

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 (Método Indireto)	8

Demonstração das Mutações do Patrimônio Líquido

DMPL - 01/01/2018 à 31/03/2018	9
DMPL - 01/01/2017 à 31/03/2017	10
Demonstração de Valor Adicionado	11
Comentário do Desempenho	12
Notas Explicativas	25

Pareceres e Declarações

Relatório da Revisão Especial - Sem Ressalva	60
Declaração dos Diretores sobre as Demonstrações Financeiras	61
Declaração dos Diretores sobre o Relatório do Auditor Independente	62

Dados da Empresa / Composição do Capital

Número de Ações (Unidades)	Trimestre Atual 31/03/2018
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 31/03/2018	Exercício Anterior 31/12/2017
1	Ativo Total	5.694.754	5.700.068
1.01	Ativo Circulante	1.725.257	1.823.546
1.01.01	Caixa e Equivalentes de Caixa	89.812	154.276
1.01.02	Aplicações Financeiras	87.710	82.206
1.01.02.01	Aplicações Financeiras Avaliadas a Valor Justo	87.710	82.206
1.01.02.01.03	Títulos e Valores Mobiliários	87.710	82.206
1.01.03	Contas a Receber	1.461.662	1.512.722
1.01.03.01	Clientes	838.588	885.030
1.01.03.01.01	Consumidores, Concessionários e Permissionárias	1.064.293	1.116.609
1.01.03.01.02	Provisão para créditos de liquidação duvidosa	-259.875	-266.192
1.01.03.01.04	Consumidores Baixa Renda	34.170	34.613
1.01.03.02	Outras Contas a Receber	623.074	627.692
1.01.03.02.02	Serviços em Curso	36.805	41.618
1.01.03.02.05	Outros Créditos	100.322	95.925
1.01.03.02.08	Subvenção CDE - desconto tarifário	360.772	365.188
1.01.03.02.09	Ativos financeiros Setoriais	124.905	124.961
1.01.03.02.10	Instrumentos financeiros derivativos - Swap	270	0
1.01.06	Tributos a Recuperar	86.073	74.342
1.01.06.01	Tributos Correntes a Recuperar	86.073	74.342
1.01.06.01.01	Tributos a Compensar	86.073	74.342
1.02	Ativo Não Circulante	3.969.497	3.876.522
1.02.01	Ativo Realizável a Longo Prazo	1.705.078	1.659.370
1.02.01.03	Contas a Receber	9.399	7.585
1.02.01.03.01	Clientes	9.399	7.585
1.02.01.06	Tributos Diferidos	48.964	67.064
1.02.01.06.01	Imposto de Renda e Contribuição Social Diferidos	48.964	67.064
1.02.01.09	Outros Ativos Não Circulantes	1.646.715	1.584.721
1.02.01.09.03	Depósitos vinculados a Litigio	43.657	41.676
1.02.01.09.04	Cações e depósitos	25.777	25.485
1.02.01.09.05	Benefício fiscal	40.957	42.499
1.02.01.09.06	Ativo indenizavel (concessao)	1.438.853	1.383.764
1.02.01.09.07	Serviço em curso	39.156	38.534
1.02.01.09.08	Tributos a compensar	55.765	51.104
1.02.01.09.09	Outros Créditos	194	194
1.02.01.09.11	Instrumentos financeiros derivativos - Swap	2.356	1.465
1.02.03	Imobilizado	42.675	43.247
1.02.03.01	Imobilizado em Operação	42.675	43.247
1.02.04	Intangível	2.221.744	2.173.905
1.02.04.01	Intangíveis	2.221.744	2.173.905
1.02.04.01.01	Contrato de Concessão	2.083.601	2.033.999
1.02.04.01.02	Softwares	138.143	139.906

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

Código da Conta	Descrição da Conta	Trimestre Atual 31/03/2018	Exercício Anterior 31/12/2017
2	Passivo Total	5.694.754	5.700.068
2.01	Passivo Circulante	1.827.965	1.932.620
2.01.01	Obrigações Sociais e Trabalhistas	54.559	45.774
2.01.01.02	Obrigações Trabalhistas	54.559	45.774
2.01.02	Fornecedores	530.720	755.862
2.01.02.01	Fornecedores Nacionais	530.720	755.862
2.01.02.01.01	Fornecedores Nacionais	329.497	562.621
2.01.02.01.02	Fornecedores Estrangeiros	8.233	2.530
2.01.02.01.03	Partes Relacionadas	192.990	190.711
2.01.03	Obrigações Fiscais	113.572	133.828
2.01.03.01	Obrigações Fiscais Federais	32.326	34.148
2.01.03.02	Obrigações Fiscais Estaduais	78.288	96.462
2.01.03.03	Obrigações Fiscais Municipais	2.958	3.218
2.01.04	Empréstimos e Financiamentos	666.481	461.496
2.01.04.01	Empréstimos e Financiamentos	508.277	314.375
2.01.04.01.01	Em Moeda Nacional	508.078	314.285
2.01.04.01.02	Em Moeda Estrangeira	199	90
2.01.04.02	Debêntures	158.204	147.121
2.01.04.02.01	Debentures	158.204	147.121
2.01.05	Outras Obrigações	462.633	535.660
2.01.05.02	Outros	462.633	535.660
2.01.05.02.02	Dividendo Mínimo Obrigatório a Pagar	85.514	85.514
2.01.05.02.09	Obrigações com Benefícios Pós-Emprego	1.595	2.593
2.01.05.02.10	Outras Obrigações	36.936	60.330
2.01.05.02.11	Taxas Regulamentares	338.588	387.223
2.02	Passivo Não Circulante	1.193.141	1.184.534
2.02.01	Empréstimos e Financiamentos	768.123	831.058
2.02.01.01	Empréstimos e Financiamentos	270.123	335.270
2.02.01.01.01	Em Moeda Nacional	260.894	326.085
2.02.01.01.02	Em Moeda Estrangeira	9.229	9.185
2.02.01.02	Debêntures	498.000	495.788
2.02.01.02.01	Debentures	498.000	495.788
2.02.02	Outras Obrigações	270.345	201.821
2.02.02.02	Outros	270.345	201.821
2.02.02.02.03	Fornecedores	7.916	0
2.02.02.02.04	Tributos a Pagar	9.383	10.052
2.02.02.02.05	Obrigações com Benefícios Pós-Emprego	99.337	99.047
2.02.02.02.06	Taxas regulamentares	91.034	85.540
2.02.02.02.07	Passivos financeiros setoriais	61.355	6.874
2.02.02.02.08	Outras Obrigações	1.320	308
2.02.04	Provisões	154.673	151.655
2.02.04.01	Provisões Fiscais Previdenciárias Trabalhistas e Cíveis	154.673	151.655
2.02.04.01.01	Provisões Fiscais	2.099	1.991
2.02.04.01.02	Provisões Previdenciárias e Trabalhistas	34.279	37.662
2.02.04.01.04	Provisões Cíveis	98.922	92.629

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

Código da Conta	Descrição da Conta	Trimestre Atual 31/03/2018	Exercício Anterior 31/12/2017
2.02.04.01.05	Provisões Regulatórias	19.373	19.373
2.03	Patrimônio Líquido	2.673.648	2.582.914
2.03.01	Capital Social Realizado	615.946	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	1.607.279	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	817.169	817.169
2.03.05	Lucros/Prejuízos Acumulados	89.717	0
2.03.08	Outros Resultados Abrangentes	2.035	1.018

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

Código da Conta	Descrição da Conta	Acumulado do Atual Exercício 01/01/2018 à 31/03/2018	Acumulado do Exercício Anterior 01/01/2017 à 31/03/2017
3.01	Receita de Venda de Bens e/ou Serviços	1.025.260	975.295
3.02	Custo dos Bens e/ou Serviços Vendidos	-865.706	-789.210
3.03	Resultado Bruto	159.554	186.085
3.04	Despesas/Receitas Operacionais	-37.425	-34.884
3.04.01	Despesas com Vendas	-12.129	-17.421
3.04.02	Despesas Gerais e Administrativas	-36.815	-29.437
3.04.04	Outras Receitas Operacionais	12.572	12.535
3.04.05	Outras Despesas Operacionais	-1.053	-561
3.05	Resultado Antes do Resultado Financeiro e dos Tributos	122.129	151.201
3.06	Resultado Financeiro	-12.657	-25.099
3.06.01	Receitas Financeiras	29.421	25.390
3.06.02	Despesas Financeiras	-42.078	-50.489
3.07	Resultado Antes dos Tributos sobre o Lucro	109.472	126.102
3.08	Imposto de Renda e Contribuição Social sobre o Lucro	-24.085	-24.958
3.08.01	Corrente	-8.740	-18.600
3.08.02	Diferido	-15.345	-6.358
3.09	Resultado Líquido das Operações Continuadas	85.387	101.144
3.11	Lucro/Prejuízo do Período	85.387	101.144
3.99	Lucro por Ação - (Reais / Ação)		
3.99.01	Lucro Básico por Ação		
3.99.01.01	ON	1,09674	1,29913
3.99.01.02	PNA	1,16254	1,37708
3.99.01.03	PNB	1,20641	1,42904
3.99.02	Lucro Diluído por Ação		
3.99.02.01	ON	1,09674	1,29912
3.99.02.02	PNA	1,16254	1,37708
3.99.02.03	PNB	1,20641	1,42904

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

Código da Conta	Descrição da Conta	Acumulado do Atual	Acumulado do Exercício
		Exercício 01/01/2018 à 31/03/2018	Anterior 01/01/2017 à 31/03/2017
4.01	Lucro Líquido do Período	85.387	101.144
4.02	Outros Resultados Abrangentes	1.017	0
4.02.03	Ganho com instrumentos financeiros	1.541	0
4.02.04	Tributos diferidos sobre ganho em instrumentos financeiros	-524	0
4.03	Resultado Abrangente do Período	86.404	101.144

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 31/03/2018	Acumulado do Exercício Anterior 01/01/2017 à 31/03/2017
6.01	Caixa Líquido Atividades Operacionais	-31.255	133.479
6.01.01	Caixa Gerado nas Operações	195.738	212.762
6.01.01.01	Lucro líquido do período	85.387	101.144
6.01.01.03	Provisão para créditos de liquidação duvidosa	11.735	17.051
6.01.01.04	Amortização e depreciação	52.765	45.192
6.01.01.05	Variações monetárias e juros líquidos	26.875	23.243
6.01.01.06	Valor residual de ativo intangível	2.073	86
6.01.01.07	Tributos e contribuições social diferidos	15.345	6.358
6.01.01.08	Provisões e atualizações monetárias para riscos tributários, cíveis, trabalhistas e regulatórias	5.744	10.477
6.01.01.09	Benefício fiscal ágio incorporado	1.542	1.684
6.01.01.10	Obrigações com benefícios pós-emprego	2.515	3.351
6.01.01.11	P&D e eficiência energética	8.669	8.388
6.01.01.12	Valores a receber de Parcela A e outros itens financeiros	-2.522	6.111
6.01.01.13	Receita de Ativo Indenizável	-14.390	-10.323
6.01.02	Variações nos Ativos e Passivos	-226.993	-79.283
6.01.02.01	Consumidores, concessionários e permissionários	39.454	-6.451
6.01.02.02	Valores a receber de Parcela A e outros itens financeiros	57.059	103.887
6.01.02.03	Subvenção CDE - Desconto tarifário	4.416	-42.265
6.01.02.04	Tributos a compensar	-16.392	-11.636
6.01.02.07	Cauções e depósitos	-292	-8.618
6.01.02.08	Depósitos vinculados a litígios	-1.981	-1.125
6.01.02.09	Outros créditos	-206	15.057
6.01.02.10	Fornecedores	-217.226	-60.523
6.01.02.11	Folha de pagamento	8.785	-388
6.01.02.12	Obrigações fiscais	-20.213	-27.156
6.01.02.13	Taxas regulamentares	-52.167	3.182
6.01.02.15	Obrigações com benefícios pós-emprego	-3.223	-4.760
6.01.02.17	Pagamento das provisões para riscos tributários, cíveis, trabalhistas e regulatórias	-2.726	-23.262
6.01.02.18	Outros passivos	-22.281	-15.225
6.02	Caixa Líquido Atividades de Investimento	-148.029	-124.727
6.02.01	Aplicações no intangível e imobilizado	-142.525	-122.322
6.02.03	Títulos e Valores Mobiliários	-5.504	-2.405
6.03	Caixa Líquido Atividades de Financiamento	114.820	-92.761
6.03.01	Captção de empréstimos e financiamentos	251.346	0
6.03.02	Pagamento de empréstimos e financiamentos	-126.390	-74.256
6.03.03	Pagamentos de juros de empréstimos	-9.424	-17.738
6.03.04	Parcelamento especial	-712	-767
6.05	Aumento (Redução) de Caixa e Equivalentes	-64.464	-84.009
6.05.01	Saldo Inicial de Caixa e Equivalentes	154.276	168.127
6.05.02	Saldo Final de Caixa e Equivalentes	89.812	84.118

DFs Individuais / Demonstração das Mutações do Patrimônio Líquido / DMPL - 01/01/2018 à 31/03/2018**(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
5.02	Ajustes de Exercícios Anteriores	0	0	0	0	0	0
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	0	0	0	0	0	0
5.05	Resultado Abrangente Total	0	0	0	89.717	1.017	90.734
5.05.01	Lucro Líquido do Período	0	0	0	85.387	0	85.387
5.05.02	Outros Resultados Abrangentes	0	0	0	4.330	1.017	5.347
5.05.02.06	Ganho de instrumentos financeiros derivativos - swap	0	0	0	0	1.541	1.541
5.05.02.07	Tributos diferidos s/ instrumentos financeiros derivativos - swap	0	0	0	0	-524	-524
5.05.02.08	Adoção inicial do IFRS 9	0	0	0	4.330	0	4.330
5.06	Mutações Internas do Patrimônio Líquido	0	0	0	0	0	0
5.07	SalDOS Finais	615.946	358.671	1.607.279	89.717	2.035	2.673.648

DFs Individuais / Demonstração das Mutações do Patrimônio Líquido / DMPL - 01/01/2017 à 31/03/2017**(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
5.02	Ajustes de Exercícios Anteriores	0	0	0	0	0	0
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	0	0	0	0	0	0
5.05	Resultado Abrangente Total	0	0	0	101.144	0	101.144
5.05.01	Lucro Líquido do Período	0	0	0	101.144	0	101.144
5.06	Mutações Internas do Patrimônio Líquido	0	0	0	0	0	0
5.07	SalDOS Finais	554.946	358.671	1.399.839	101.144	0	2.414.600

