variações monetárias de dívidas	2.041	1.651
Instrumento financeiro derivativo - hedge/swap	18.930	-
Juros fundo de pensão	114	186
Outras receitas financeiras	8.848	5.307
Total das receitas financeiras	<u>124.283</u>	<u>61.005</u>
Despesas financeiras		
Variações monetárias de dívidas	(25.946)	(7.293)
Encargos de dívidas	(75.251)	(70.185)
Encargos fundo de pensão	(6.261)	(7.928)
Variação monetária de passivos financeiros setoriais	-	(8.159)
Atualização de provisão para riscos tributários, cíveis e trabalhistas	(21.797)	(9.652)
Instrumento financeiro derivativo - hedge/swap	(21.110)	-
Atualizações de impostos	(3.163)	(1.007)
Atualização P&D/PEE	(771)	(1.213)
IOF/IOC	(953)	(1.282)
Outras multas	(1.433)	(5.949)
Outras despesas financeiras	(14.835)	(7.689)
Total das despesas financeiras	<u>(171.520)</u>	<u>(120.357)</u>
Resultado financeiro	<u>(47.237)</u>	<u>(59.352)</u>

30. Imposto de renda e contribuição social

A reconciliação da provisão para o imposto de renda e contribuição social, calculada pelas alíquotas fiscais vigentes, com os valores constantes na demonstração do resultado é apresentada abaixo:

	<u>30/09/2018</u>		<u>30/09/2017</u>	
	Imposto de renda	Contribuição social	Imposto de renda	Contribuição social
Lucro antes do imposto de renda e contribuição social	301.059	301.059	405.673	405.673
Alíquota nominal dos tributos	15%	9%	15%	9%
Alíquota adicional sobre o valor excedente a R\$ 20/mês	10%	-	10%	-
	<u>(75.256)</u>	<u>(27.095)</u>	<u>(101.400)</u>	<u>(36.511)</u>
Efeito das (adições) exclusões no cálculo do tributo				
Incentivos fiscais	44.305	-	74.247	-
Permanentes - despesas e multas	(6.466)	(850)	(9.585)	(3.870)
Imposto de renda e contribuição social no resultado	<u>(37.417)</u>	<u>(27.945)</u>	<u>(36.738)</u>	<u>(40.381)</u>
Imposto de renda e contribuição social correntes	(66.527)	(22.520)	(102.338)	(37.316)
Imposto de renda e contribuição social diferidos	(15.195)	(5.425)	(8.649)	(3.065)
Incentivo fiscal	44.305	-	74.249	-
Total	<u>(37.417)</u>	<u>(27.945)</u>	<u>(36.738)</u>	<u>(40.381)</u>



Companhia Energética do Ceará – Coelce

Conforme o artigo 228 do Regulamento do Imposto de Renda, a alíquota do IRPJ é de 15% (quinze por cento) sobre o lucro apurado, com adicional de 10% sobre a parcela do lucro que exceder R\$20 / mês.

A seguir a composição dos tributos diferidos:

	Balancos Patrimoniais		Demonstrações do resultado e resultado abrangente	
	30/09/2018	31/12/2017	30/09/2018	30/09/2017
IR e CS sobre diferenças temporárias	94.807	96.390	(1.583)	(4.019)
Provisão para créditos de liquidação duvidosa	35.601	27.644	7.957	(1.927)
Provisão para ações judiciais e regulatórias	58.184	63.495	(5.311)	(2.967)
Provisão para obsolescência de estoque	-	38	(38)	74
Outras	1.022	5.213	(4.191)	801
IR e CS diferidos sobre ajustes dos CPCs - Resultado	(102.221)	(83.184)	(19.037)	(7.695)
Ativo indenizável (concessão)	(102.423)	(84.989)	(17.434)	(7.744)
Correção monetária especial (CME) e complementar (CMC)	(1.603)	-	(1.603)	49
Diferido perdas de bens	1.805	1.805	-	-
Subtotal - impacto no resultado do período	(7.414)	13.206	(20.620)	(11.714)
IR e CS diferidos sobre ajustes dos CPCs - Resultado abrangente	52.303	53.858	(1.555)	-
Plano de pensão	54.383	54.383	-	-
Swap passivo	151	(525)	676	-
IFRS 9	(2.231)	-	(2.231)	-
Total	44.889	67.064	(22.175)	(11.714)

Os valores dos ativos fiscais diferidos sobre diferenças temporárias, que poderão ser compensados com lucros tributáveis futuros, serão realizados pela Companhia em um prazo não superior a 5 anos, considerando as melhores estimativas da Administração.

