

# Índice

---

## Dados da Empresa

Composição do Capital	1
Proventos em Dinheiro	2

## DFs Individuais

Balanço Patrimonial Ativo	3
Balanço Patrimonial Passivo	5
Demonstração do Resultado	7
Demonstração do Resultado Abrangente	8
Demonstração do Fluxo de Caixa	9

## Demonstração das Mutações do Patrimônio Líquido

DMPL - 01/01/2015 à 30/09/2015	11
DMPL - 01/01/2014 à 30/09/2014	12

Demonstração do Valor Adicionado	13
----------------------------------	----

Comentário do Desempenho	14
--------------------------	----

Notas Explicativas	31
--------------------	----

## Pareceres e Declarações

Relatório da Revisão Especial - Sem Ressalva	61
--	----

**Dados da Empresa / Composição do Capital**

<b>Número de Ações (Unidades)</b>	<b>Trimestre Atual 30/09/2015</b>
<b>Do Capital Integralizado</b>	
Ordinárias	48.067.937
Preferenciais	29.787.362
<b>Total</b>	<b>77.855.299</b>
<b>Em Tesouraria</b>	
Ordinárias	0
Preferenciais	0
<b>Total</b>	<b>0</b>

**Dados da Empresa / Proventos em Dinheiro**

<b>Evento</b>	<b>Aprovação</b>	<b>Provento</b>	<b>Início Pagamento</b>	<b>Espécie de Ação</b>	<b>Classe de Ação</b>	<b>Provento por Ação (Reais / Ação)</b>
Assembléia Geral Ordinária	24/07/2015	Dividendo	31/12/2015	Ordinária		0,53702
Assembléia Geral Ordinária	24/07/2015	Dividendo	31/12/2015	Preferencial	Preferencial Classe B	0,53702
Assembléia Geral Ordinária	24/07/2015	Dividendo	31/12/2015	Preferencial	Preferencial Classe A	0,53702

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

<b>Código da Conta</b>	<b>Descrição da Conta</b>	<b>Trimestre Atual 30/09/2015</b>	<b>Exercício Anterior 31/12/2014</b>
1	Ativo Total	4.534.420	4.028.141
1.01	Ativo Circulante	1.549.232	1.227.315
1.01.01	Caixa e Equivalentes de Caixa	58.938	180.434
1.01.02	Aplicações Financeiras	1.214	11.455
1.01.02.01	Aplicações Financeiras Avaliadas a Valor Justo	1.214	11.455
1.01.02.01.03	Títulos e Valores Mobiliários	1.214	11.455
1.01.03	Contas a Receber	1.406.867	942.756
1.01.03.01	Clientes	787.952	506.914
1.01.03.01.01	Consumidores, Concessionários e Permissionárias	820.232	567.489
1.01.03.01.02	Provisão para créditos de liquidação duvidosa	-109.644	-97.933
1.01.03.01.03	Partes relacionadas	78	40
1.01.03.01.04	Consumidores Baixa Renda	77.286	37.318
1.01.03.02	Outras Contas a Receber	618.915	435.842
1.01.03.02.02	Serviços em Curso	50.586	62.758
1.01.03.02.03	Cauções e Depósitos	32.833	30.456
1.01.03.02.04	Aporte CCRBT	14.418	0
1.01.03.02.05	Outros Créditos	95.796	79.211
1.01.03.02.06	Benefício fiscal - ágio incorporado	7.537	8.049
1.01.03.02.08	Subvenção CDE - desconto tarifário	201.904	103.303
1.01.03.02.09	Valores a Receber de Parcela A e Outros Itens Financeiros	213.456	151.480
1.01.03.02.10	Instrumentos financeiros derivativos - Swap	2.385	585
1.01.06	Tributos a Recuperar	82.213	92.670
1.01.06.01	Tributos Correntes a Recuperar	82.213	92.670
1.01.06.01.01	Tributos a Compensar	82.213	92.670
1.02	Ativo Não Circulante	2.985.188	2.800.826
1.02.01	Ativo Realizável a Longo Prazo	1.224.711	1.200.637
1.02.01.03	Contas a Receber	7.020	6.695
1.02.01.03.01	Clientes	8.761	22.520
1.02.01.03.02	Outras Contas a Receber	-1.741	-15.825
1.02.01.06	Tributos Diferidos	109.461	115.731
1.02.01.06.01	Imposto de Renda e Contribuição Social Diferidos	109.461	115.731
1.02.01.07	Despesas Antecipadas	1.424	1.424
1.02.01.09	Outros Ativos Não Circulantes	1.106.806	1.076.787
1.02.01.09.03	Depósitos vinculados a Litigio	39.062	34.005
1.02.01.09.04	Cauções e depósitos	25.009	24.062
1.02.01.09.05	Beneficio fiscal - ágio incorporado	51.082	56.606
1.02.01.09.06	Ativo indenizavel (concessao)	802.820	783.713
1.02.01.09.08	Tributos a compensar	25.386	18.488
1.02.01.09.10	Valores a receber de parcela A e outros itens financeiros	160.171	154.929
1.02.01.09.11	Instrumentos financeiros derivativos - Swap	3.276	4.984
1.02.03	Imobilizado	51.124	48.784
1.02.03.01	Imobilizado em Operação	41.321	37.450
1.02.03.03	Imobilizado em Andamento	9.803	11.334
1.02.04	Intangível	1.709.353	1.551.405
1.02.04.01	Intangíveis	1.709.353	1.551.405
1.02.04.01.01	Contrato de Concessão	1.644.356	1.489.891