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

Código da Conta	Descrição da Conta	Acumulado do Atual	Acumulado do Exercício
		01/01/2018 à 31/03/2018	Anterior 01/01/2017 à 31/03/2017
7.01	Receitas	1.582.307	1.526.538
7.01.01	Vendas de Mercadorias, Produtos e Serviços	1.427.889	1.397.917
7.01.02	Outras Receitas	24.468	23.421
7.01.02.02	Outras receitas	24.468	23.421
7.01.03	Receitas refs. à Construção de Ativos Próprios	141.685	122.251
7.01.04	Provisão/Reversão de Créds. Liquidação Duvidosa	-11.735	-17.051
7.02	Insumos Adquiridos de Terceiros	-804.449	-736.224
7.02.02	Materiais, Energia, Servs. de Terceiros e Outros	-644.985	-598.018
7.02.04	Outros	-159.464	-138.206
7.02.04.01	Custo de construção	-141.685	-122.251
7.02.04.02	Outras despesas operacionais	-17.779	-15.955
7.03	Valor Adicionado Bruto	777.858	790.314
7.04	Retenções	-48.448	-41.545
7.04.01	Depreciação, Amortização e Exaustão	-48.448	-41.545
7.05	Valor Adicionado Líquido Produzido	729.410	748.769
7.06	Vlr Adicionado Recebido em Transferência	29.421	25.390
7.06.02	Receitas Financeiras	29.421	25.390
7.07	Valor Adicionado Total a Distribuir	758.831	774.159
7.08	Distribuição do Valor Adicionado	758.831	774.159
7.08.01	Pessoal	52.142	42.834
7.08.01.01	Remuneração Direta	35.340	27.501
7.08.01.02	Benefícios	6.786	6.395
7.08.01.03	F.G.T.S.	1.486	1.398
7.08.01.04	Outros	8.530	7.540
7.08.01.04.01	Outros Encargos Sociais	2.076	2.010
7.08.01.04.02	Previdência Complementar	2.113	2.262
7.08.01.04.03	Participação nos Resultados	4.341	3.268
7.08.02	Impostos, Taxas e Contribuições	575.648	576.847
7.08.02.01	Federais	263.362	263.665
7.08.02.02	Estaduais	311.058	312.188
7.08.02.03	Municipais	1.228	994
7.08.03	Remuneração de Capitais de Terceiros	45.654	53.334
7.08.03.01	Juros	28.217	30.016
7.08.03.02	Aluguéis	3.576	2.845
7.08.03.03	Outras	13.861	20.473
7.08.05	Outros	85.387	101.144
7.08.05.01	Reserva de Incentivo Fiscal - ADENE	15.814	21.716
7.08.05.02	Retenção de Lucros	69.573	79.428

Comentário do Desempenho

Fortaleza, 02 de maio de 2018 – A Companhia Energética do Ceará – COELCE (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 primeiro trimestre de 2018 (1T18). 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

	1T18	1T17	Var. %	4T17	Var. % (1)
Volume de Energia - Venda e Transporte (GWh)*	2.832	2.742	3,3%	3.003	-5,7%
Receita Bruta (R\$ mil)	1.569.574	1.520.168	3,3%	1.920.155	-18,3%
Receita Líquida (R\$ mil)	1.025.260	975.295	5,1%	1.321.769	-22,4%
EBITDA (2) (R\$ mil)*	170.577	192.746	-11,5%	199.329	-14,4%
Margem EBITDA (%)*	16,64%	19,76%	-3,12 p.p	15,08%	1,56 p.p
Margem EBITDA ex-Receita de Construção*	19,31%	22,60%	-3,29 p.p	18,61%	0,70 p.p
EBIT (3) (R\$ mil)*	122.129	151.201	-19,2%	153.424	-20,4%
Margem EBIT (%)*	11,91%	15,50%	-3,59 p.p	11,61%	0,30 p.p
Lucro Líquido (R\$ mil)	85.387	101.144	-15,6%	107.225	-20,4%
Margem Líquida	8,33%	10,37%	-2,04 p.p	8,11%	0,22 p.p
Margem Líquida ex-Receita de Construção	9,66%	11,86%	-2,20 p.p	10,01%	-0,35 p.p
CAPEX (R\$ mil)*	151.636	126.875	19,5%	243.722	-37,8%
DEC (12 meses)*	9,39	9,22	1,8%	8,78	6,9%
FEC (12 meses)*	5,83	5,54	5,2%	5,37	8,6%
Índice de Arrecadação (12 meses)*	99,20%	98,23%	0,97 p.p	98,86%	0,34 p.p
Perdas de Energia (12 meses)*	13,99%	12,79%	1,20 p.p	13,95%	0,04 p.p
Nº de Consumidores Totais*	4.046.684	3.925.905	3,1%	4.016.768	0,7%
Nº de Colaboradores (Próprios)*	1.129	1.135	-0,5%	1.163	-2,9%
MWh/Colaboradores Próprios e Terceiros*	381	362	5,2%	403	-5,5%
PMSO (4)/Consumidor*	39,54	38,00	4,1%	34,46	14,7%
Consumidor/Colaboradores Próprios e Terceiros*	545	518	5,2%	540	0,9%
Número Total de Colaboradores - Próprios e Terceiros	7.431	7.584	-2,0%	7.444	-0,2%

(1) Variação entre 1T18 e 4T17;

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

PERFIL CORPORATIVO

Área de Concessão

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

DADOS GERAIS*

	1T18	1T17	Var. %
Área de Concessão (km2)	148.921	148.921	-
Municípios (Qte.)	184	184	-
Habitantes (Qte.) (1)	9.034.281	8.977.862	0,6%
Consumidores (Unid.)	4.046.684	3.925.905	3,1%
Linhas de Distribuição (Km)	141.563	138.424	2,3%
Linhas de Transmissão (Km)	5.144	5.127	0,3%
Subestações (Unid.)	113	113	-
Volume de Energia 12 meses (GWh)	11.552	11.559	-0,1%
Marketshare no Brasil - Nº de Clientes (2)	4,84%	4,83%	0,01 p.p
Marketshare no Brasil - Volume de Energia (2)	2,48%	2,50%	-0,02 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 ABRADEE



* Valores não auditados pelos auditores independentes

Comentário do Desempenho

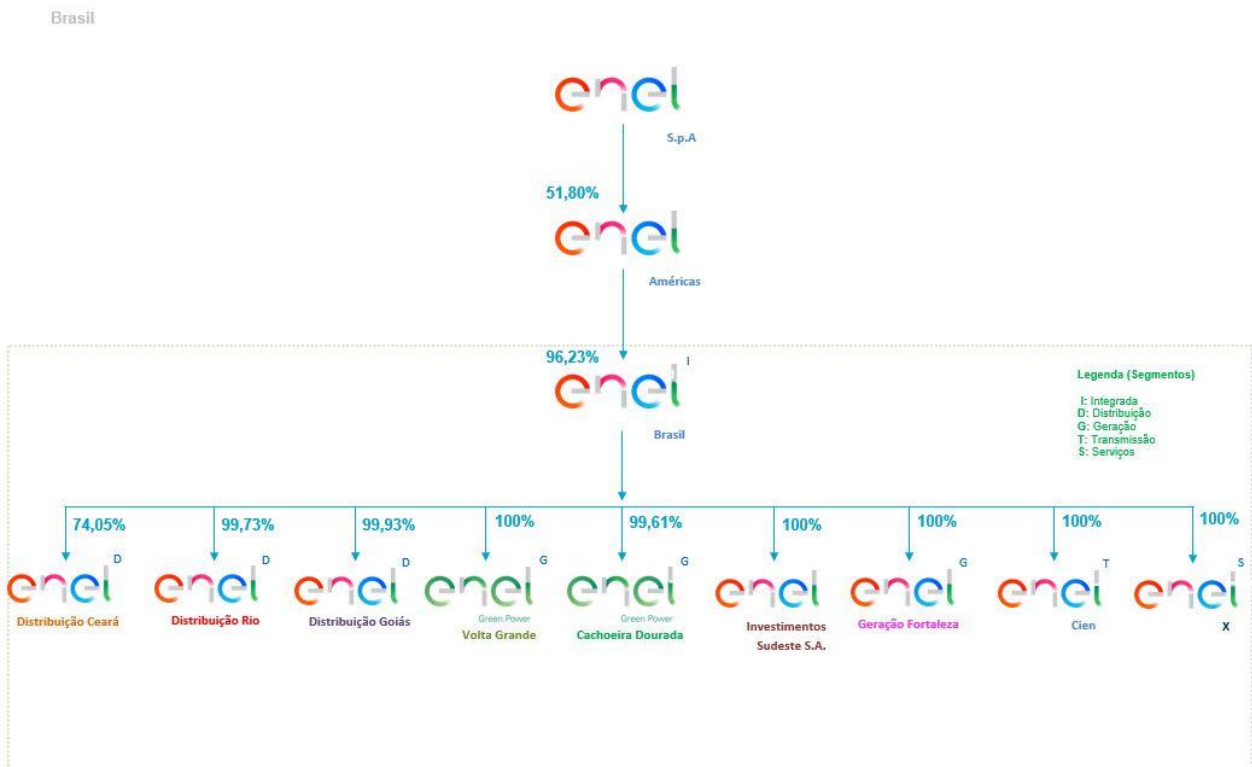
Estrutura de Controle e Organograma Societário Simplificado

A Coelce é uma sociedade anônima de capital aberto.

ESTRUTURA DE CONTROLE (EM 31/03/2018)

	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%	3.153.454	-	3.153.454	10,59%	4.072.857	5,23%
Fundos e Clubes de Investimentos	4.710	0,01%	5.958.576	-	5.958.576	20,00%	5.963.286	7,66%
Outros	79.579	0,17%	4.584.908	3.097	4.588.005	15,40%	4.667.584	6,00%
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%



Comentário do Desempenho

DESEMPENHO OPERACIONAL

Mercado de Energia

Crescimento de Mercado

NÚMERO DE CONSUMIDORES (UNIDADES)*

	1T18	1T17	Var. %	4T17	Var. % (1)
Mercado Cativo	3.487.638	3.436.036	1,5%	3.476.859	0,3%
Residencial - Convencional	1.841.121	1.838.961	0,1%	1.839.600	0,1%
Residencial - Baixa Renda	874.238	815.625	7,2%	853.990	2,4%
Industrial	5.805	5.834	-0,5%	5.876	-1,2%
Comercial	174.236	174.588	-0,2%	175.133	-0,5%
Rural	544.709	553.637	-1,6%	554.891	-1,8%
Setor Público	47.529	47.391	0,3%	47.369	0,3%
Clientes Livres	238	189	25,9%	222	7,2%
Industrial	98	82	19,5%	93	5,4%
Comercial	133	103	29,1%	121	9,9%
Rural	7	4	75,0%	8	-12,5%
Revenda	2	2	-	2	-
Subtotal - Consumidores Efetivos	3.487.878	3.436.227	1,5%	3.477.083	0,3%
Consumo Próprio	370	402	-8,0%	390	-5,1%
Consumidores Ativos sem Fornecimento	558.436	489.276	14,1%	539.295	3,5%
Total - Número de Consumidores	4.046.684	3.925.905	3,1%	4.016.768	0,7%

(1) Variação entre 1T18 e 4T17;

O incremento no número de consumidores registrado ao final do 1T18 em relação ao ano anterior reflete o crescimento vegetativo do seu mercado cativo, com destaque para o crescimento nas classes residenciais (convencional e baixa renda), com mais 2.160 e 58.613 novos consumidores*, respectivamente.

Nos últimos 12 meses, os investimentos para conexão de novos clientes à rede da Companhia totalizaram o montante de R\$ 397 milhões*.

Venda de Energia na Área de Concessão

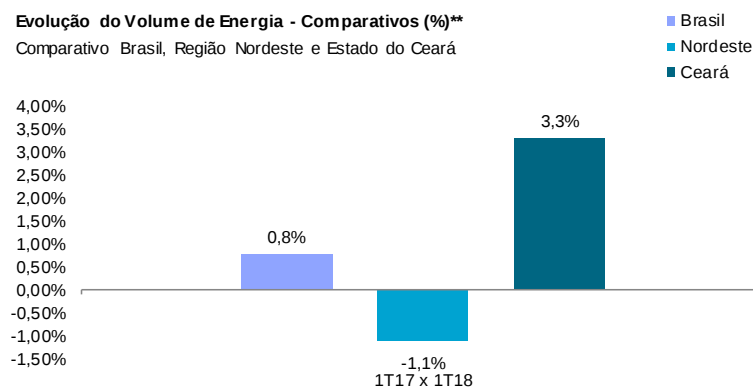
VENDA E TRANSPORTE DE ENERGIA (GWH)*

	1T18	1T17	Var. %	4T17	Var. % (1)
Mercado Cativo	2.353	2.301	2,3%	2.529	-7,0%
Clientes Livres	479	441	8,6%	474	1,1%
Total - Venda e Transporte de Energia	2.832	2.742	3,3%	3.003	-5,7%

(1) Variação entre 1T18 e 4T17;

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)*

	1T18	1T17	Var. %	4T17	Var. % (1)
Residencial - Convencional	793	771	2,9%	820	-3,3%
Residencial - Baixa Renda	257	243	5,8%	262	-1,9%
Industrial	171	178	-3,9%	196	-12,8%
Comercial	465	464	0,2%	501	-7,2%
Rural	298	296	0,7%	349	-14,6%
Setor Público	369	349	5,7%	401	-8,0%
Total - Venda de Energia no Mercado Cativo	2.353	2.301	2,3%	2.529	-7,0%

(1) Variação entre 1T18 e 4T17;

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

	1T18	1T17	Var. %	4T17	Var. % (1)
Residencial - Convencional	430	419	2,6%	446	-3,6%
Residencial - Baixa Renda	294	298	-1,3%	307	-4,2%
Industrial	29.501	30.530	-3,4%	33.369	-11,6%
Comercial	2.670	2.660	0,4%	2.862	-6,7%
Rural	546	536	1,9%	630	-13,3%
Setor Público	7.773	7.359	5,6%	8.458	-8,1%
Total - Venda per Capita no Mercado Cativo	675	670	0,7%	727	-7,2%

(1) Variação entre 1T18 e 4T17;

A variação observada acima (1T18 x 1T17), é explicada principalmente, pelos seguintes fatores: o aumento do consumo médio dos consumidores residenciais e setor público, parcialmente compensado pela migração para o mercado livre de consumidores industriais cativos com um padrão de consumo superior à média dos consumidores industriais que permaneceram no mercado cativo.