31. Objetivos e políticas para a gestão de risco financeiro

Considerações gerais

A Companhia possui políticas de mitigação de riscos financeiros e adota estratégias operacionais e financeiras visando manter a liquidez, segurança e rentabilidade de seus ativos. Com essa finalidade, mantém sistemas gerenciais de controle e acompanhamento das suas transações financeiras e seus respectivos valores, com o objetivo de monitorar os riscos e oportunidades/condições de cobertura no mercado.

Fatores de risco

A linha de negócio principal da Companhia está concentrada na distribuição de energia elétrica em toda a área de concessão do Estado do Ceará. Sua estratégia está sintonizada com a gestão financeira que aplica melhores práticas para minimização de riscos financeiros, observando também os aspectos regulatórios. A Companhia identifica os seguintes fatores de riscos que podem afetar seu negócio:



Companhia Energética do Ceará – Coelce

a) Risco de crédito

Esse risco surge da possibilidade da Companhia vir a incorrer em perdas resultantes da dificuldade de recebimento de valores faturados a seus clientes ou de uma contraparte, em um instrumento financeiro, não cumprir com suas obrigações contratuais. Esses riscos são avaliados como de baixa probabilidade, considerando a pulverização do número de clientes, o comportamento estatístico dos níveis de arrecadação e as políticas que estabelecem regras e limites para realizar operações com contrapartes. No caso de transações financeiras, essas políticas levam em consideração, dentre outras variáveis, a classificação de risco de crédito (*rating*) e valor do patrimônio líquido da contraparte.

	<u>30/09/2018</u>	<u>31/12/2017</u>
Caixa e equivalentes de caixa	17.789	154.276
Títulos e valores mobiliários	91.163	82.206
Instrumentos financeiros derivativos - swap	687	1.465
Consumidores e outras contas a receber	1.017.635	892.615
Ativos financeiros setoriais	661.309	124.961
Ativo indenizável (concessão)	<u>1.757.057</u>	<u>1.383.764</u>
	3.545.640	2.639.287

No caso dos créditos com Consumidores, a Companhia tem o direito de interromper o fornecimento de energia caso o cliente deixe de realizar o pagamento de suas faturas, dentro de parâmetros e prazos definidos pela legislação e regulamentação específicas. A provisão para créditos de liquidação duvidosa é estabelecida em montante julgado suficiente, pela Administração da Companhia, para cobrir prováveis riscos de realização das contas a receber.

Os riscos relativos aos créditos setoriais e indenizáveis são considerados como bastante reduzidos, visto que os contratos firmados asseguram o direito incondicional de receber caixa ao final da concessão a ser pago pelo Poder Concedente, referente a custos não recuperados por meio de tarifa.

Em 30 de setembro de 2018, para o saldo de caixa e equivalentes de caixa, títulos e valores mobiliários e instrumentos financeiros derivativos, a Companhia possuía a seguinte exposição de ativos com as seguintes classificação de risco realizada pela Agencia Standard & Poor's (escala nacional):

<u>Caixa e equivalentes de caixa e Títulos e valores mobiliários</u>	<u>30/09/2018</u>	<u>31/12/2017</u>
AA-	96.659	133.398
AAA	-	78
AA+	-	100.934
Banco Central do Brasil	309	479
Numerário em trânsito	11.707	1.433
Não avaliado	<u>277</u>	<u>160</u>
Total geral	108.952	236.482

b) Risco da revisão e do reajuste das tarifas de fornecimento

Os processos de Revisão e Reajuste Tarifários são garantidos por contrato e empregam metodologias previamente definidas. Alterações na metodologia vigente podem afetar a tarifa de energia e consequentemente, a receita oriunda do fornecimento de energia da Companhia e ainda, o equilíbrio econômico-financeiro da concessão.