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

<b>Código da Conta</b>	<b>Descrição da Conta</b>	<b>Trimestre Atual 30/09/2015</b>	<b>Exercício Anterior 31/12/2014</b>
1.02.04.01.02	Softwares	64.997	61.514

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

<b>Código da Conta</b>	<b>Descrição da Conta</b>	<b>Trimestre Atual 30/09/2015</b>	<b>Exercício Anterior 31/12/2014</b>
2	Passivo Total	4.534.420	4.028.141
2.01	Passivo Circulante	1.058.464	829.870
2.01.01	Obrigações Sociais e Trabalhistas	36.993	39.627
2.01.01.02	Obrigações Trabalhistas	36.993	39.627
2.01.02	Fornecedores	524.289	434.264
2.01.02.01	Fornecedores Nacionais	524.289	434.264
2.01.02.01.01	Fornecedores Nacionais	431.461	340.151
2.01.02.01.02	Partes Relacionadas	92.828	94.113
2.01.03	Obrigações Fiscais	125.566	73.581
2.01.03.01	Obrigações Fiscais Federais	37.072	17.933
2.01.03.02	Obrigações Fiscais Estaduais	87.474	54.112
2.01.03.03	Obrigações Fiscais Municipais	1.020	1.536
2.01.04	Empréstimos e Financiamentos	163.045	131.530
2.01.04.01	Empréstimos e Financiamentos	79.479	72.189
2.01.04.01.01	Em Moeda Nacional	79.264	72.124
2.01.04.01.02	Em Moeda Estrangeira	215	65
2.01.04.02	Debêntures	83.566	59.341
2.01.04.02.01	Debentures	83.566	59.341
2.01.05	Outras Obrigações	153.069	98.794
2.01.05.02	Outros	153.069	98.794
2.01.05.02.01	Dividendos e JCP a Pagar	42.348	42.354
2.01.05.02.05	Repasso CCRBT	15.654	0
2.01.05.02.08	Programas de Pesq, Desenv e Eficiência Energ	13.038	13.504
2.01.05.02.09	Obrigações com Benefícios Pós-Emprego	5.573	770
2.01.05.02.10	Outras Obrigações	76.456	42.166
2.01.06	Provisões	55.502	52.074
2.01.06.02	Outras Provisões	55.502	52.074
2.01.06.02.05	Provisões Luz para Todos	55.502	52.074
2.02	Passivo Não Circulante	1.445.328	1.482.427
2.02.01	Empréstimos e Financiamentos	1.114.792	1.134.099
2.02.01.01	Empréstimos e Financiamentos	678.800	725.949
2.02.01.01.01	Em Moeda Nacional	667.769	718.574
2.02.01.01.02	Em Moeda Estrangeira	11.031	7.375
2.02.01.02	Debêntures	435.992	408.150
2.02.01.02.01	Debentures	435.992	408.150
2.02.02	Outras Obrigações	144.543	165.137
2.02.02.02	Outros	144.543	165.137
2.02.02.02.03	Fornecedores	7.583	6.874
2.02.02.02.04	Tributos a Pagar	14.413	15.045
2.02.02.02.05	Obrigações com Benefícios Pós-Emprego	77.268	90.312
2.02.02.02.06	Programas de Pesq, Desenv e de Eficiência Energ	44.447	51.971
2.02.02.02.07	Outras Obrigações	832	935
2.02.04	Provisões	185.993	183.191
2.02.04.01	Provisões Fiscais Previdenciárias Trabalhistas e Cíveis	185.993	183.191
2.02.04.01.01	Provisões Fiscais	2.121	1.997
2.02.04.01.02	Provisões Previdenciárias e Trabalhistas	39.131	32.690