Cientes Livres

TRANSPORTE DE ENERGIA PARA OS CLIENTES LIVRES (GWH)*

	1T18	1T17	Var. %	4T17	Var. % (1)
Industrial	381	358	6,4%	375	1,6%
Comercial	95	82	15,9%	95	-
Rural	3	1	>100,0%	4	-25,0%
Total - Transporte de Energia para os Clientes Livres*	479	441	8,6%	474	1,1%

(1) Variação entre 1T18 e 4T17;

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

	1T18	1T17	Var. %	4T17	Var. % (1)
Industrial	3.884	4.364	-11,0%	4.032	-3,7%
Comercial	716	793	-9,7%	782	-8,4%
Rural	488	273	78,8%	463	5,4%
Média - Transporte per capita p/ Clientes Livres*	2.014	2.331	-13,6%	2.132	-5,5%

(1) Variação entre 1T18 e 4T17;

A redução no transporte de energia per capita aos clientes livres no 1T18 em relação ao 1T17 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 1T17.

* Valores não auditados pelos auditores independentes

Comentário do Desempenho

Compra de Energia

COMPRA DE ENERGIA (GWH)*

	1T18	1T17	Var. %	4T17	Var. % (1)
Central Geradora Termelétrica Fortaleza - CGTF	664	664	-	678	-2,1%
Centrais Elétricas - FURNAS	212	260	-18,5%	256	-17,2%
Companhia Hidroelétrica do São Francisco - CHESF	293	330	-11,2%	320	-8,4%
Companhia Energética de São Paulo - CESP	16	17	-5,9%	17	-5,9%
Petróleo Brasileiro S/A - Petrobrás	244	266	-8,3%	272	-10,3%
Eletronorte	23	26	-11,5%	25	-8,0%
COPEL	21	15	40,0%	15	40,0%
CEMIG	95	114	-16,7%	146	-34,9%
Tractebel Energia S.A	64	67	-4,5%	68	-5,9%
Eletrobras Termonuclear S/A - Eletronuclear	93	93	-	95	-2,1%
PROINFA	56	58	-3,4%	68	-17,6%
Outros	1.289	1.348	-4,4%	1.355	-4,9%
Total - Compra de Energia s/ CCEE	3.070	3.258	-5,8%	3.315	-7,4%
Liquidação na CCEE	(227)	(435)	-47,8%	(199)	14,1%
Total - Compra de Energia	2.843	2.823	0,7%	3.116	-8,8%
Energia Distribuída					
Wobben e Energyworks	1	1	-	3	-66,7%
Total - Compra de Energia c/ Energia Distribuída	2.844	2.824	0,7%	3.119	-8,8%

(1) Variação entre 1T18 e 4T17;

Balanço de Energia

BALANÇO DE ENERGIA*

	1T18	1T17	Var. %	4T17	Var. % (1)
Energia requerida (GWh)	3.305	3.194	3,5%	3.541	-6,7%
Energia distribuída (GWh)	2.839	2.748	3,3%	3.010	-5,7%
Residencial - Convencional	793	771	2,9%	820	-3,3%
Residencial - Baixa Renda	257	243	5,8%	262	-1,9%
Industrial	171	178	-3,9%	196	-12,8%
Comercial	465	464	0,2%	501	-7,2%
Rural	298	296	0,7%	349	-14,6%
Setor Público	369	349	5,7%	401	-8,0%
Clientes Livres	479	441	8,6%	474	1,1%
Revenda	3	2	50,0%	3	-
Consumo Próprio	4	4	-	4	-
Perdas na Distribuição - Sistema Coelce (GWh)	467	446	4,7%	531	-12,1%
Perdas na Distribuição (Trimestral) - Sistema Coelce (%)	14,12%	13,96%	0,16 p.p	15,00%	-0,88 p.p

(1) Variação entre 1T18 e 4T17;

Indicadores Operacionais

INDICADORES OPERACIONAIS E DE PRODUTIVIDADE*

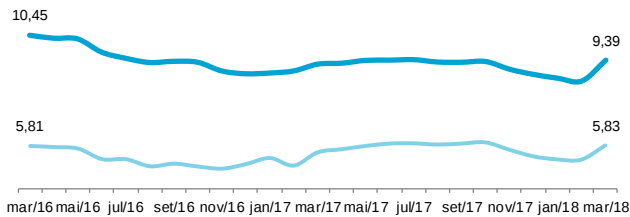
	1T18	1T17	Var. %	4T17	Var. % (1)
DEC 12 meses (horas)	9,39	9,22	1,8%	8,78	6,9%
FEC 12 meses (vezes)	5,83	5,54	5,2%	5,37	8,6%
Perdas de Energia 12 meses (%)	13,99%	12,79%	1,20 p.p	13,95%	0,04 p.p
Índice de Arrecadação 12 meses (%)	99,20%	98,23%	0,97 p.p	98,86%	0,34 p.p
MWh/Colaboradores Próprios e Terceiros*	381	362	5,2%	403	-5,5%
Consumidor/Colaboradores Próprios e Terceiros*	545	518	5,2%	540	0,9%
PMSO (3)/Consumidor	39,54	38,00	4,1%	34,46	14,7%
Número Total de Colaboradores - Próprios e Terceiros	7.431	7.584	-2,0%	7.444	-0,2%

(1) Variação entre 1T18 e 4T17;

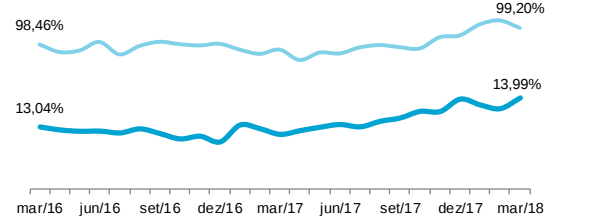
(3) PMSO: Pessoal, Material, Serviços e Outros

Comentário do Desempenho

Evolução do DEC (Horas) e FEC (Vezez) TAM*
Dados de mar/16 a mar/18



Evolução das Perdas Totais (%) e Arrecadação (%) TAM*
Dados de mar/16 a mar/18



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 Coelce.

A Coelce investiu R\$ 160 milhões* em qualidade do sistema nos últimos 12 meses. Ambos os indicadores apresentaram um incremento no 1T18 em relação a 1T17, explicados, principalmente, por fatores externos, como a interrupção no Sistema Interligado Nacional, que afetou o Norte e Nordeste do País em março/2018. Contudo, ambos os indicadores seguem se mantendo 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 13,99%* no 1T18, um acréscimo de 1,20 p.p. em relação às perdas registradas no 1T17, de 12,79%*. Este aumento é explicado, principalmente, pela retração da economia do estado que gerou um aumento no furto de energia, em conjunto com o efeito de revisão da metodologia de medição de iluminação pública.

Nos últimos 12 meses, foram investidos R\$ 32 milhões* no combate às perdas.

DESEMPENHO ECONÔMICO - FINANCEIRO

Resultado

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

	1T18	1T17	Var. %	4T17	Var. % (1)
Receita Operacional Bruta	1.569.574	1.520.168	3,3%	1.920.155	-18,3%
Deduções à Receita Operacional	(544.314)	(544.873)	-0,1%	(598.386)	-9,0%
Receita Operacional Líquida	1.025.260	975.295	5,1%	1.321.769	-22,4%
Custos do Serviço e Despesas Operacionais	(903.131)	(824.094)	9,6%	(1.168.345)	-22,7%
EBITDA(2)*	170.577	192.746	-11,5%	199.329	-14,4%
Margem EBITDA*	16,64%	19,76%	-3,12 p.p	15,08%	1,56 p.p
Margem EBITDA ex- Receita de Construção*	19,31%	22,60%	-3,29 p.p	18,61%	0,70 p.p
EBIT(3)*	122.129	151.201	-19,2%	153.424	-20,4%
Margem EBIT*	11,91%	15,50%	-3,59 p.p	11,61%	0,30 p.p
Resultado Financeiro	(12.657)	(25.099)	-49,6%	(16.616)	-23,8%
Imposto de Renda, Contribuição Social e Outros	(24.085)	(24.958)	-3,5%	(29.583)	-18,6%
Lucro Líquido	85.387	101.144	-15,6%	107.225	-20,4%
Margem Líquida	8,33%	10,37%	-2,04 p.p	8,11%	0,22 p.p
Margem Líquida ex- Receita de Construção	9,66%	11,86%	-2,20 p.p	10,01%	-0,35 p.p
Lucro por Ação (R\$/ação)	1,10	1,30	-15,6%	1,38	-20,4%

(1) Variação entre 1T18 e 4T17;

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

Receita Operacional Bruta

RECEITA OPERACIONAL BRUTA (R\$ MIL)

	1T18	1T17	Var. %	4T17	Var. % (1)
Fornecimento de Energia Elétrica	1.303.221	1.334.367	-2,3%	1.411.154	-7,6%
Subsídio Baixa Renda	51.201	49.206	4,1%	51.370	-0,3%
Subvenção CDE - Desconto Tarifário	63.465	57.749	9,9%	72.208	-12,1%
Fornecimento de Energia Elétrica - Mercado Cativo	1.417.887	1.441.322	-1,6%	1.534.732	-7,6%
Ativos e passivos financeiros setoriais	(56.138)	(103.753)	-45,9%	63.739	<100,0%
Receita de uso da rede elétrica - consumidores livres - revenda	47.139	43.370	8,7%	50.185	-6,1%
Receita de Construção	141.685	122.251	15,9%	250.561	-43,5%
Outras Receitas	19.001	16.978	11,9%	20.938	-9,3%
Total - Receita Operacional Bruta	1.569.574	1.520.168	3,3%	1.920.155	-18,3%

(1) Variação entre 1T18 e 4T17;

* Valores não auditados pelos auditores independentes

Comentário do Desempenho

O aumento da receita operacional bruta da Coelce foi de 3,3% no 1T18 em relação ao 1T17 (R\$ 49 milhões). Excluindo o efeito da receita de construção, a receita operacional bruta da Companhia, no 1T18, alcançou o montante de R\$ 1,42 bilhão, um aumento de R\$ 30 milhões em relação ao 1T17, cujo montante foi de R\$ 1,39 bilhão. Este aumento é resultado, principalmente, dos seguintes efeitos:

- Incremento de 9,9% (R\$ 6 milhões) na Subvenção CDE - desconto tarifário, explicado, principalmente, pelo ajuste da estimativa da diferença entre os valores previstos e os realizados no período entre abril/17 e março/2018.
- Aumento de R\$ 4 milhões na rubrica de Disponibilidade da Rede Elétrica em razão principalmente do aumento no volume de transporte de energia para o mercado livre que foi de 8,6% em relação ao 1T17;
- Redução de R\$ 48 milhões na rubrica de ativos e passivos financeiros setoriais, em função, principalmente, dos seguintes fatores: (i) maiores amortizações do passivo regulatório do período passado (2017/2018); e (ii) menor constituição de passivo regulatório para o período (2018/2019).

Esse efeito foi parcialmente compensado por:

- Redução de 2,3% na receita pelo fornecimento de energia elétrica – mercado cativo (R\$ 31 milhões) como resultado, principalmente, de menor receita por aplicação de bandeiras tarifárias para cobertura de custos com compra de energia. No ano anterior a bandeira amarela foi aplicada nos meses de fevereiro e março/17, enquanto no 1T18, vigorou apenas a bandeira verde.

Deduções da Receita

DEDUÇÕES DA RECEITA (R\$ MIL)

	1T18	1T17	Var. %	4T17	Var. % (1)
ICMS	(311.051)	(312.188)	-0,4%	(351.120)	-11,4%
COFINS	(107.519)	(108.454)	-0,9%	(128.139)	-16,1%
PIS	(23.343)	(23.546)	-0,9%	(27.820)	-16,1%
Total - Tributos	(441.913)	(444.188)	-0,5%	(507.079)	-12,9%
P&D	(8.669)	(8.388)	3,4%	(10.526)	-17,6%
Encargo Setorial CDE	(91.929)	(90.745)	1,3%	(78.988)	16,4%
Outros impostos e contribuições a receita	(1.803)	(1.552)	16,2%	(1.793)	0,6%
Total - Encargos Setoriais	(102.401)	(100.685)	1,7%	(91.307)	12,2%
Total - Deduções da Receita	(544.314)	(544.873)	-0,1%	(598.386)	-9,0%

(1) Variação entre 1T18 e 4T17;

As deduções da receita foram inferiores em R\$ 559 mil em relação ao mesmo trimestre do ano anterior. Isto se deve, principalmente, às seguintes variações:

- Redução de 0,5% (R\$ 2,3 milhões) nos tributos resultado, principalmente, da redução da base de cálculo de PIS e COFINS.
- Incremento de 1,7% (R\$ 1,7 milhões) nos encargos setoriais, que se deve, principalmente, ao aumento da quota de CDE, no qual destaca-se o incremento do orçamento da CDE – USO, decorrente da aprovação das cotas anuais da CDE para o ano de 2018, conforme Resolução Homologatória Nº 2.368, de 9/2/2018.

Custos e Despesas Operacionais

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

	1T18	1T17	Var. %	4T17	Var. % (1)
Custos e despesas não gerenciáveis					
Energia elétrica comprada para revenda	(489.310)	(484.384)	1,0%	(691.218)	-29,2%
Encargos do uso do sistema de transmissão	(70.867)	(33.808)	>100,0%	(48.484)	46,2%
Total - Não gerenciáveis	(560.177)	(518.192)	8,1%	(739.702)	-24,3%
Custos e despesas gerenciáveis					
Pessoal	(46.612)	(38.089)	22,4%	(48.030)	-3,0%
Material e Serviços de Terceiros	(84.808)	(79.826)	6,2%	(95.859)	-11,5%
Depreciação e Amortização	(48.448)	(41.545)	16,6%	(45.905)	5,5%
Custo de Desativação de Bens	(4.665)	(5.099)	-8,5%	(5.850)	-20,3%
Prov. para Créditos de Liquidação Duvidosa	(11.735)	(17.051)	-31,2%	30.630	<-100,0%
Custo de Construção	(141.685)	(122.251)	15,9%	(250.561)	-43,5%
Provisão para riscos fiscais, cíveis e trabalhistas	(917)	(3.723)	-75,4%	515	<-100,0%
Receita de multas por impuntualidade de clientes	11.852	12.181	-2,7%	12.106	-2,1%
Outras Despesas Operacionais	(15.936)	(10.499)	51,8%	(25.689)	-38,0%
Total - Gerenciáveis	(342.954)	(305.902)	12,1%	(428.643)	-20,0%
Total - Custos do Serviço e Despesa Operacional	(903.131)	(824.094)	9,6%	(1.168.345)	-22,7%

(1) Variação entre 1T18 e 4T17;

Os custos e despesas operacionais no 1T18 em relação ao 1T17 aumentaram em R\$ 79 milhões. Excluindo-se o efeito do custo de construção, os custos e despesas operacionais da Companhia, no 1T18, alcançaram o montante de R\$ 761 milhões, o que representa um incremento de R\$ 60 milhões em relação ao mesmo período do ano anterior, cujo montante foi de R\$ 701 milhões. Estes efeitos são resultados das seguintes variações:

Custos não gerenciáveis: incremento de R\$ 42 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:

- Durante o 1T18 a Companhia apurou maiores custos com energia comprada para revenda, devido principalmente a reajustes contratuais;

* Valores não auditados pelos auditores independentes

Comentário do Desempenho

- A variação na rubrica Encargo do uso do sistema de transmissão, se explica, basicamente, por maior atividade de transmissão de energia, reajustes tarifários e devido à celebração de novos contratos com usinas de energia eólica e solar.