Companhia Energética do Ceará – Coelce

No caso de desequilíbrio econômico-financeiro da concessão, a Companhia pode requerer ao regulador a abertura de uma revisão tarifária extraordinária, ficando a realização desta a critério do regulador. A ANEEL também poderá proceder com revisões extraordinárias caso haja criação, alteração ou exclusão de encargos e/ou tributos, para repasse dos mesmos às tarifas. Os processos de reajuste e revisão tarifária de todas as concessionárias de distribuição de energia elétrica são efetuados segundo metodologia elaborada e publicada pela ANEEL e submetidos à avaliação pública. Alterações de metodologia nos reajustes ou nas revisões tarifárias propostos pelo regulador podem impactar de forma significativa a condição financeira e os resultados operacionais da Companhia.

c) Risco de câmbio

Este risco é proveniente da possibilidade de flutuações na taxa de câmbio, que possam acarretar em perdas para Companhia, como por exemplo, a valorização de moedas estrangeiras frente ao real, que aumentaria as despesas financeiras relativas a empréstimos e financiamentos indexados ao dólar. De forma a evitar este risco, sempre que aplicável, a Companhia contrata instrumentos derivativos (*swaps*) para as dívidas financeiras indexadas em moeda estrangeira (passando o custo para CDI, em Reais), com o objetivo estrito de proteção (*Hedge*). Em 30 de setembro de 2018 a dívida em moeda estrangeira da Companhia não era significativa e não havia operações de derivativos vigentes em moeda estrangeira.

A estratégia de proteção cambial é aplicada de acordo com o grau de previsibilidade da exposição, com a disponibilidade de instrumentos de proteção adequados e o custo-benefício de realizar operações de proteção (em relação ao nível de exposição e seus potenciais impactos):

- Proteção total: quanto o montante e o prazo da exposição são conhecidos e indicam impacto potencial relevante;
- Proteção parcial: proteção para a parte cuja exposição é conhecida, caso seu impacto potencial seja relevante, e manter exposição na parcela na qual há incerteza (evitando-se posições especulativas);
- Proteção dinâmica: quando não há certeza sobre a exposição temporal, mas há impacto potencial relevante que possa ser identificado e parcialmente mitigado por posições contrárias equivalentes não especulativas.

d) Risco de encargos de dívida (taxas de juros e inflação)

Este risco é oriundo da possibilidade da Companhia vir a incorrer em perdas por conta de flutuações nas taxas de juros ou outros indexadores de dívida, como por exemplo, indicadores de inflação, que aumentem as despesas financeiras relativas a empréstimos e financiamentos captados no mercado. Em 30 de setembro de 2018, a Companhia possuía 63% da dívida total indexada a taxas variáveis ou flutuantes, sendo que 6% eram atrelados a indicadores menos voláteis às oscilações do mercado, como a TJLP contraídos com recursos do BNDES. Com a baixa do CDI no início do período, a Companhia realizou operações de hedge de curto prazo fixando as operações atreladas ao indexador (17% do total), de forma a garantir um custo fixo, sem estar exposto a possíveis variações do mercado.

Os ajustes a débito e a crédito dessas operações estão registrados nas demonstrações de resultados. Em 30 de setembro de 2018, a Companhia apurou um resultado negativo não realizado na operação de swap no montante de R\$ 1.536 (resultado positivo no montante de R\$ 1.465 em 31 de dezembro 2017), e possui registrado o saldo das perdas com os instrumentos financeiros derivativos reconhecidos diretamente no patrimônio em outros resultados abrangentes no valor de R\$ 1.987 (saldo positivo no montante de R\$ 1.541 em 31 de dezembro 2017).