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

<b>Código da Conta</b>	<b>Descrição da Conta</b>	<b>Trimestre Atual 30/09/2015</b>	<b>Exercício Anterior 31/12/2014</b>
2.02.04.01.04	Provisões Cíveis	75.377	60.152
2.02.04.01.05	Provisões Regulatórias	69.364	88.352
2.03	Patrimônio Líquido	2.030.628	1.715.844
2.03.01	Capital Social Realizado	442.946	442.946
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	910.551	910.551
2.03.04.01	Reserva Legal	48.845	48.845
2.03.04.07	Reserva de Incentivos Fiscais	487.696	487.696
2.03.04.10	Reserva de reforço de capital de giro	374.010	374.010
2.03.05	Lucros/Prejuízos Acumulados	313.274	0
2.03.08	Outros Resultados Abrangentes	5.186	3.676
2.03.08.01	Fundo de Pensão	3.024	0
2.03.08.02	Instrumentos financeiros derivativos - swap	2.162	3.676

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

<b>Código da Conta</b>	<b>Descrição da Conta</b>	<b>Trimestre Atual 01/07/2015 à 30/09/2015</b>	<b>Acumulado do Atual Exercício 01/01/2015 à 30/09/2015</b>	<b>Igual Trimestre do Exercício Anterior 01/07/2014 à 30/09/2014</b>	<b>Acumulado do Exercício Anterior 01/01/2014 à 30/09/2014</b>
3.01	Receita de Venda de Bens e/ou Serviços	1.037.208	3.116.007	814.232	2.379.534
3.02	Custo dos Bens e/ou Serviços Vendidos	-868.096	-2.546.738	-670.842	-2.073.893
3.03	Resultado Bruto	169.112	569.269	143.390	305.641
3.04	Despesas/Receitas Operacionais	-57.950	-141.025	-39.884	-104.188
3.04.01	Despesas com Vendas	-10.906	-29.511	-6.873	-9.701
3.04.02	Despesas Gerais e Administrativas	-44.680	-107.167	-26.675	-79.753
3.04.05	Outras Despesas Operacionais	-2.364	-4.347	-6.336	-14.734
3.05	Resultado Antes do Resultado Financeiro e dos Tributos	111.162	428.244	103.506	201.453
3.06	Resultado Financeiro	4.131	-41.932	-131.913	-197.952
3.06.01	Receitas Financeiras	61.229	143.339	16.150	49.138
3.06.02	Despesas Financeiras	-57.098	-185.271	-148.063	-247.090
3.07	Resultado Antes dos Tributos sobre o Lucro	115.293	386.312	-28.407	3.501
3.08	Imposto de Renda e Contribuição Social sobre o Lucro	-22.942	-73.038	25.590	85.133
3.08.01	Corrente	-20.177	-67.547	-26.400	-86.827
3.08.02	Diferido	-2.765	-5.491	51.990	171.960
3.09	Resultado Líquido das Operações Continuadas	92.351	313.274	-2.817	88.634
3.11	Lucro/Prejuízo do Período	92.351	313.274	-2.817	88.634
3.99	Lucro por Ação - (Reais / Ação)				
3.99.01	Lucro Básico por Ação				
3.99.01.01	ON	1,18380	4,02380	-0,03617	1,13845
3.99.01.02	PNA	1,18380	4,02380	-0,03617	1,13845
3.99.01.03	PNB	1,18380	4,02380	-0,03617	1,13845
3.99.02	Lucro Diluído por Ação				
3.99.02.01	ON	1,18380	4,02380	-0,03617	1,13845
3.99.02.02	PNA	1,18380	4,02380	-0,03617	1,13845
3.99.02.03	PNB	1,18380	4,02380	-0,03617	1,13845