Custos gerenciáveis: incremento nos custos e despesas gerenciáveis (R\$ 37 milhões). Excluindo-se o efeito do custo de construção, os custos e despesas gerenciáveis da Companhia, no 1T18, alcançaram o montante de R\$ 201 milhões, o que representa um incremento de R\$ 17 milhões em relação ao mesmo período do ano anterior, cujo montante foi de R\$ 184 milhões, explicado por:

- Aumento de R\$ 8 milhões nos custos com pessoal em função, principalmente, dos custos com o plano de aposentaria espontânea no 1T18 que refletiu no aumento do custo neste trimestre.
- 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.
- Incremento de R\$ 5 milhões em materiais e serviços de terceiros e pessoal em razão, basicamente, de reajustes contratuais e incremento da atividade de operação e manutenção para assegurar a qualidade do serviço, além das iniciativas para melhorar o índice de arrecadação.
- Redução de R\$ 5 milhões na provisão para créditos de liquidação duvidosa em razão, principalmente, da Companhia ter adotado um novo modelo de avaliação na apuração das perdas esperadas com créditos de liquidação duvidosa em consonância com norma IFRS 9.

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)

	1T18	1T17	Var. %	4T17	Var. % (1)
Lucro Líquido do Período	85.387	101.144	-15,6%	107.225	-20,4%
(+) Tributo sobre o Lucro (NE 30)	24.085	24.958	-3,5%	29.583	-18,6%
(+) Resultado Financeiro (NE 29)	12.657	25.099	-49,6%	16.616	-23,8%
(=) EBIT	122.129	151.201	-19,2%	153.424	-20,4%
(+) Depreciações e Amortizações (NE 28)	48.448	41.545	16,6%	45.905	5,5%
(=) EBITDA	170.577	192.746	-11,5%	199.329	-14,4%

(1) Variação entre 1T18 e 4T17;

Resultado Financeiro

RESULTADO FINANCEIRO (R\$ MIL)

	1T18	1T17	Var. %	4T17	Var. % (1)
Receitas Financeiras					
Renda de aplicação financeira	1.102	3.718	-70,4%	2.622	-58,0%
Juros e atualização monetária sobre impontualidade de clientes	8.222	8.257	-0,4%	7.816	5,2%
Receita de ativo indenizável	14.390	10.323	39,4%	18.554	-22,4%
Variação monetária de ativos e passivos setoriais	2.522	-	-	-	-
Variações monetárias de dívida	431	699	-38,3%	514	-16,1%
Outras receitas financeiras	2.754	2.393	15,1%	2.537	8,6%
	-	-	-	-	-
Total - Receitas Financeiras	29.421	25.390	15,9%	32.043	-8,2%
Despesas financeiras					
Variações monetárias de Dívida	(4.564)	(3.370)	35,4%	(2.789)	63,6%
Encargos de Dívidas	(22.148)	(26.646)	-16,9%	(23.964)	-7,6%
Encargos fundo de pensão	(2.087)	(2.643)	-21,0%	(2.642)	-21,0%
Variação monetária de ativos e passivos setoriais	-	(6.111)	-100,0%	(2.343)	-100,0%
Atualização de provisão para riscos tributários, cíveis e trabalhist	(4.827)	(6.754)	-28,5%	(4.960)	-2,7%
Atualização de Impostos, P&D/PEE	(1.863)	(1.026)	81,6%	(522)	>100,0%
Outras Multas	(848)	(224)	>100,0%	(4.686)	-81,9%
Outras despesas financeiras	(5.741)	(3.715)	54,5%	(6.753)	-15,0%
Total - Despesas Financeiras	(42.078)	(50.489)	-16,7%	(48.659)	-13,5%
Total - Receitas e Despesas Financeiras	(12.657)	(25.099)	-49,6%	(16.616)	-23,8%

(1) Variação entre 1T18 e 4T17;

As despesas financeiras líquidas da Coelce, no 1T18, apresentaram redução de R\$ 12 milhões em relação ao mesmo trimestre do ano anterior, como resultado das seguintes variações:

Incremento de R\$ 4 milhões nas receitas financeiras, explicada principalmente por:

- Aumento de R\$ 4 milhões na rubrica de receita de ativo indenizável: Este aumento é explicado, basicamente, pelo incremento do IPCA entre os períodos comparados.

Comentário do Desempenho

Redução de 8 milhões nas despesas financeiras, principalmente, por:

- Redução de R\$ 4 milhões na rubrica de encargos de dívida, explicado basicamente, pela redução do CDI no 1T18 versus 1T17, em conjunto, com menor saldo médio da dívida entre os períodos comparados.
- Redução de R\$ 6 milhões em variação monetária de ativos e passivos financeiros setoriais, cujo saldo líquido foi ativo no 1T18 enquanto em 1T17, o saldo líquido foi passivo.

Tributos (IR/CSLL) e Outros

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

	1T18	1T17	Var. %	4T17	Var. % (1)
IR e CSLL	(38.357)	(44.990)	-14,7%	(49.527)	-22,6%
Incentivo Fiscal SUDENE	15.814	21.716	-27,2%	21.629	-26,9%
Amortização do Ágio e Reversão da Provisão	(1.542)	(1.684)	-8,4%	(1.685)	-8,5%
Total	(24.085)	(24.958)	-3,5%	(29.583)	-18,6%

(1) Variação entre 1T18 e 4T17;

As despesas com Imposto de Renda (IR), Contribuição Social sobre o Lucro Líquido (CSLL) e Outros (Amortização do Ágio e Incentivo Fiscal Sudene) no 1T18 registraram uma redução de R\$ 873 mil. Esta variação explica-se, basicamente, 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

	1T18	1T17	Var. %	4T17	Var. % (1)
Dívida bruta (R\$ mil)	1.431.978	1.017.307	40,8%	1.291.089	10,9%
(-) Caixa, Equivalentes e Aplicações Financ. (R\$ mil)	177.522	88.931	99,6%	236.482	-24,9%
Dívida líquida (R\$ mil)	1.254.456	928.376	35,1%	1.054.607	19,0%
Dívida Bruta / EBITDA(3)*	1,86	1,37	35,8%	1,63	14,1%
EBITDA(3) / Encargos de Dívida(3)*	8,60	6,04	42,4%	8,42	2,1%
Dívida bruta / (Dívida bruta + PL)	0,35	0,30	16,7%	0,33	4,7%
Dívida líquida / (Dívida líquida + PL)	0,32	0,28	14,3%	0,29	10,2%

(1) Variação entre 1T18 e 4T17;

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

A dívida bruta da Coelce encerrou o primeiro trimestre de 2018 em R\$ 1.432 milhões, um incremento de R\$ 415 milhões em relação ao mesmo período do ano anterior. A variação da dívida bruta deve-se, basicamente, as novas captações de dívidas (R\$ 500 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 9 milhões e provisão de encargos de R\$ 90 milhões, parcialmente compensados, por amortizações e pagamento de encargos ocorridos entre os períodos comparados, que alcançaram respectivamente R\$ 316 milhões e R\$ 87 milhões.

A Coelce encerrou o 1T18 (12 meses) com o custo da dívida médio de 8,47% a.a., ou CDI + 1,63% a.a.

Colchão de Liquidez*

Para se precaver de qualquer necessidade emergencial de caixa, em 31 de março de 2018, a Companhia tinha a seu dispor R\$ 140 milhões em limites abertos de conta garantida e linha comprometida para utilização em operações de curto prazo.

Classificação de Riscos (Rating)

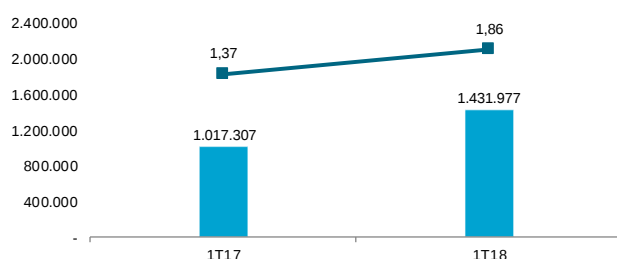
Em 21 de fevereiro de 2018, a agência classificadora de risco de crédito corporativo Standard & Poor's Rating Services ("S&P") elevou o rating de crédito corporativo da Coelce de longo prazo na Escala Nacional Brasil de 'brAA-' para 'brAAA'. A perspectiva do rating de longo prazo é estável. Além disso, 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.

* Valores não auditados pelos auditores independentes

Comentário do Desempenho

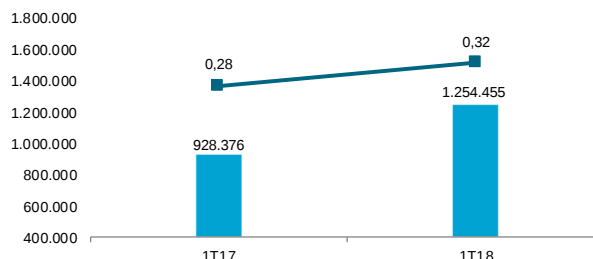
Dívida Bruta (R\$ Mil) e Dívida Bruta / EBITDA* (Vezes)

Evolução 1T17 - 1T18



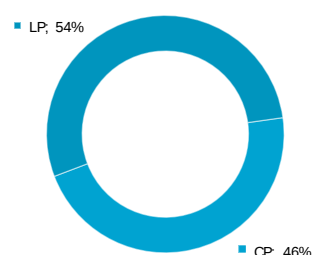
Dívida Líquida (R\$ Mil) e Alavancagem (Vezes)

Evolução 1T17 - 1T18



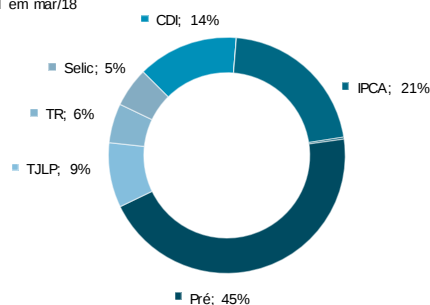
Abertura da Dívida Bruta - CP e LP

Posição Final em mar/18



Abertura da Dívida Bruta - Indexadores

Posição Final em mar/18



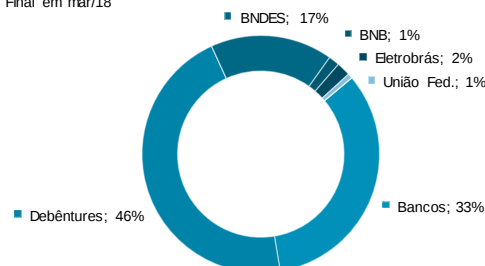
Abertura da Dívida Bruta - Moedas

Posição Final em mar/18



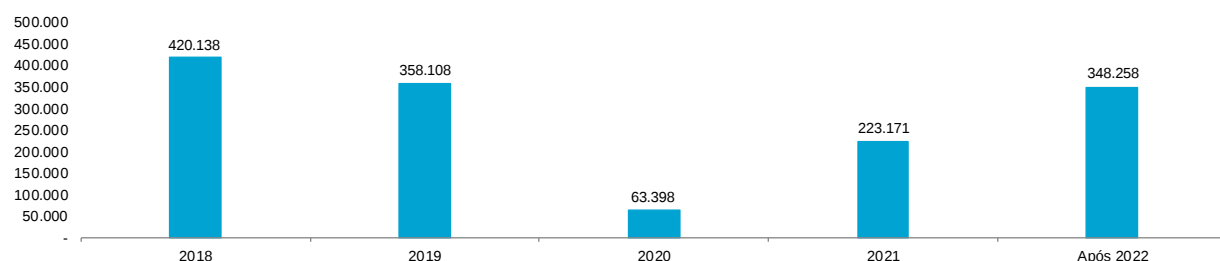
Abertura da Dívida Bruta - Credor

Posição Final em mar/18



Curva de Amortização (R\$ Mil)

Posição Final em mar/18



Investimentos

INVESTIMENTOS (R\$ MIL)*

	1T18	1T17	Var. %	4T17	Var. % (1)
Novas Conexões	89.834	95.547	-6,0%	103.787	-13,4%
Rede	24.399	18.075	35,0%	107.991	-77,4%
Combate às Perdas	6.128	8.095	-24,3%	12.088	-49,3%
Qualidade do Sistema Elétrico	18.271	9.980	83,1%	95.903	-80,9%
Outros	12.505	11.047	13,2%	62.775	-80,1%
Variação de Estoque	24.898	2.206	>100,0%	(30.831)	<-100,0%
Total Investido	151.636	126.875	19,5%	243.723	-37,8%
Aportes / Subsídios	(8.045)	(4.426)	81,8%	(8.816)	-8,7%
Investimento Líquido	143.591	122.449	17,3%	234.907	-38,9%

(1) Variação entre 1T18 e 4T17;

* Valores não auditados pelos auditores independentes

Comentário do Desempenho

Mercado Bursátil

COTAÇÃO DE FECHAMENTO (R\$/AÇÃO)*

	1T18	1T17	Var. %	4T17	Var. % (1)
Ordinárias - ON (COCE3)	53,90	42,10	28,0%	48,65	10,8%
Preferenciais A - PNA (COCE5)	54,99	49,99	10,0%	54,75	0,4%
Preferenciais B - PNB (COCE6)	-	-	-	-	-

(1) Variação entre 1T18 e 4T17;

variação sem ajuste por proventos

5 OUTROS TEMAS RELEVANTES

Bandeiras Tarifárias vigentes até 31 de março 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 n.º 2.364 da Aneel definiu os valores limites do PLD de 2018. O PLD máximo foi fixado em R\$ 505,18/MWh e o valor mínimo em R\$ 40,16/MWh. Esses limites passaram a vigorar em 1º de janeiro de 2018.

Reajuste Tarifário Anual

A Aneel aprovou o reajuste tarifário anual da Coelce por meio da resolução Nº 2.383, de abril de 2018. As tarifas foram reajustadas, em média, em 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%.