Companhia Energética do Ceará – Coelce

Em 30 de setembro de 2018, a Companhia possuía a seguinte exposição:

Instrumentos Financeiros Derivativos		30/09/2018	31/12/2017
AA-		2.910	1.465
Total geral		2.910	1.465

Caixa e equivalentes de caixa e Títulos e valores mobiliários	30/09/2018	%	31/12/2017	%
Selic	143	0,16%	61	0%
CDI	91.414	99,78%	157.787	100%
Pré-Fixado	58	0,06%	129	0%
Total	91.615	100%	157.977	100%

Ativo Financeiro Indenizável	30/09/2018	%	31/12/2017	%
IPCA	1.757.057	100%	1.383.764	100%
Total	1.757.057	100%	1.383.764	100%

Empréstimos, Financiamentos e Debêntures	30/09/2018	%	31/12/2017
Taxa fixa	618.568	37%	350.050
TJLP	105.063	6%	136.316
Selic	69.245	4%	78.905
CDI	278.004	17%	349.578
TR	-	0%	75.848
IPCA	595.136	36%	296.598
Libor	4.643	0%	3.794
Total	1.670.659	100%	1.291.089

Em relação à eventual exposição de ativos e passivos relevantes às variações de mercado (cambio, taxas de juros e inflação), a Companhia adota como estratégia a diversificação de indexadores e, eventualmente, se utiliza de instrumento financeiros derivativos para fins de proteção, à medida em que se identifique esta necessidade e haja condições de mercado adequadas que o permita.

e) Risco de liquidez

Com o intuito de assegurar a capacidade dos pagamentos de suas obrigações de maneira conservadora, a gestão de aplicações financeiras tem foco em instrumentos de curtíssimos prazos, prioritariamente com vencimentos diários, de modo a promover máxima liquidez.

A liquidez da Companhia é gerida através do monitoramento dos fluxos de caixa previstos e realizados com o objetivo de se precaver das possíveis necessidades de caixa no curto prazo. Com o intuito de assegurar a capacidade dos pagamentos de suas obrigações de maneira conservadora, a gestão de aplicações financeiras tem foco em instrumentos de curtíssimos prazos, prioritariamente com vencimentos diários, de modo a promover máxima liquidez.

A Companhia mantém linhas de crédito bancárias para captação de recursos para capital de giro e para empréstimos que julgue adequados, incluindo *committed credit lines* e *uncommitted credit lines*, através de contratos firmados, cujo montante em 30 de setembro de 2018 era de R\$ 170.000.



Companhia Energética do Ceará – Coelce

A estrutura de capital da Companhia é formada pelo endividamento líquido (empréstimos e debêntures detalhados nas Notas 19 e 20, deduzidos pelo caixa e equivalentes de caixa e títulos e valores mobiliários detalhados nas Notas 6 e 7, e pelo patrimônio líquido da Companhia (que inclui capital emitido, reservas e lucros acumulados conforme apresentado na Nota 26).

O índice de endividamento em 30 de setembro de 2018 é de 36% (29% em 2017), calculado pela razão entre dívida líquida e patrimônio líquido mais dívida líquida.

As tabelas abaixo apresentam informações sobre os vencimentos futuros dos empréstimos, financiamentos e debêntures da Companhia que estão sendo considerados no fluxo de caixa projetado:

	Menos de um mês	De um a três meses	De três meses a um ano	De um a cinco anos	Mais de cinco anos	Total
30 de setembro de 2018						
Empréstimos e Financiamentos Pré-fixados	3.418	6.406	17.716	45.971	7.819	81.330
Empréstimos e Financiamentos Pós-fixados	6.459	170.970	270.978	193.822	4.843	647.071
Debêntures	158.627	26.473	26.591	609.658	460.354	1.281.703
	168.504	203.849	315.285	849.451	473.016	2.010.105
31 de dezembro de 2017						
Empréstimos e Financiamentos Pré-fixados	3.763	7.354	32.850	91.949	23.013	158.929
Empréstimos e Financiamentos Pós-fixados	13.315	75.957	177.419	529.453	4.046	800.190
Debêntures	-	-	160.318	150.941	-	311.259
	17.078	83.311	370.587	772.343	27.059	1.270.378

Os valores previstos para os próximos vencimentos dos instrumentos financeiros derivativos que estão contemplados nos fluxos de caixa da Companhia estão dispostos abaixo:

	De um a três meses	De três meses a um ano	De um a cinco anos	Total
30 de setembro de 2018				
"Swaps" de juros 11/12/17	1.338	313	(149)	1.502
	1.338	313	(149)	1.502
31 de dezembro de 2017				
"Swaps" de juros 11/12/17	56	748	(100)	704
	56	748	(100)	704