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

<b>Código da Conta</b>	<b>Descrição da Conta</b>	<b>Trimestre Atual 01/07/2015 à 30/09/2015</b>	<b>Acumulado do Atual Exercício 01/01/2015 à 30/09/2015</b>	<b>Igual Trimestre do Exercício Anterior 01/07/2014 à 30/09/2014</b>	<b>Acumulado do Exercício Anterior 01/01/2014 à 30/09/2014</b>
4.01	Lucro Líquido do Período	92.351	313.274	-2.817	88.634
4.02	Outros Resultados Abrangentes	2.051	1.510	635	-515
4.02.01	Ganho (perda) atuarial em fundo de pensão	3.024	3.024	0	0
4.02.02	Ganho (perda) em instrumentos financeiros	-973	-1.514	635	-515
4.03	Resultado Abrangente do Período	94.402	314.784	-2.182	88.119

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

<b>Código da Conta</b>	<b>Descrição da Conta</b>	<b>Acumulado do Atual Exercício 01/01/2015 à 30/09/2015</b>	<b>Acumulado do Exercício Anterior 01/01/2014 à 30/09/2014</b>
6.01	Caixa Líquido Atividades Operacionais	249.850	133.530
6.01.01	Caixa Gerado nas Operações	65.823	271.259
6.01.01.01	Lucro líquido do período	313.274	88.634
6.01.01.03	Provisão para créditos de liquidação duvidosa - outros créditos	25.522	3.186
6.01.01.04	Amortização e depreciação	114.874	118.442
6.01.01.05	Variações monetárias e juros líquidos	124.007	77.480
6.01.01.06	Baixas de intangível em serviço	10.431	1.097
6.01.01.07	Tributos e contribuições social diferidos	5.491	-171.960
6.01.01.08	Provisões para riscos tributários, cíveis e trabalhistas	41.180	41.390
6.01.01.09	Benefício fiscal ágio incorporado	6.036	6.595
6.01.01.10	Resultado atuarial	9.569	6.440
6.01.01.11	Provisão para perdas em estoques	0	-4.346
6.01.01.13	Receita (Despesa) do ativo indenizável	-36.562	81.086
6.01.01.15	Programa de P&D e de Eficiência Energética	24.675	23.215
6.01.01.16	Valores a receber de parcela A e outros itens financeiros	-572.674	0
6.01.02	Variações nos Ativos e Passivos	184.027	-137.729
6.01.02.01	Consumidores, concessionários e permissionários	-306.885	-82.331
6.01.02.03	Subvenção CDE - Desconto tarifário	-98.601	-61.004
6.01.02.04	Tributos a compensar	3.559	-25.833
6.01.02.07	Cauções e depósitos	-3.324	10.083
6.01.02.08	Depósitos vinculados a litígios	-5.057	11.224
6.01.02.09	Outros Ativos	-4.413	-6.353
6.01.02.10	Fornecedores	90.734	104.121
6.01.02.11	Folha de pagamento	-2.634	3.221
6.01.02.12	Obrigações Fiscais	51.353	6.807
6.01.02.13	Repasse CCRBT	1.236	0
6.01.02.14	Valores a receber de Parcela A e outros itens financeiros	505.456	0
6.01.02.15	Obrigações com benefício pós-emprego	-13.228	-9.559
6.01.02.16	Programa de P&D e de Eficiência Energética	-33.406	-27.556
6.01.02.17	Pagamento de Provisões para riscos tributários, cíveis e trabalhistas	-38.378	-19.092
6.01.02.18	Outros passivos	37.615	33.908
6.01.02.19	Repasse CDE	0	-75.365
6.02	Caixa Líquido Atividades de Investimento	-257.897	-189.657
6.02.01	Aplicações no intagível e imobilizado	-268.138	-199.544
6.02.03	Aplicações financeiras	10.241	9.887
6.03	Caixa Líquido Atividades de Financiamento	-113.449	-26.156
6.03.01	Pagamento de empréstimos e financiamentos	-51.747	-160.258
6.03.02	Pagamento de juros de empréstimos	-55.274	-33.155
6.03.03	Pagamento de juros de debêntures	-6.422	-5.552
6.03.04	Pagamento Contrato de dívida Faelce	0	-13.241
6.03.05	Pagamento parcelamento especial	0	-4.856
6.03.06	Captção de empréstimos e financiamentos	0	190.906
6.03.08	Pagamento de dividendos	-6	0
6.05	Aumento (Redução) de Caixa e Equivalentes	-121.496	-82.283