Comentário do Desempenho

ANEXO 1: DEMONSTRATIVO DE RESULTADOS (IFRS)

DEMONSTRATIVO DE RESULTADO (R\$ MIL)

	1T18	1T17	Var. %	4T17	Var. % (1)
Receita Operacional Bruta	1.569.574	1.520.168	3,3%	1.920.155	-18,3%
Fornecimento de Energia Elétrica	1.303.221	1.334.367	-2,3%	1.411.154	-7,6%
Ativos e passivos financeiros setoriais	(56.138)	(103.753)	-45,9%	63.739	<-100,0%
Subvenção Baixa Renda	51.201	49.206	4,1%	51.370	-0,3%
Subvenção CDE - Desconto Tarifário	63.465	57.749	9,9%	72.208	-12,1%
Receita de uso da rede elétrica - consumidores livres - revenda	47.139	43.370	8,7%	50.185	-6,1%
Receita de Construção	141.685	122.251	15,9%	250.561	-43,5%
Outras Receitas	19.001	16.978	11,9%	20.938	-9,3%
Deduções da Receita	(544.314)	(544.873)	-0,1%	(598.386)	-9,0%
ICMS	(311.051)	(312.188)	-0,4%	(351.120)	-11,4%
COFINS	(107.519)	(108.454)	-0,9%	(128.139)	-16,1%
PIS	(23.343)	(23.546)	-0,9%	(27.820)	-16,1%
P&D	(8.669)	(8.388)	3,4%	(10.526)	-17,6%
Encargo Setorial CDE	(91.929)	(90.745)	1,3%	(78.988)	16,4%
Outros impostos e contribuições a receita	(1.803)	(1.552)	16,2%	(1.793)	0,6%
Receita Operacional Líquida	1.025.260	975.295	5,1%	1.321.769	-22,4%
Custo do Serviço / Despesa Operacional	(903.131)	(824.094)	9,6%	(1.168.345)	-22,7%
Custos e despesas não gerenciáveis	(560.177)	(518.192)	8,1%	(739.702)	-24,3%
Energia elétrica comprada para revenda	(489.310)	(484.384)	1,0%	(691.218)	-29,2%
Encargos do uso do sistema de transmissão	(70.867)	(33.808)	>100,0%	(48.484)	46,2%
Custos e despesas gerenciáveis	(342.954)	(305.902)	12,1%	(428.643)	-20,0%
Pessoal	(46.612)	(38.089)	22,4%	(48.030)	-3,0%
Material e Serviços de Terceiros	(84.808)	(79.826)	6,2%	(95.859)	-11,5%
Depreciação e Amortização	(48.448)	(41.545)	16,6%	(45.905)	5,5%
Custos de Desativação de Bens	(4.665)	(5.099)	-8,5%	(5.850)	-20,3%
Prov. para Créditos de Liquidação Duvidosa	(11.735)	(17.051)	-31,2%	30.630	<-100,0%
Custo de Construção	(141.685)	(122.251)	15,9%	(250.561)	-43,5%
Provisão para riscos fiscais, cíveis e trabalhistas	(917)	(3.723)	-75,4%	515	<-100,0%
Receita de multas por impontualidade de clientes	11.852	12.181	-2,7%	12.106	-2,1%
Outras Despesas Operacionais	(15.936)	(10.499)	51,8%	(25.689)	-38,0%
EBITDA (3)	170.577	192.746	-11,5%	199.329	-14,4%
Margem EBITDA	16,64%	19,76%	-3,12 p.p	15,08%	1,56 p.p
Margem EBITDA ex- Receita de Construção	19,31%	22,60%	-3,29 p.p	18,61%	0,70 p.p
Resultado do Serviço (EBIT)	122.129	151.201	-19,2%	153.424	-20,4%
Resultado Financeiro	(12.657)	(25.099)	-49,6%	(16.616)	-23,8%
Receita Financeira	29.421	25.390	15,9%	32.043	-8,2%
Renda de aplicação financeira	1.102	3.718	-70,4%	2.622	-58,0%
Juros e atualização monetária sobre impontualidade de clientes	8.222	8.257	-0,4%	7.816	5,2%
Receita de ativo indenizável	14.390	10.323	39,4%	18.554	-22,4%
Variação monetária de ativos e passivos setoriais	2.522	-	-	-	-
Variações monetárias de dívida	431	699	-38,3%	514	-16,1%
Outras receitas financeiras	2.754	2.393	15,1%	2.537	8,6%
Despesas financeiras	(42.078)	(50.489)	-16,7%	(48.659)	-13,5%
Variações monetárias de Dívida	(4.564)	(3.370)	35,4%	(2.789)	63,6%
Encargos de Dívidas	(22.148)	(26.646)	-16,9%	(23.964)	-7,6%
Encargos fundo de pensão	(2.087)	(2.643)	-21,0%	(2.642)	-21,0%
Variação monetária de ativos e passivos setoriais	-	(6.111)	-100,0%	(2.343)	-100,0%
Atualização de provisão para riscos tributários, cíveis e trabalhistas	(4.827)	(6.754)	-28,5%	(4.960)	-2,7%
Atualização de Impostos, P&D/PEE	(1.863)	(1.026)	81,6%	(522)	>100,0%
Outras Multas	(848)	(224)	>100,0%	(4.686)	-81,9%
Outras despesas financeiras	(5.741)	(3.715)	54,5%	(6.753)	-15,0%
Lucro Antes dos Tributos e Participações	109.472	126.102	-13,2%	136.808	-20,0%
Tributos e Outros	(24.085)	(24.958)	-3,5%	(29.583)	-18,6%
IR e CSLL	(38.357)	(44.990)	-14,7%	(49.527)	-22,6%
Incentivo Fiscal SUDENE	15.814	21.716	-27,2%	21.629	-26,9%
Amortização do Ágio e Reversão da Provisão	(1.542)	(1.684)	-8,4%	(1.685)	-8,5%
Lucro Líquido do Período	85.387	101.144	-15,6%	107.225	-20,4%
Margem Líquida	8,33%	10,37%	-2,04 p.p	8,11%	0,22 p.p
Margem Líquida ex- Receita de Construção	9,66%	11,86%	-2,20 p.p	10,01%	-0,35 p.p
Lucro por Ação (R\$/ação)	1,0967	1,2991	-15,6%	1,3772	-20,4%

(1) Variação entre 1T18 e 4T17;

(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	1T18	2017
CIRCULANTE		
Caixa e equivalente de caixa	89.812	154.276
Títulos e valores mobiliários	87.710	82.206
Consumidores e outras contas a receber	838.588	885.030
Ativos financeiros setoriais	124.905	124.961
Subvenção CDE - desconto tarifário	360.772	365.188
Cauções e depósitos	-	-
Tributos a compensar	86.073	74.342
Serviço em curso	36.805	41.618
Instrumentos financeiros derivativos - swap	270	-
Outros créditos	100.322	95.925
Total do ativo circulante	1.725.257	1.823.546
NÃO CIRCULANTE		
Consumidores e outras contas a receber	9.399	7.585
Depósitos vinculados a litígios	43.657	41.676
Cauções e depósitos	25.777	25.485
Tributos a compensar	55.765	51.104
Serviços em curso	39.156	38.534
Tributos diferidos	48.964	67.064
Benefício fiscal	40.957	42.499
Instrumentos financeiros derivativos - swap	2.356	1.465
Outros créditos	194	194
Ativo indenizável (concessão)	1.438.853	1.383.764
Imobilizado	42.675	43.247
Intangível	2.221.744	2.173.905
Total do ativo não circulante	3.969.497	3.876.522
TOTAL DOS ATIVOS	5.694.754	5.700.068
PASSIVO		
CIRCULANTE		
Fornecedores	530.720	755.862
Empréstimos e financiamentos	508.277	314.375
Debêntures	158.204	147.121
Salários, provisões e encargos sociais	54.559	45.774
Obrigações fiscais	113.572	133.828
Dividendos a pagar	85.514	85.514
Taxas regulamentares	338.588	387.223
Benefícios pós-emprego	1.595	2.593
Outras obrigações	36.936	60.330
Total do passivo circulante	1.827.965	1.932.620
NÃO CIRCULANTE		
Fornecedores	7.916	-
Empréstimos e financiamentos	270.123	335.270
Debêntures	498.000	495.788
Passivos financeiros setoriais	61.355	6.874
Obrigações fiscais	9.383	10.052
Taxas regulamentares	91.034	85.540
Benefícios pós-emprego	99.337	99.047
Provisões para riscos tributários, cíveis e trabalhistas	154.673	151.655
Outras obrigações	1.320	308
Total do passivo não circulante	1.193.141	1.184.534
PATRIMÔNIO LÍQUIDO		
Capital social	615.946	615.946
Reserva de capital	358.671	358.671
Reserva de lucros	1.607.279	1.607.279
Outros resultados abrangentes/Lucros Acumulados	2.035	1.018
Proposta de distribuição de dividendos adicionais	-	-
Lucros Acumulados	89.717	-
Total do patrimônio líquido	2.673.648	2.582.914
TOTAL DO PATRIMÔNIO LÍQUIDO E PASSIVOS	5.694.754	5.700.068

* Valores não auditados pelos auditores independentes

Notas Explicativas



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 financeiras 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. Essas informações financeiras 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 do Grupo.

A autorização para emissão destas informações financeiras intermediária ocorreu em reunião da Diretoria realizada em 26 de abril de 2018.

3. Reajuste tarifário anual

O Reajuste Tarifário reestabelece o poder de compra da concessionária por meio da correção pela inflação dos custos com a distribuição sob gestão da Distribuidora (Parcela B), deduzidos do Fator X.

De acordo com seu contrato de concessão, a Companhia teve o reajuste tarifário em 22 de abril de 2017. O reajuste tarifário médio foi de 0,15%, conforme homologado na Resolução Homologatória nº 2.223, de 18 de abril de 2017, com vigência até 21 de abril de 2018. Para os consumidores de baixa tensão, houve uma redução em torno de 0,39%. Já para os clientes de média e alta tensão, o reajuste foi cerca de 1,44%, 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).

Notas Explicativas



Companhia Energética do Ceará – Coelce

4. Alterações e atualizações na legislação regulatória

a) Bandeiras tarifárias

Em 2018, vigoraram as bandeiras tarifárias verde nos meses de janeiro a março 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.

b) Processo de ajuste na tarifa - ERR Angra III

A Resolução nº 2.214 / 2017 da Aneel determinou que todas as distribuidoras do setor elétrico devem devolver em abril os maiores valores de custo de Angra III incluído nas taxas. No período de 1 a 30 de abril a tarifa de energia da Companhia foi reduzida para devolver em um mês os valores relativos aos custos de Angra III. O objetivo é o de reverter os efeitos da inclusão da parcela do Encargo de Energia de Reserva (EER) correspondente para a contratação de Angra III. Recordando que o processo natural de reajuste tarifário de distribuição, estes valores seriam devolvidos aos consumidores em 12 meses.

O procedimento foi dividido em duas fases: a primeira, durante o mês de abril, a tarifa será reduzida para inverter os valores de Angra III compreendidos a partir do processo tarifário anterior e, ao mesmo tempo, deverá considerar o custo futuro do EER dessa usina. Na segunda etapa, a partir de 01 de maio e continua até que o próximo processo tarifário de cada distribuidora, a tarifa deverá incluir (i) o custo futuro do EER de Angra III e (ii) para as distribuidoras que tenham sido submetidos ao reajuste em 2017, como é o caso da Companhia, valores de devolução em 12 meses já estavam incluídas na tarifa.

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.

A Administração da Companhia realizou a revisão dos seus contratos e não identificou impactos oriundos da adoção da norma.

- 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 reapresentar 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

Notas Explicativas**Companhia Energética do Ceará – Coelce**

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:

	31/12/2017	31/12/2018
	Categoria	Categoria
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

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 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 anos. A Companhia realizou o cálculo das taxas de perda separadamente para cada segmento de clientes (massivo, grandes clientes e setor público). Além disso, quando aplicável, foram consideradas as mudanças no risco de crédito seguindo avaliações de crédito externas publicadas.

	Em 31.12.2017	Avaliação analítica em 01.01.2018	Avaliação coletiva em 01.01.2018	Valor da adoção	Ajuste de transição (lucros acumulados)
PCLD não energia	220.464	13.342	195.011	208.353	12.111
PCLD energia	56.193	10.723	51.020	61.743	(5.550)
	276.657	24.065	246.031	270.096	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 demonstrações financeiras da Companhia.

Notas Explicativas**Companhia Energética do Ceará – Coelce****6. Caixa e equivalentes de caixa**

Descrição	31/03/2018	31/12/2017
Caixa e contas correntes bancárias	28.015	78.505
Aplicações financeiras		
CDB (Aplicações diretas)	43	42
Operações compromissadas	61.024	75.600
	<u>61.067</u>	<u>75.642</u>
Fundos de investimentos não exclusivos	609	-
	<u>609</u>	<u>-</u>
Fundos exclusivos		
CDB (Fundos exclusivos)	-	-
Operações compromissadas (Fundos exclusivos)	121	129
	<u>121</u>	<u>129</u>
Aplicações financeiras	<u>61.797</u>	<u>75.771</u>
Total	<u>89.812</u>	<u>154.276</u>

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, as mesmas já estão reconhecidas pelo seu valor justo, em contrapartida ao resultado.

7. Títulos e valores mobiliários

	31/03/2018	31/12/2017
Fundos de investimentos não exclusivos	87.635	82.142
Fundos de investimentos exclusivos		
Títulos públicos	72	61
LF - Letra Financeira	3	3
Total	<u>87.710</u>	<u>82.206</u>

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

Notas Explicativas



Companhia Energética do Ceará – Coelce

8. Consumidores e outras contas a receber

	Vincendos	Vencidos até 90 dias	Vencidos há mais de 90 dias	Total	Provisão estimada para Devedores Duvidosos	31/03/2018	31/12/2017
<u>Circulante</u>							
Classe de consumidores:							
Residencial	116.076	129.413	168.275	413.764	(220.087)	193.677	307.664
Industrial	14.992	11.255	23.452	49.699	-	49.699	32.965
Comercial	44.544	27.742	39.773	112.059	-	112.059	95.606
Rural	30.665	26.090	43.335	100.090	-	100.090	75.120
Poder público	30.320	13.078	10.396	53.794	-	53.794	52.751
Iluminação pública	14.144	6.593	2.706	23.443	-	23.443	21.814
Serviço público	11.943	3.522	5.330	20.795	-	20.795	19.710
Fornecimento faturado	262.684	217.693	293.267	773.644	(220.087)	553.557	605.630
Receita não faturada	185.126	-	-	185.126	-	185.126	184.429
Consumidores baixa renda	34.170	-	-	34.170	-	34.170	34.613
Parcelamento de débitos	-	23.747	19.155	42.902	-	42.902	42.537
Outros contas a receber - RDS	3.745	8.716	50.160	62.621	(39.788)	22.833	17.821
Contas a receber	223.041	32.463	69.315	324.819	(39.788)	285.031	279.400
Total do circulante	485.725	250.156	362.582	1.098.463	(259.875)	838.588	885.030
<u>Não circulante</u>							
Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE	-	-	15.289	15.289	(15.289)	-	-
Parcelamento de débitos	-	-	9.399	9.399	-	9.399	7.585
Total não circulante	-	-	24.688	24.688	(15.289)	9.399	7.585

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

	31/12/2017	Adições	Baixas	Adoção Inicial	31/03/2018
Provisão para crédito de liquidação duvidosa	(281.481)	(11.735)	11.491	6.561	(275.164)
	(281.481)	(11.735)	11.491	6.561	(275.164)

A provisão para crédito de liquidação duvidosa (PCLD) 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 do 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.