Valorização dos instrumentos financeiros

O método de mensuração utilizado para cálculo do valor de mercado dos instrumentos financeiros foi o fluxo de caixa descontado, considerando expectativas de liquidação desses ativos e passivos, taxas de mercado vigentes e respeitando as particularidades de cada instrumento na data do balanço:



Companhia Energética do Ceará – Coelce

Categoria	Nível	30/09/2018		31/12/2017		
		Contábil	Valor justo	Contábil	Valor justo	
Ativo						
Caixa e equivalente de caixa	Valor justo por meio de resultado	2	17.789	17.789	154.276	154.276
Titulos e valores mobiliários	Valor justo por meio de resultado	2	91.163	91.163	82.206	82.206
Cauções e depósitos	Custo amortizado	2	27.965	27.965	25.485	25.485
Consumidores e outras contas a receber	Custo amortizado	2	1.017.635	1.017.635	892.615	892.615
Ativos financeiros setoriais	Custo amortizado	2	661.309	661.309	124.961	124.961
Instrumentos financeiros derivativos - swap	Valor justo por meio de resultado	2	687	687	-	-
Ativo indenizável (concessão)	Valor justo por meio de resultado	3	1.757.057	1.757.057	1.383.764	1.383.764
Passivo						
Empréstimos e financiamentos em moeda nacional	Custo amortizado	2	676.051	668.978	640.370	641.467
Debêntures em moeda nacional	Custo amortizado	2	981.695	993.243	642.909	604.501
Empréstimos, financiamentos em moeda estrangeira	Custo amortizado	2	11.377	11.377	9.275	7.262
Instrumentos financeiros derivativos - Swap	Valor justo por meio de resultado	2	2.223	2.223	-	-
Passivos financeiros setoriais	Custo amortizado	2	425.025	425.025	6.874	6.874
Fornecedores	Custo amortizado	2	704.714	704.714	755.862	755.862

As aplicações financeiras registradas no período (classificadas tanto como caixa e equivalentes de caixa quanto títulos e valores mobiliários) aproximam-se dos valores de mercado, pois são efetuadas a juros pós-fixados.

Valor justo hierárquico

A Companhia usa a seguinte hierarquia para determinar e divulgar o valor justo de instrumentos financeiros pela técnica de avaliação:

- **Nível 1** - Dados provenientes de mercado ativo (preço cotado não ajustado) de forma que seja possível acessar diariamente inclusive na data da mensuração do valor justo;
- **Nível 2** - Dados diferentes dos provenientes de mercado ativo (preço cotado não ajustado) incluídos no Nível 1, extraído de modelo de precificação baseado em dados observáveis de mercado;
- **Nível 3** - Dados extraídos de modelo de precificação baseado em dados não observáveis de mercado.

As operações de derivativos, quando realizadas, são para proteger o caixa da Companhia. A contratação dos derivativos é realizada com bancos que possuem *investment grade* (escalas locais das principais agencias de riscos) com “expertise” necessária para as operações, evitando-se a contratação de derivativos especulativos.

Instrumento financeiro derivativo

Os valores da curva e de mercado do instrumento financeiro (*swap*) de 30 de setembro de 2018 estão dispostos abaixo:

Derivativo	Valor da curva	Valor justo (contábil)	Diferença	Valor de referência (Notional) BRL
Swap DI x Fixo 11.12.17 Santander	(818)	(1.950)	(1.132)	150.000
Swap DI x Fixo 11.12.17 Itaú	(10)	92	102	50.000
Swap DI x Fixo 16.02.18 Bradesco	(264)	322	586	350.000

A estimativa de valor de mercado das operações de *swap* foi elaborada baseando-se no modelo de fluxos futuros a valor presente, descontados a taxas de mercado apresentadas pela B3 (antiga BM&F) na posição de 30 de setembro de 2018.