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

<b>Código da Conta</b>	<b>Descrição da Conta</b>	<b>Acumulado do Atual Exercício 01/01/2015 à 30/09/2015</b>	<b>Acumulado do Exercício Anterior 01/01/2014 à 30/09/2014</b>
6.05.01	Saldo Inicial de Caixa e Equivalentes	180.434	95.287
6.05.02	Saldo Final de Caixa e Equivalentes	58.938	13.004

**DFs Individuais / Demonstração das Mutações do Patrimônio Líquido / DMPL - 01/01/2015 à 30/09/2015****(Reais Mil)**

<b>Código da Conta</b>	<b>Descrição da Conta</b>	<b>Capital Social Integralizado</b>	<b>Reservas de Capital, Opções Outorgadas e Ações em Tesouraria</b>	<b>Reservas de Lucro</b>	<b>Lucros ou Prejuízos Acumulados</b>	<b>Outros Resultados Abrangentes</b>	<b>Patrimônio Líquido</b>
5.01	Saldos Iniciais	442.946	358.671	910.551	0	3.676	1.715.844
5.03	Saldos Iniciais Ajustados	442.946	358.671	910.551	0	3.676	1.715.844
5.05	Resultado Abrangente Total	0	0	0	316.298	-1.514	314.784
5.05.01	Lucro Líquido do Período	0	0	0	313.274	0	313.274
5.05.02	Outros Resultados Abrangentes	0	0	0	3.024	-1.514	1.510
5.05.02.06	Instrumento Financeiros Derivativos -Swap	0	0	0	0	-2.293	-2.293
5.05.02.07	Tributos diferidos s/ Instrumento Financeiro Derivativo - swap	0	0	0	0	779	779
5.05.02.08	Benefício Pós-emprego	0	0	0	0	4.582	4.582
5.05.02.09	Tributos Diferidos s/ Benefício pós-emprego	0	0	0	0	-1.558	-1.558
5.05.02.10	Transferência para Lucros acumulados	0	0	0	3.024	-3.024	0
5.07	Saldos Finais	442.946	358.671	910.551	316.298	2.162	2.030.628