Notas Explicativas**Companhia Energética do Ceará – Coelce****9. Subvenção CDE - desconto tarifário**

	<u>31/03/2018</u>	<u>31/12/2017</u>
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	19.545	28.791
Parcela de ajuste	17.000	12.170
Atualização monetária	6.660	6.660
	<u>360.772</u>	<u>365.188</u>

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 Eletrobras 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\$ 337.913 (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.

Notas Explicativas**Companhia Energética do Ceará – Coelce****10. Ativos 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.

	31/03/2018		31/12/2017	
	Ativo circulante	Passivo não circulante	Ativo circulante	Passivo não circulante
Compra de energia	(115.501)	7.464	91.352	(43.342)
Encargo de serviço do sistema - ESS	159.031	(10.242)	26.619	(14.019)
Conta de desenvolvimento Energético - CDE	(47.540)	2.951	(32.302)	13.524
Uso da rede básica	43.344	(2.775)	14.343	(5.883)
Outros	890	(66)	(440)	-
Conta de compensação de variação de custos da Parcela A	40.224	(2.668)	99.572	(49.720)
Repasso de sobrecontratação de energia	57.445	(3.684)	2.093	1.321
Recomposição de ICMS	3.711	(238)	26.381	(4.815)
Bandeira não faturada	-	-	(11.250)	-
Neutralidade	17.595	(1.129)	7.948	(3.068)
Outros	5.930	69.074	217	63.156
Demais ativos e passivos financeiros setoriais	84.681	64.023	25.389	56.594
Total dos ativos e passivos financeiros setoriais	124.905	61.355	124.961	6.874

11. Tributos a compensar

	31/03/2018		31/12/2017	
	Circulante	Não circulante	Circulante	Não circulante
Imposto de renda e contribuição social	21.449	-	16.918	-
ICMS (a)	53.565	44.709	47.273	40.048
ICMS parcelamento	-	11.056	-	11.056
PIS e COFINS	10.068	-	9.200	-
INSS Patronal	834	-	821	-
Outros tributos	157	-	130	-
Total	86.073	55.765	74.342	51.104

- a) Do total de crédito de ICMS, R\$ 78.923 em 31 de dezembro de 2017 (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

Notas Explicativas**Companhia Energética do Ceará – Coelce**

valor de R\$ 19.351 (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.

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	31/03/2018	31/12/2017
Ágio da incorporação	775.960	775.960
Amortização acumulada	(654.762)	(650.226)
Provisão sobre o ágio	(429.365)	(429.365)
Reversão da provisão sobre o ágio	349.124	346.130
Saldo	40.957	42.499
Reserva de capital	31/03/2018	31/12/2017
Ágio da incorporação	775.960	775.960
(-) Desdobramento e resgate de ações	(125.407)	(125.407)
Provisão sobre o ágio	(429.365)	(429.365)
Saldo	221.188	221.188

A seguir o cronograma de realização do benefício fiscal:

	31/03/2018	Percentual
Em 2017	4.626	4%
Em 2018	5.646	14%
Em 2019	5.165	13%
2020 em diante	25.520	69%
	40.957	100%

Notas Explicativas



Companhia Energética do Ceará – Coelce

13. Cauções e depósitos

Instituição	Tipo de Aplicação	31/03/2018	31/12/2017
		Não Circulante	Não Circulante
Bradesco	CDB	5	7
BNB	CDB	17.882	17.605
Banco do Brasil	Título do Tesouro EUA	7.890	7.873
Total		25.777	25.485

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

	31/03/2018	31/12/2017
Saldo Inicial	1.383.764	1.103.190
Transferências do ativo intangível	40.699	239.243
Marcação a mercado - ativo indenizável	14.390	41.331
Saldo Final	1.438.853	1.383.764

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.

Notas Explicativas



Companhia Energética do Ceará – Coelce

15. Imobilizado

	Saldo em 31/12/2017	Depreciação	Adição	Transferência	Reclassificação	Saldo em 31/03/2018
Imobilizado em serviço						
Máquinas e equipamentos	55.705	-	-	-	137	55.842
Móveis e utensílios	45.865	-	-	1.123	-	46.988
Subtotal	101.570	-	-	1.123	137	102.830
Depreciação acumulada						
Máquinas e equipamentos	(39.825)	(1.095)	-	-	-	(40.920)
Móveis e utensílios	(27.088)	(591)	-	-	-	(27.679)
Subtotal	(66.913)	(1.686)	-	-	-	(68.599)
Imobilizado em curso						
Máquinas e equipamentos	4.784	-	(146)	-	-	4.638
Móveis e utensílios	3.806	-	1.123	(1.123)	-	3.806
Subtotal	8.590	-	977	(1.123)	-	8.444
Total do imobilizado	43.247	(1.686)	977	-	137	42.675

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

	31/03/2018			31/12/2017
	Custo	Amortização acumulada	Obrigações Especiais	Valor Líquido
Em Serviço				
Direito de uso da concessão	4.336.071	(2.293.507)	(346.025)	1.696.539
Software	197.721	(125.174)	-	72.547
Em Curso				
Direito de uso da concessão	604.794	-	(217.732)	387.062
Software	65.596	-	-	65.596
Total	5.204.182	(2.418.681)	(563.757)	2.221.744

Notas Explicativas



Companhia Energética do Ceará – Coelce

	Em Serviço			Em Curso			Total
	Custo	Amortização acumulada	Obrigações especiais	Valor líquido	Custo	Obrigações especiais	
Saldo em 31 de dezembro de 2016	4.112.574	(2.165.644)	(379.005)	1.567.925	535.265	(193.999)	1.909.191
Adições	-	-	-	-	731.066	(37.183)	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	-
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	-	5.744
Reclassificação do ativo imobilizado	-	-	-	-	(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)	2.173.905
Adições	-	-	-	-	149.730	(8.045)	141.685
Baixas	(2.914)	983	-	(1.931)	-	-	(1.931)
Amortização	-	(59.554)	8.475	(51.079)	-	-	(51.079)
Transferências	123.827	-	-	123.827	(123.827)	-	-
Transferências para ativo indenizável	(40.699)	-	-	(40.699)	-	-	(40.699)
Reclassificação do ativo imobilizado	-	-	-	-	(137)	-	(137)
Saldo em 31 de março de 2018	4.533.792	(2.418.681)	(346.025)	1.769.086	670.390	(217.732)	2.221.744

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 taxas de amortização que refletem a vida útil, de acordo com a Resolução ANEEL nº 674 de 11 de agosto de 2015, em que as principais 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%

Notas Explicativas**Companhia Energética do Ceará – Coelce****17. Fornecedores**

	<u>31/03/2018</u>	<u>31/12/2017</u>
Compra de Energia	217.401	353.577
Encargo de Uso da Rede	28.315	31.918
Partes relacionadas (vide nota 22)	129.667	126.653
Materiais e serviços	163.253	243.714
Total	538.636	755.862
Circulante	530.720	755.862
Não circulante	7.916	-

18. Obrigações fiscais

	<u>31/03/2018</u>			<u>31/12/2017</u>		
	<u>Circulante</u>	<u>Não Circulante</u>	<u>Total</u>	<u>Circulante</u>	<u>Não Circulante</u>	<u>Total</u>
Imposto de renda - IRPJ e contribuição social - CSLL	193	-	193	1.370	-	1.370
Imposto sobre circulação de mercadorias e serviços - ICMS	78.288	-	78.288	96.462	-	96.462
REFIS IV - Federal (Previdenciário)	1.680	9.383	11.063	1.723	10.052	11.775
Contribuição para financiamento da seguridade social - COFINS	17.105	-	17.105	18.751	-	18.751
Programa de integração social - PIS	3.703	-	3.703	4.061	-	4.061
Imposto sobre serviços - ISS	2.958	-	2.958	3.218	-	3.218
PIS/COFINS/IRRF/CSRF (Retidos na Fonte)	5.977	-	5.977	6.727	-	6.727
Outros tributos e contribuições	3.668	-	3.668	1.516	-	1.516
Total	113.572	9.383	122.955	133.828	10.052	143.880

Notas Explicativas



Companhia Energética do Ceará – Coelce

19. Empréstimos e financiamentos

	31/03/2018	31/12/2017	Início	Vencimento	Tipo de Amortização	Garantias	Encargos Financeiros
Moeda estrangeira:							
União Federal - Bônus de Desconto	3.838	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	5.590	5.481	15/08/1997	11/04/2024	Ao Final	Receíveis e conta reserva	USD + 6,2% a.a.
Total moeda estrangeira	9.428	9.275					
Moeda nacional:							
Financiamentos							
Eletrobras	27.075	29.130	03/03/2000	30/09/2023	Mensal	Receíveis e nota promissória	6,95% a.a.
Banco do Nordeste - FNE	21.327	26.635	29/12/2004	15/03/2019	Mensal	Receíveis, fiança bancária e conta reserva	10% a.a.
BNDES FINAME (Capex 2012-2013)	21.664	22.697	28/08/2013	15/06/2023	Mensal	Receíveis	3,00% a.a.
BNDES FINEM (Capex 2012-2013) A	30.153	33.493	28/08/2013	15/06/2020	Mensal	Receíveis	TJLP + 2,8% a.a.
BNDES FINEM (Capex 2012-2013) B	30.165	33.504	28/08/2013	15/06/2020	Mensal	Receíveis	TJLP + 3,8% a.a.
BNDES FINEM (Capex 2012-2013) F	683	743	28/08/2013	15/12/2020	Mensal	Receíveis e conta reserva	TJLP
BNDES (Capex 2014-2015) A	66.131	68.576	28/12/2015	15/12/2021	Mensal	Receíveis	TJLP + 3,1% a.a.
BNDES (Capex 2014-2015) B	77.038	78.905	28/12/2015	15/12/2021	Mensal	Receíveis	SELIC + 3,18% a.a.
BNDES (Capex 2014-2015) FINAME	12.463	16.827	28/12/2015	15/12/2023	Mensal	Receíveis	9,50% a.a.
Empréstimos							
Itaú CCB	50.097	102.225	20/03/2014	20/03/2019	Anual	-	112% CDI
Banco do Brasil (BB Agropecuário)	231.463	227.635	12/11/2014	07/11/2019	Semestral	-	107% CDI
Nota Promissória - 9ª emissão	150.395	-	15/03/2018	15/03/2019	Bullet	-	104,9% CDI
Safrá CCB	50.318	-	30/01/2018	30/05/2018	Bullet	-	100% CDI
Total moeda nacional	768.972	640.370					
Total de empréstimos e financiamentos	778.400	649.645					
Circulante	508.277	314.375					
Não circulante	270.123	335.270					
	778.400	649.645					

Mutações de 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	251.346	-	-	-
Encargos provisionados	11.925	-	108	-
Encargos pagos	(9.424)	-	-	-
Variação monetária e cambial	1.145	-	-	45
Transferências	65.191	(65.191)	1	(1)
Amortizações	(126.390)	-	-	-
Saldo em 31 de março de 2018	508.078	260.894	199	9.229

Abaixo segue as condições contratuais:

Contratos	Objeto	Valor Total	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%	-

*Valor em reais convertido pela taxa do dia da liberação 1,0808

Nas operações de financiamento com recursos do Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social - BNDES e nos empréstimos com Itaú CCB, Eletrobrás e Banco do Brasil Agropecuário, a

Notas Explicativas



Companhia Energética do Ceará – Coelce

Companhia comprometeu-se a cumprir as seguintes obrigações, durante a vigência dos contratos, as quais foram atendidas de forma apropriada em 31 de março de 2018:

Contratos	Obrigações Especiais Financeiras	Limite
BNDES / Itaú CCB	Endividamento financeiro líquido / LAJIDA (máximo)	3,50
BNDES / Itaú CCB	Endividamento financeiro líquido / Endividamento financeiro líquido + Patrimônio líquido (máximo)	0,60
Eletrobrás	Endividamento financeiro líquido / LAJIDA (máximo)	3,00
BB Agropecuário	Endividamento financeiro líquido / LAJIDA (máximo)	3,00

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

31/03/2018			
2019	2020	Após 2020	Total não Circulante
133.770	64.028	72.325	270.123

20. Debêntures

	31/03/2018	31/12/2017	Emissão	Vencimento		Remuneração	Tipo de amortização	Quantidade de títulos
				Inicial	Final			
2ª Série 3ª emissão	150.057	146.086	17/10/2011	15/10/2016	17/10/2018	IPCA + 6,85% a.a.	Anual	29.600
1ª Série 5ª emissão	356.674	350.934	15/12/2017	22/12/2017	15/12/2022	CDI+0,80% a.a	Anual	350.000
2ª Série 5ª emissão	153.896	150.511	15/12/2017	22/12/2017	15/12/2024	IPCA + 6,001% a.a.	Anual	150.000
(-) Custo de transação	(4.423)	(4.622)						
Total sem efeito de swap	656.204	642.909						
Resultado das operações de swap	(1.969)	-						
Total de debêntures	654.235	642.909						
Circulante	156.235	147.121						
Não circulante	498.000	495.788						
	654.235	642.909						

Em 31 de março de 2018 as debêntures são simples e não conversíveis em ações.