Companhia Energética do Ceará – Coelce

A Companhia possui instrumentos derivativos com objetivo exclusivo de proteção econômica e financeira. Em 30 de setembro de 2018 havia 3 (três) contratos de *swap*, sendo os três de CDI para taxa fixa a fim de diminuir a exposição a variação do CDI, conforme demonstrado abaixo:

Contraparte	Data dos contratos	Data de vencimento	Posição	Valores de referência	
				Moeda local	
				30/09/2018	31/12/2017
Contrato de swap					
SANTANDER (Brasil) S.A	11/12/2017	20/03/2019	CDI + 107%aa	(1.950)	875
ITAÚ S.A.	11/12/2017	07/11/2019	CDI + 112%aa	92	590
BRADESCO S.A.	16/02/2018	17/12/2018	100% CDI + 0,80%aa	322	-

Análise de sensibilidade suplementar sobre instrumentos financeiros

Essas análises têm por objetivo ilustrar a sensibilidade a mudanças em variáveis de mercado nos instrumentos financeiros da Companhia. A Administração da Companhia revisa regularmente essas estimativas e premissas utilizadas nos cálculos. Não obstante, a liquidação das transações envolvendo essas estimativas poderá resultar em valores diferentes dos estimados devido à subjetividade inerente ao processo utilizado na preparação dessas análises.

Vide abaixo análise de sensibilidade nos saldos das dívidas da Companhia em 30 de setembro de 2018 estabelecida através das variações nas despesas financeiras para os próximos 12 meses considerando a sensibilização da curva futura dos indicadores financeiros divulgados pela B3 (antiga BM&F). Para os cenários adverso e remoto, foi considerada uma deterioração de 25% e 50%, respectivamente, no fator de risco principal do instrumento financeiro em relação ao nível utilizado no Cenário Provável (índices projetados divulgados pela B3).

Ativos	Risco	Base 30/09/2018	Cenários projetados - Dez. 2019		
			Provável	Adverso	Remoto
Caixa, equivalentes de caixa e TVMs	Redução da SELIC	143	2	2	1
Caixa, equivalentes de caixa e TVMs	Redução do CDI	91.414	1.419	1.072	720
Caixa, equivalentes de caixa e TVMs	Pre-fixado	59	-	-	-
Ativo indenizável	Redução do IPCA	1.757.057	112.243	84.182	56.121
Instrumentos financeiros derivados	Alta do CDI	556.981	16.989	20.954	24.858
Instrumentos financeiros derivados	Pre-fixado	(558.517)	(18.110)	(18.110)	(18.110)
Empréstimos, financiamentos e debêntures	Pre-fixado	(53.315)	(3.399)	(3.399)	(3.399)
Empréstimos, financiamentos e debêntures	Alta do Dólar	(6.734)	(1.443)	(2.988)	(4.270)
Empréstimos, financiamentos e debêntures	Alta da TJLP	(105.065)	(9.834)	(11.415)	(12.974)
Empréstimos, financiamentos e debêntures	Alta da Selic	(69.244)	(6.883)	(8.017)	(9.134)
Empréstimos, financiamentos e debêntures	Alta do CDI	(834.986)	(48.984)	(60.355)	(71.154)
Empréstimos, financiamentos e debêntures	Alta do IPCA	(595.136)	(42.050)	(45.970)	(49.858)
Empréstimos, financiamentos e debêntures	Alta da Libor	(4.643)	(877)	(1.969)	(2.882)
			(927)	(46.013)	(90.081)



Companhia Energética do Ceará – Coelce

Em seguida, apresenta-se a análise de sensibilidade estabelecida com o uso de cenários e projeções em relação a eventos futuros relativos ao comportamento do *swap* da Companhia:

Contrato	Provável	Cenário + 25%		Cenário + 50%	
		Cenário	Efeito líquido no resultado	Cenário	Efeito líquido no resultado
BB Agropecuário - Subcrédito B	11.493	14.248	2.755	16.958	5.465
Swap Ponta Ativa	(11.273)	(13.974)	(2.701)	(16.633)	(5.360)
Swap Ponta Passiva	12.189	12.189	-	12.189	-
Itaú CCB	1.515	1.879	364	2.237	722
Swap Ponta Ativa	(1.512)	(1.875)	(363)	(2.233)	(721)
Swap Ponta Passiva	1.617	1.617	-	1.617	-
Debêntures 5ª Emissão - 1 Série (CEAR15)	27.825	33.827	6.002	39.738	11.913
Swap Ponta Ativa	(4.204)	(5.104)	(900)	(5.992)	(1.788)
Swap Ponta Passiva	4.305	4.305	-	4.305	-
Total	41.955	47.112	5.157	52.186	10.231

Conforme demonstrado acima, as variações do CDI sobre a parcela da dívida coberta pelo *swap* são compensadas inteiramente pelo resultado oposto de sua ponta ativa.