Abaixo segue disposta a mutação das debêntures:

	Circulante	Não circulante	Total
Em 31 de dezembro de 2017	147.121	495.788	642.909
Atualização monetária	-	2.981	2.981
Transferências	1.568	(1.568)	-
Encargos provisionados	10.115	-	10.115
Transferência custo de transação	(799)	799	-
Apropriação custo de transação	199	-	199
Em 31 de março de 2018	158.204	498.000	656.204

De acordo com a escritura de emissão das debêntures, a Companhia está sujeita à manutenção de

Notas Explicativas



Companhia Energética do Ceará – Coelce

determinados índices financeiros, calculados trimestralmente, com base em suas Demonstrações contábeis. Em 31 de março 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

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

	2019	2020	Após 2020	Total
1ª Série 5ª emissão	-	-	350.000	350.000
2ª Série 5ª emissão	-	-	151.624	151.624
(-) Custo de transação	(473)	(630)	(2.521)	(3.624)
Total a amortizar	(473)	(630)	499.103	498.000

21. Taxas Regulamentares

	31/03/2018	31/12/2017
Conta de desenvolvimento energético - CDE (Vide nota 9)	337.913	338.159
Encargos emergenciais	2.467	2.467
P&D e Eficiência Energética	87.748	92.325
Repasse - CCRBT	-	38.302
Outros	1.494	1.510
Total	429.622	472.763
Circulante	338.588	387.223
Não Circulante	91.034	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 Eficientização 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 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

Notas Explicativas



Companhia Energética do Ceará – Coelce

juros da SELIC.

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

22. Partes relacionadas

Empresas	Ref	Natureza da operação	31/03/2018					31/12/2017			31/03/2017	
			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	-	109.613	-	(244.590)	-	-	111.387	-	(253.396)	-
Central Geradora Termelétrica Fortaleza S.A. - CGTF	(a)	Serviços	6	-	-	20	-	-	-	-	-	-
Enel Green Power Cachoeira Dourada S.A.	(b)	Compra de energia	-	-	-	-	-	-	-	-	(255)	-
Enel Green Power Cachoeira Dourada S.A.	(b)	Serviços	-	102	-	34	-	-	136	-	-	-
Enel Cien S.A.	(c)	Encargo de Uso	-	462	-	(1.037)	-	-	435	-	(443)	-
Fundação Coelce de Seguridade Social - FAELCE	(d)	Plano de pensão	-	1.595	99.337	(2.071)	232	-	2.593	99.047	(2.262)	246
Enel Soluções S.A.	(e)	Agente de Arrecadação	409	4.073	-	(3.541)	-	100	2.467	-	(2.210)	-
Enel Green Power	(f)	Compra de energia	-	86	-	(257)	-	-	86	-	(271)	-
Enel Itália	(g)	Serviços	-	12.181	-	(1.562)	-	-	9.527	-	-	-
Enel Distribuzione SPA	(g)	Serviços	-	2.615	-	-	-	-	2.615	-	-	-
Enel Brasil S.A.	(h)	Dividendos	-	63.323	-	-	-	-	63.323	-	-	-
Enel Brasil S.A.	(i)	Serviços	-	-	-	-	-	1.242	-	-	-	-
Enel Green Power Projetos I S.A.	(j)	Compra de energia	-	535	-	(2.505)	-	-	-	-	-	-
			415	194.585	99.337	(255.509)	232	1.342	192.569	99.047	(258.837)	246
(-) Plano de pensão			-	1.595	99.337	(2.071)	-	-	2.593	99.047	(2.262)	-
Parte relacionadas			415	192.990	-	(253.438)	232	1.342	189.976	-	(1.023.998)	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 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;
- Enel Cien S.A: despesas com a Rede Básica no período, esses contratos são homologados pela ANEEL mediante despacho;
- 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”;
- 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;
- Enel Green Power: decorre de operações de compra de energia baseada em contratos de fornecimento homogêneos pela ANEEL, com Enel Green Power Modelo I, Enel Green Power Modelo II, Enel Green Power Joana, Enel Green Power Pau de Ferro, Enel Green Power Emiliana, Enel Green Power Gerônimo, Enel Green Power Tacaicó, Enel Green Power Paranapanema Enel Green Power Mourão;
- Enel Italia, Enel Distribuzione Spa e Enel Iberoamérica 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 março de 2018 com um passivo em aberto de R\$ 14.796;
- Enel Brasil S.A: decorre dos dividendos a pagar referentes ao último exercício social. A

Notas Explicativas**Companhia Energética do Ceará – Coelce**

diferença para o saldo a pagar de dividendos no passivo circulante de R\$ 22.191 em março de 2018 (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;

Remuneração da administração

A remuneração total do conselho de administração e dos administradores da Companhia no semestre findo em 31 de março de 2018 segue no quadro abaixo. A Companhia mantém ainda benefícios usuais de mercado para rescisões de contratos de trabalho, não possuindo remuneração baseada em ações.

	<u>31/03/2018</u>	<u>31/03/2017</u>
Benefícios de curto prazo a empregados e administradores	871	555
Benefícios pós-emprego	68	32
Outros benefícios de longo prazo	97	365
Salários e encargos	1.273	1.292
Total	<u>2.309</u>	<u>2.244</u>

23. Obrigações com benefícios pós-emprego

Os planos de assistência médica e FGTS para março de 2018 apresentaram um passivo total de R\$ 100.932 (R\$ 101.640 em 31 de dezembro de 2017).

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

	<u>31/03/2018</u>	<u>31/03/2017</u>
Custo do serviço corrente	466	770
Custos dos juros	2.049	2.581
Total de despesas	<u>2.515</u>	<u>3.351</u>

Notas Explicativas**Companhia Energética do Ceará – Coelce****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>31/03/2018</u>
Trabalhistas	37.662	5.141	(7.802)	819	(1.541)	34.279
Cíveis	92.629	10.497	(7.013)	3.994	(1.185)	98.922
Fiscais	1.991	94	-	14	-	2.099
Regulatório	19.373	-	-	-	-	19.373
Total	<u>151.655</u>	<u>15.732</u>	<u>(14.815)</u>	<u>4.827</u>	<u>(2.726)</u>	<u>154.673</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 ações de natureza tributária, cível e trabalhista, que não estão provisionadas, pois envolvem risco de perda classificado pela Administração e por seus advogados e consultores legais como possível. As contingências passivas estão assim representadas:

Notas Explicativas**Companhia Energética do Ceará – Coelce**

	31/03/2018	31/12/2017
Trabalhistas	63.382	62.126
Cíveis	903.780	872.532
Fiscais	575.897	515.739
Juizados especiais	3.781	3.798
	<u>1.546.840</u>	<u>1.454.195</u>

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\$ 484.625 em 31 de março 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\$ 43.305 e R\$ 4.176 em 31 de dezembro de 2017 (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\$ 33.317 em 31 de março 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 às ações judiciais, os quais estão apresentados a seguir:

	31/03/2018	31/12/2017
Trabalhistas	12.763	16.650
Cíveis	26.922	21.091
Fiscais	3.972	3.935
Total	<u>43.657</u>	<u>41.676</u>

Notas Explicativas



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%	5.958.576	21,09%	-	0,00%	5.958.576	20,00%	5.963.286	7,66%
Fundo de Pensão	919.403	1,91%	3.153.454	11,16%	-	0,00%	3.153.454	10,59%	4.072.857	5,23%
Outros	79.579	0,17%	4.584.908	16,23%	3.097	0,20%	4.588.005	15,40%	4.667.584	6,01%
Total de Ações	<u>48.067.937</u>	<u>100,00%</u>	<u>28.252.700</u>	<u>100,00%</u>	<u>1.534.662</u>	<u>99,97%</u>	<u>29.787.362</u>	<u>100,00%</u>	<u>77.855.299</u>	<u>100,00%</u>

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.

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.

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.

Notas Explicativas**Companhia Energética do Ceará – Coelce****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 empresa 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 31 de março de 2018 (R\$ 15.814) e em (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) Dividendos

De acordo com o estabelecido no estatuto social da Companhia e em conformidade com a Lei das Sociedades por Ações, o dividendo mínimo não será inferior a 25% do lucro líquido ajustado.

h) 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,

Notas Explicativas**Companhia Energética do Ceará – Coelce**

bem como os ganhos e perdas atuariais oriundos de alterações nas premissas ou nos compromissos dos planos de benefício definido.

26. Lucro por ação

	<u>31/03/2018</u>
Numerador (em R\$ mil)	
Lucro líquido do período atribuído aos acionistas da Companhia	
Lucro disponível aos acionistas ordinários	52.718
Lucro disponível aos acionistas preferenciais - Classe A	30.986
Lucro disponível aos acionistas preferenciais - Classe B	1.683
	<u>85.387</u>
Denominador (em unidades de ações)	
Número de ações ordinárias	48.067.937
Número de ações preferenciais - Classe A	28.252.700
Número de ações preferenciais - Classe B	1.534.662
	<u>77.855.299</u>
Percentual por ação	
Ações ordinárias	61,7401%
Ações preferenciais - classe	
A	36,2887%
Ações preferenciais - classe	
B	1,9712%
Resultado básico e diluído por ação (em R\$)	
Ação ordinária	1,0967
Ação preferencial - Classe A	1,1625
Ação preferencial - Classe B	1,2064

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.

Notas Explicativas



Companhia Energética do Ceará – Coelce

27. Receita líquida

	<u>31/03/2018</u>	<u>31/03/2017</u>
Fornecimento faturado	1.118.095	1.148.245
Fornecimento não faturado	185.126	186.122
Consumidores	1.303.221	1.334.367
Ativos e passivos financeiros setoriais	(56.138)	(103.753)
Subvenção baixa renda	51.201	49.206
Subvenção CDE - desconto tarifário	63.465	57.749
Receita de uso da rede elétrica-consumidores livres-revenda	47.139	43.370
Receita de construção	141.685	122.251
Outras receitas	19.001	16.978
Receita operacional bruta	1.569.574	1.520.168
(-) Deduções da receita		
ICMS	(311.051)	(312.188)
COFINS	(107.519)	(108.454)
PIS	(23.343)	(23.546)
P&D	(8.669)	(8.388)
Encargo setorial CDE	(91.929)	(90.745)
Taxa de fiscalização	(1.451)	(1.431)
Outros impostos e contribuições sobre a receita	(352)	(121)
Total de deduções de receita	(544.314)	(544.873)
Total	<u>1.025.260</u>	<u>975.295</u>



Companhia Energética do Ceará - Coelce

28. Receitas (custos/despesas) operacionais

Descrição	31/03/2018					31/03/2017				
	Custo do serviço	Despesa de vendas	Despesas gerais e Administrativas	Outras	Total	Custo do serviço	Despesa de vendas	Despesas gerais e Administrativas	Outras	Total
Pessoal	(34.743)	-	(11.869)	-	(46.612)	(27.582)	-	(10.507)	-	(38.089)
Material	(3.573)	-	(31)	-	(3.604)	(3.516)	-	(85)	-	(3.601)
Serviços de terceiros	(69.521)	(394)	(11.289)	-	(81.204)	(66.921)	(370)	(8.934)	-	(76.225)
Energia elétrica comprada para revenda	(489.310)	-	-	-	(489.310)	(484.384)	-	-	-	(484.384)
Encargos do uso do sistema de transmissão	(70.867)	-	-	-	(70.867)	(33.808)	-	-	-	(33.808)
Depreciação e amortização	(44.750)	-	(3.698)	-	(48.448)	(38.379)	-	(3.166)	-	(41.545)
Custo na desativação de bens	(4.665)	-	-	-	(4.665)	(5.099)	-	-	-	(5.099)
Provisões para créditos de liquidação duvidosa	-	(11.735)	-	-	(11.735)	-	(17.051)	-	-	(17.051)
Custo de construção	(141.685)	-	-	-	(141.685)	(122.251)	-	-	-	(122.251)
Provisão para riscos fiscais, cíveis e trabalhistas	-	-	(917)	-	(917)	-	-	(3.723)	-	(3.723)
Indenizações DIC / FIC	(1.165)	-	-	-	(1.165)	(3.006)	-	-	-	(3.006)
Outras despesas operacionais	(5.427)	-	(9.011)	(1.053)	(15.491)	(4.264)	-	(3.022)	(561)	(7.847)
Receita de multas por imp pontualidade de clientes	-	-	-	11.852	11.852	-	-	-	12.181	12.181
Outras receitas operacionais	-	-	-	720	720	-	-	-	354	354
Total	(865.706)	(12.129)	(36.815)	11.519	(903.131)	(789.210)	(17.421)	(29.437)	11.974	(824.094)

A energia elétrica comprada para revenda foi impactada pelo aumento de 4,32% no custo médio de compra em relação ao mesmo período do ano anterior. Na linha de encargos de uso do sistema de transmissão tivemos um aumento no 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.

Notas Explicativas



Companhia Energética do Ceará - Coelce

29. Resultado financeiro

	<u>31/03/2018</u>	<u>31/03/2017</u>
Receitas financeiras		
Renda de aplicação financeira	1.102	3.718
Juros e atualização monetária sobre impontualidade de clientes	8.222	8.257
Receita de ativo indenizável	14.390	10.323
Variação monetária de ativos financeiros setoriais	2.522	-
Variações monetárias de dívidas	431	699
Juros fundo de pensão	38	62
Outras receitas financeiras	2.716	2.331
Total das receitas financeiras	<u>29.421</u>	<u>25.390</u>
Despesas financeiras		
Variações monetárias de dívidas	(4.564)	(3.370)
Encargos de dívidas	(22.148)	(26.646)
Encargos fundo de pensão	(2.087)	(2.643)
Variação monetária de passivos financeiros setoriais	-	(6.111)
Atualização de provisão para riscos tributários, cíveis e trabalhistas	(4.827)	(6.754)
Atualizações de impostos	(1.506)	(734)
Atualização P&D/PEE	(357)	(292)
IOF/IOC	(673)	(742)
Outras multas	(848)	(224)
Outras despesas financeiras	(5.068)	(2.973)
Total das despesas financeiras	<u>(42.078)</u>	<u>(50.489)</u>
Resultado financeiro	<u>(12.657)</u>	<u>(25.099)</u>

Notas Explicativas



Companhia Energética do Ceará – Coelce

30. Imposto de renda e contribuição social

	31/03/2018		31/03/2017	
	Imposto de renda	Contribuição social	Imposto de renda	Contribuição social
Lucro antes do imposto de renda e contribuição social	109.472	109.472	126.102	126.102
Alíquota nominal dos tributos	15%	9%	15%	9%
Alíquota adicional sobre o valor excedente a R\$ 20/mês	10%	-	10%	-
	(27.362)	(9.852)	(31.520)	(11.349)
Efeito das (adições) exclusões no cálculo do tributo				
Incentivos fiscais	15.814	-	22.114	-
Permanentes - despesas e multas	(1.974)	(711)	(3.611)	(1.301)
IFRIC 12 e perdas indedutíveis	-	-	709	-
Imposto de renda e contribuição social no resultado	(13.522)	(10.563)	(12.308)	(12.650)
Imposto de renda e contribuição social correntes	(18.042)	(6.512)	(29.525)	(10.791)
Imposto de renda e contribuição social diferidos	(11.294)	(4.051)	(4.499)	(1.859)
Incentivo fiscal	15.814	-	21.716	-
Total	(13.522)	(10.563)	(12.308)	(12.650)

Conforme o artigo 228 do Regulamento do Imposto de Renda, transcrito abaixo, 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\$20.000,00 / mês.