32. Compromissos

Os compromissos relacionados a contratos de longo prazo com a compra de energia acontecerão nos valores de R\$ 705.716 em 2018, R\$ 3.022.776 em 2019, R\$ 3.043.676 em 2020, R\$ 3.191.504 em 2021 e R\$ 62.640.949 após 2021.

33. Participação nos resultados

O montante dessa participação no período de 30 de setembro de 2018 foi de R\$ 13.019 (R\$ 9.885 em 30 de setembro de 2017).

34. Cobertura de seguros

Os principais ativos em serviço da Companhia estão segurados por uma apólice de risco operacional e também o seguro de responsabilidade civil que faz parte do programa de seguros corporativos do Grupo Enel Brasil. A Administração da Companhia considera que os montantes são adequados.

Riscos	Data de vigência		Importância segurada (R\$)	Limite máximo de garantia sinistro (R\$)
	De	Até		
Risco operacional	01/11/2017	31/10/2018	R\$ 918.106	R\$ 163.510
Responsabilidade civil	01/11/2017	31/10/2018	N/A	R\$ 654.040

Pareceres e Declarações / Relatório da Revisão Especial - Sem Ressalva

RELATÓRIO DO AUDITOR INDEPENDENTE SOBRE A REVISÃO DE INFORMAÇÕES TRIMESTRAIS

Aos Acionistas, Conselheiros e Diretores da

Companhia Energética do Ceará - COELCE

Fortaleza - CE

Introdução

Revisamos as informações contábeis intermediárias, da Companhia Energética do Ceará - COELCE ("Companhia"), contidas no Formulário de Informações Trimestrais (ITR) referente ao trimestre findo em 30 de setembro de 2018, que compreendem o balanço patrimonial em 30 de setembro de 2018, e as respectivas demonstrações do resultado e do resultado abrangente para os períodos de três e nove meses findos naquela data e das mutações do patrimônio líquido e dos fluxos de caixa para o período de nove meses findo naquela data, incluindo as Notas Explicativas.

A Administração é responsável pela elaboração das informações contábeis intermediárias de acordo com o pronunciamento técnico CPC 21(R1) - Demonstração Intermediária e com a norma internacional IAS 34 - Interim Financial Reporting, emitida pelo International Accounting Standards Board - IASB, assim como pela apresentação dessas informações de forma condizente com as normas expedidas pela Comissão de Valores Mobiliários, aplicáveis à elaboração das Informações Trimestrais (ITR). Nossa responsabilidade é a de expressar uma conclusão sobre essas informações contábeis intermediárias com base em nossa revisão.

Alcance da revisão

Conduzimos nossa revisão de acordo com as normas brasileiras e internacionais de revisão de informações intermediárias (NBC TR 2410 - Revisão de Informações Intermediárias Executada pelo Auditor da Entidade e ISRE 2410 - "Review of Interim Financial Information Performed by the Independent Auditor of the Entity"). Uma revisão de informações intermediárias consiste na realização de indagações, principalmente às pessoas responsáveis pelos assuntos financeiros e contábeis, e na aplicação de procedimentos analíticos e de outros procedimentos de revisão. O alcance de uma revisão é significativamente menor do que o de uma auditoria conduzida de acordo com as normas de auditoria e, conseqüentemente, não nos permitiu obter segurança de que tomamos conhecimento de todos os assuntos significativos que poderiam ser identificados em uma auditoria. Portanto, não expressamos uma opinião de auditoria.

Conclusão sobre as informações contábeis intermediárias

Com base em nossa revisão, não temos conhecimento de nenhum fato que nos leve a acreditar que as informações contábeis intermediárias incluídas nas informações trimestrais acima referidas não foram elaboradas, em todos os aspectos relevantes, de acordo com o CPC 21 (R1) e o IAS 34 aplicáveis à elaboração de Informações Trimestrais (ITR) e apresentadas de forma condizente com as normas expedidas pela Comissão de Valores Mobiliários.