A seguir a composição dos tributos diferidos:

Notas Explicativas



Companhia Energética do Ceará – Coelce

	Balancos Patrimoniais		Demonstrações do resultado e resultado abrangente	
	31/03/2018	31/12/2017	31/03/2018	31/03/2017
IR e CS sobre diferenças temporárias	85.938	96.390	(10.452)	(2.864)
Provisão para créditos de liquidação duvidosa	25.994	27.644	(1.650)	434
Provisão para ações judiciais e regulatórias	51.942	51.563	379	(3.689)
Provisão para obsolescência de estoque	-	38	(38)	-
IFRS 9	(599)	-	(599)	-
Outras	8.601	17.145	(8.544)	391
IR e CS diferidos sobre ajustes dos CPCs - Resultado	(88.077)	(83.184)	(4.893)	(3.494)
Ativo indenizável (concessão)	(89.882)	(84.989)	(4.893)	(3.510)
Correção monetária especial (CME) e complementar (CMC)	-	-	-	16
Diferido perdas de bens	1.805	1.805	-	-
Subtotal - impacto no resultado do período	(2.139)	13.206	(15.345)	(6.358)
IR e CS diferidos sobre ajustes dos CPCs - Resultado abrangente	51.103	53.858	(2.755)	-
Plano de pensão	54.383	54.383	-	-
Swap passivo	(1.049)	(525)	(524)	-
IFRS 9	(2.231)	-	(2.231)	-
Total	48.964	67.064	(18.100)	(6.358)

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:

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

Notas Explicativas



Companhia Energética do Ceará – Coelce

políticas levam em consideração, dentre outras variáveis, a classificação de risco de crédito (*rating*) e valor do patrimônio líquido da contraparte.

	31/03/2018	31/12/2017
Caixa e equivalentes de caixa	89.812	154.276
Títulos e valores mobiliários	87.710	82.206
Instrumentos financeiros derivativos-swap	2.626	1.465
Consumidores e outras contas a receber	847.987	892.615
Ativos financeiros setoriais	124.905	124.961
Ativo indenizável/(concessão)	1.438.853	1.383.764
	2.591.893	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 31 de março de 2018, a Companhia possuía a seguinte exposição de ativos com as seguintes classificação de risco realizada pela Agência Standard & Poor's (escala nacional):

Caixa e equivalentes de caixa e Títulos e valores mobiliários	31/12/2017	31/12/2016
AA-	106.007	133.398
AAA	101	78
AA+	52.351	100.934
Banco Central do Brasil	256	479
Numerário em trânsito	18.648	1.433
Não avaliado	159	160
Total geral	177.522	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.

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.

Notas Explicativas



Companhia Energética do Ceará – Coelce

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 a 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 31 de março 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. Para minimizar esse risco, a Companhia prioriza a contratação de empréstimos com taxas pré-fixadas (BNB e Eletrobrás) e atrelados a outros índices menos voláteis às oscilações do mercado financeiro, como a TJLP (taxa utilizada em contratos com recursos do BNDES).

Em relação aos empréstimos indexados a taxas variáveis, que caracterizam o mercado brasileiro, no qual taxas prefixadas são ainda menos frequentes, a Companhia acompanha as taxas de juros e de inflação, de forma a observar oportunidades de contratar derivativos para se proteger contra o risco de volatilidade dessas taxas.

Em 31 de março de 2018, a Companhia possuía 55% da dívida total indexada a taxas variáveis ou flutuantes, sendo que 9% eram atrelados a indicadores menos voláteis às oscilações do mercado, como a TJLP contraídos com recursos do BNDES.

Notas Explicativas



Companhia Energética do Ceará – Coelce

Em 31 de março de 2018, a Companhia possuía a seguinte exposição:

Caixa e equivalentes de caixa e Títulos e valores mobiliários	31/03/2018	%	31/12/2017	%
SELIC	72	0,05%	61	0%
CDI	148.704	99,87%	157.787	100%
Pré-Fixado	122	0,08%	129	0%
Total	148.898	100%	157.977	100%

Instrumentos Financeiros Derivativos	31/03/2018	31/12/2017
AA-	2.356	1.465
Total geral	2.356	1.465

Ativo Financeiro Indenizável	31/03/2018	%	31/12/2017	%
IPCA	1.438.853	100%	1.383.764	100%
Total	1.438.853	100%	1.383.764	100%

Empréstimos, Financiamentos e Debêntures	31/03/2018	%	31/12/2017	%
Taxa fixa	645.107	45%	350.050	27%
TJLP	127.129	9%	136.316	11%
Selic	77.038	5%	78.905	6%
CDI	197.628	14%	349.578	27%
TR	77.284	5%	75.848	6%
IPCA	303.953	21%	296.598	23%
Libor	3.839	0%	3.794	0%
Total	1.431.978	100%	1.291.089	100%

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 instrumentos 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.

Notas Explicativas



Companhia Energética do Ceará – Coelce

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 31 de março de 2018 era de R\$ 170.000.

A estrutura de capital da Companhia é formada pelo endividamento líquido (empréstimos e debêntures detalhados nas Notas 20 e 21, deduzidos pelo caixa e equivalentes de caixa e títulos e valores mobiliários detalhados nas Notas 7 e 8, e pelo patrimônio líquido da Companhia (que inclui capital emitido, reservas e lucros acumulados conforme apresentado na Nota 26).

O índice de endividamento em 31 de março de 2018 é de 32% (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
31 de março de 2018						
Empréstimos e Financiamentos Pré-fixados	3.559	6.625	28.821	50.194	9.769	98.968
Empréstimos e Financiamentos Pós-fixados	6.159	71.231	268.530	230.015	4.066	580.002
Debêntures	(95)	15.388	171.462	479.760	162.540	829.056
	9.624	93.243	468.814	759.970	176.375	1.508.026
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
31 de dezembro de 2017	856	2.327	994	4.177
"Swaps" de juros 11/12/17	856	2.327	994	4.177
31 de dezembro de 2017	56	748	(100)	704
"Swaps" de juros 11/12/17	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

Notas Explicativas



Companhia Energética do Ceará – Coelce

ativos e passivos, taxas de mercado vigentes e respeitando as particularidades de cada instrumento na data do balanço:

		31/03/2018			31/12/2017	
	Categoria	Nível	Contábil	Valor justo	Contábil	Valor justo
Ativo						
Caixa e equivalente de caixa	Valor justo por meio de resultado	2	89.812	89.812	154.276	154.276
Titulos e valores mobiliarios	Valor justo por meio de resultado	2	87.710	87.710	82.206	82.206
Cauções e depósitos	Custo amortizado	2	25.777	25.777	25.485	25.485
Consumidores e outras contas a receber	Custo amortizado	2	847.987	847.987	892.615	892.615
Ativos financeiros setoriais	Custo amortizado	2	124.905	124.905	124.961	124.961
Instrumentos financeiros derivativos - swap	Valor justo por meio de resultado	2	2.626	2.626	-	-
Ativo indenizável (concessão)	Valor justo por meio de resultado	3	1.438.853	1.438.853	1.383.764	1.383.764
Passivo						
Empréstimos e financiamentos em moeda nacional	Outros passivos financeiros	2	768.972	641.467	640.370	641.467
Debêntures em moeda nacional	Outros passivos financeiros	2	656.204	604.501	642.909	604.501
Empréstimos, financiamentos em moeda estrangeira	Outros passivos financeiros	2	9.428	7.262	9.275	7.262
Passivos financeiros setoriais	Outros passivos financeiros	2	61.355	61.355	6.874	6.874
Fornecedores	Outros passivos financeiros	2	538.636	538.636	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 agências 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 31 de março de 2018 estão dispostos abaixo:

Notas Explicativas



Companhia Energética do Ceará – Coelce

Derivativo	Valor da curva	Valor justo (contábil)	Diferença	Valor de referência (Notional) BRL
Swap DI x Fixo 11.12.17 Santander	(424)	318	742	151.042
Swap DI x Fixo 11.12.17 Itaú	(10)	339	349	101.833
Swap DI x Fixo 16.02.18 Bradesco	(24)	1.969	1.993	353.737

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 BM&F na posição de 31 de março de 2018.

A Companhia possui instrumentos derivativos com objetivo exclusivo de proteção econômica e financeira. Em 31 de março 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	
				31/03/2018	31/12/2017
Contrato de swap					
SANTANDER (Brasil) S.A	11/12/2017	20/03/2019	CDI + 107%aa	317	875
ITAÚ S.A.	11/12/2017	07/11/2019	CDI + 112%aa	339	590
BRADESCO S.A.	16/02/2018	17/12/2018	100% CDI + 0,80%aa	1.970	-

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 31 de março 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).

Notas Explicativas



Companhia Energética do Ceará – Coelce

Ativos	Risco	Cenários projetados - Dez. 2019			
		Base 31/03/2018	Provável	Adverso	Remoto
Caixa, equivalentes de caixa e TVMs	Redução da SELIC	72	1	1	1
Caixa, equivalentes de caixa e TVMs	Redução do CDI	148.704	2.309	1.744	1.171
Caixa, equivalentes de caixa e TVMs	Pre-fixado	122	-	-	-
Ativo indenizável	Redução do IPCA	1.438.853	89.714	67.285	44.857
Instrumentos financeiros derivados	Alta do CDI	564.035	29.714	36.422	43.038
Instrumentos financeiros derivados	Pre-fixado	(561.409)	(33.158)	(33.158)	(33.158)
Empréstimos, financiamentos e debêntures	Pre-fixado	(83.696)	(6.012)	(4.411)	(8.336)
Empréstimos, financiamentos e debêntures	Alta da TJLP	(127.132)	(11.906)	(13.818)	(15.705)
Empréstimos, financiamentos e debêntures	Alta da Selic	(77.038)	(6.986)	(6.986)	(9.183)
Empréstimos, financiamentos e debêntures	Alta do CDI	(761.663)	(46.532)	(51.820)	(67.469)
Empréstimos, financiamentos e debêntures	Alta do IPCA	(303.953)	(24.154)	(25.908)	(29.087)
Empréstimos, financiamentos e debêntures	Alta da Libor	(3.838)	(262)	856	(1.897)
Empréstimos, financiamentos e debêntures	Alta da TR	(77.284)	(3.490)	(3.490)	(3.490)
			(10.762)	(33.283)	(79.259)

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	10.031	12.448	2.417	14.831	4.800
Swap Ponta Ativa	(10.079)	(12.508)	(2.429)	(14.902)	(4.823)
Swap Ponta Passiva	12.311	12.311	-	12.311	-
Itaú CCB	3.122	3.873	751	4.613	1.491
Swap Ponta Ativa	(3.143)	(3.900)	(757)	(4.645)	(1.502)
Swap Ponta Passiva	3.572	3.572	-	3.572	-
Debêntures 5ª Emissão - 1 Série (CEAR15)	24.585	24.585	-	35.019	10.434
Swap Ponta Ativa	(16.492)	(20.015)	(3.523)	(23.491)	(6.999)
Swap Ponta Passiva	17.275	17.275	-	17.275	-
Total	41.182	37.641	(3.541)	44.583	3.401

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.

Notas Explicativas**Companhia Energética do Ceará – Coelce****32. Compromissos**

Os compromissos relacionados a contratos de longo prazo com a compra de energia acontecerão nos valores de R\$ 2.191.104 em 2018, R\$ 3.165.321 em 2019, R\$ 3.163.489 em 2020, R\$ 3.289.520 em 2021 e R\$ 72.823.928 após 2021.

33. Participação nos resultados

O montante dessa participação no período de 31 de março de 2018 foi de R\$ 4.340 (R\$ 3.856 em 31 de março 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

35. Eventos subsequentes

A Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel) aprovou em 17 de abril de 2018 o reajuste tarifário anual da Companhia. As tarifas serão reajustadas, em média, em 4,96%. Para os consumidores de baixa tensão, em sua maioria clientes residenciais, haverá um reajuste, em média, de 3,8%. Já para os clientes de média e alta tensão, o reajuste será, em média, de 7,96%. O reajuste passa a valer a partir do dia 22 de abril de 2018.

Pareceres e Declarações / Relatório da Revisão Especial - Sem Ressalva

RELATÓRIO DOS AUDITORES INDEPENDENTES 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 31 de março de 2018, que compreendem o balanço patrimonial em 31 de março de 2018, e as respectivas demonstrações do resultado, do resultado abrangente, das mutações do patrimônio líquido e dos fluxos de caixa para o período de três 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), referentes ao período de três meses findo em 31 de março 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, 26 de abril de 2018.

BDO RCS Auditores Independentes
CRC 2 CE 001465/F-4

Jairo da Rocha Soares
Contador CRC 1SP 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 31/03/2018, 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, 27 de abril de 2018.

Roberto Zanchi	Diretor-Presidente
José Távora Batista	Diretor de Operações de Infra-Estrutura e Redes
Aurelio Ricardo Bustilho de Oliveira	Diretor Financeiro e de Relações com Investidores
Carlos Ewandro Naegele Moreira	Diretor de Recursos Humanos e Organização
José Nunes de Almeida Neto	Diretor de Relações Institucionais
Janaina Savino Vilella Carro	Diretora de Comunicação
José Alves Mello Franco	Diretor de Regulação
Margot Frota Cohn Pires	Diretora de Compras
Déborah Meirelles Rosa Brasil	Diretora Jurídica
Aurelio Ricardo Bustilho de Oliveira	Diretor Administrativo e de Planejamento e Controle
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 31/03/2018, 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, 26 de abril de 2018.

Roberto Zanchi	Diretor-Presidente
José Távora Batista	Diretor de Operações de Infra-Estrutura e Redes
Aurelio Ricardo Bustilho de Oliveira	Diretor Financeiro e de Relações com Investidores
Carlos Ewandro Naegele Moreira	Diretor de Recursos Humanos e Organização
José Nunes de Almeida Neto	Diretor de Relações Institucionais
Janaina Savino Vilella Carro	Diretora de Comunicação
José Alves Mello Franco	Diretor de Regulação
Margot Frota Cohn Pires	Diretora de Compras
Déborah Meirelles Rosa Brasil	Diretora Jurídica
Aurelio Ricardo Bustilho de Oliveira	Diretor Administrativo e de Planejamento e Controle
Fernando Andrade	Diretor de Planejamento e Engenharia
Márcia Sandra Roque Vieira Silva	Diretora de Mercado