Outros assuntos

Demonstrações intermediárias do Valor Adicionado

Revisamos também as Demonstrações intermediárias do Valor Adicionado (DVA), referente ao período de nove meses findo em 30 de setembro de 2018 preparadas sob a responsabilidade da Administração da Companhia, cuja apresentação nas informações intermediárias é requerida de acordo com as normas expedidas pela CVM aplicáveis à elaboração de Informações Trimestrais (ITR) e considerada informação suplementar pelas IFRS, que não requerem a apresentação da DVA. Essas informações foram submetidas aos mesmos procedimentos de revisão descritos anteriormente e, com base em nossa revisão, não temos conhecimento de nenhum fato que leve a acreditar que não foram elaboradas, em todos os seus aspectos relevantes, de acordo as informações contábeis intermediárias tomadas em conjunto.

Fortaleza, 25 de outubro de 2018.

BDO RCS Auditores Independentes

CRC 2 CE 001465/F-4

Jairo da Rocha Soares

Contador CRC 1 SP 120458/O-6 – S - CE

Pareceres e Declarações / Declaração dos Diretores sobre as Demonstrações Financeiras

DECLARAÇÃO DOS DIRETORES DA COMPANHIA

Após examinadas, discutidas e revisadas as Informações Trimestrais da Companhia Energética do Ceará – Coelce relativas ao trimestre findo em 30/09/2018, compreendendo os comentários de desempenho, o balanço patrimonial, as demonstrações de resultado, de mutações do patrimônio líquido, dos fluxos de caixa, e do valor adicionado, complementadas por notas explicativas, declaramos que tais documentos refletem adequadamente a situação da Companhia e de seus negócios e, que, portanto, concordamos com as Informações Trimestrais da Companhia.

Fortaleza, 25 de Outubro de 2018.

Roberto Zanchi Diretor-Presidente

José Távora Batista Diretor Financeiro e de Relações com Investidores

Aurelio Ricardo Bustilho de Oliveira Diretor de Recursos Humanos e Organização

Carlos Ewandro Naegele Moreira Diretor de Relações Institucionais

José Nunes de Almeida Neto Diretora de Comunicação

Janaina Savino Vilella Carro Diretora de Regulação

6Anna Paula Hiotte Pacheco Diretora Jurídica

Margot Frota Cohn Pires Diretora de Compras

Déborah Meirelles Rosa Brasil Diretor Administrativo e de Planejamento e Controle

Aurelio Ricardo Bustilho de Oliveira Diretor de Operações de Infra-Estrutura e Redes

Fernando Andrade Diretor de Planejamento e Engenharia

Márcia Sandra Roque Vieira Silva Diretora de Mercado

Pareceres e Declarações / Declaração dos Diretores sobre o Relatório do Auditor Independente

DECLARAÇÃO DOS DIRETORES DA COMPANHIA

Após examinadas, discutidas e revisadas as Informações Trimestrais da Companhia Energética do Ceará – Coelce relativas ao trimestre findo em 30/09/2018, compreendendo os comentários de desempenho, o balanço patrimonial, as demonstrações de resultado, de mutações do patrimônio líquido, dos fluxos de caixa, e do valor adicionado, complementadas por notas explicativas, declaramos que tais documentos refletem adequadamente a situação da Companhia e de seus negócios e, que, portanto, concordamos com as Informações Trimestrais da Companhia.

Fortaleza, 25 de Outubro de 2018.

Roberto Zanchi Diretor-Presidente

José Távora Batista Diretor Financeiro e de Relações com Investidores

Aurelio Ricardo Bustilho de Oliveira Diretor de Recursos Humanos e Organização

Carlos Ewandro Naegele Moreira Diretor de Relações Institucionais

José Nunes de Almeida Neto Diretora de Comunicação

Janaina Savino Vilella Carro Diretora de Regulação

6Anna Paula Hiotte Pacheco Diretora Jurídica

Margot Frota Cohn Pires Diretora de Compras

Déborah Meirelles Rosa Brasil Diretor Administrativo e de Planejamento e Controle

Aurelio Ricardo Bustilho de Oliveira Diretor de Operações de Infra-Estrutura e Redes

Fernando Andrade Diretor de Planejamento e Engenharia

Márcia Sandra Roque Vieira Silva Diretora de Mercado