**DFs Individuais / Demonstração das Mutações do Patrimônio Líquido / DMPL - 01/01/2014 à 30/09/2014****(Reais Mil)**

<b>Código da Conta</b>	<b>Descrição da Conta</b>	<b>Capital Social Integralizado</b>	<b>Reservas de Capital, Opções Outorgadas e Ações em Tesouraria</b>	<b>Reservas de Lucro</b>	<b>Lucros ou Prejuízos Acumulados</b>	<b>Outros Resultados Abrangentes</b>	<b>Patrimônio Líquido</b>
5.01	Saldos Iniciais	442.946	358.671	760.289	0	4.417	1.566.323
5.03	Saldos Iniciais Ajustados	442.946	358.671	760.289	0	4.417	1.566.323
5.04	Transações de Capital com os Sócios	0	0	-52.820	0	0	-52.820
5.04.06	Dividendos	0	0	-52.820	0	0	-52.820
5.05	Resultado Abrangente Total	0	0	0	88.634	-515	88.119
5.05.01	Lucro Líquido do Período	0	0	0	88.634	0	88.634
5.05.02	Outros Resultados Abrangentes	0	0	0	0	-515	-515
5.05.02.06	Instrumento Financeiro Derivativo -Swap	0	0	0	0	-781	-781
5.05.02.07	Tributos diferidos s/ Instrumento Financeiro Derivativo	0	0	0	0	266	266
5.07	Saldos Finais	442.946	358.671	707.469	88.634	3.902	1.601.622

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

<b>Código da Conta</b>	<b>Descrição da Conta</b>	<b>Acumulado do Atual Exercício 01/01/2015 à 30/09/2015</b>	<b>Acumulado do Exercício Anterior 01/01/2014 à 30/09/2014</b>
7.01	Receitas	4.683.188	3.126.070
7.01.01	Vendas de Mercadorias, Produtos e Serviços	4.444.494	2.918.428
7.01.02	Outras Receitas	2.365	19.835
7.01.02.02	Outras Receitas	2.365	19.835
7.01.03	Receitas refs. à Construção de Ativos Próprios	261.851	190.993
7.01.04	Provisão/Reversão de Créds. Liquidação Duvidosa	-25.522	-3.186
7.02	Insumos Adquiridos de Terceiros	-2.412.015	-1.952.064
7.02.02	Materiais, Energia, Servs. de Terceiros e Outros	-2.112.965	-1.737.004
7.02.04	Outros	-299.050	-215.060
7.02.04.01	Custo de construção	-261.851	-190.993
7.02.04.02	Outras despesas operacionais	-37.199	-24.067
7.03	Valor Adicionado Bruto	2.271.173	1.174.006
7.04	Retenções	-105.966	-119.684
7.04.01	Depreciação, Amortização e Exaustão	-105.966	-119.684
7.05	Valor Adicionado Líquido Produzido	2.165.207	1.054.322
7.06	Vlr Adicionado Recebido em Transferência	143.339	49.138
7.06.02	Receitas Financeiras	143.339	49.138
7.07	Valor Adicionado Total a Distribuir	2.308.546	1.103.460
7.08	Distribuição do Valor Adicionado	2.308.546	1.103.460
7.08.01	Pessoal	115.731	93.898
7.08.01.01	Remuneração Direta	73.896	65.497
7.08.01.02	Benefícios	18.110	5.469
7.08.01.03	F.G.T.S.	3.607	3.258
7.08.01.04	Outros	20.118	19.674
7.08.01.04.01	Outros Encargos Sociais	4.930	5.141
7.08.01.04.02	Previdência Complementar	6.246	3.268
7.08.01.04.03	Participação nos Resultados	8.942	11.265
7.08.02	Impostos, Taxas e Contribuições	1.681.496	661.887
7.08.02.01	Federais	785.954	61.153
7.08.02.02	Estaduais	894.661	600.491
7.08.02.03	Municipais	881	243
7.08.03	Remuneração de Capitais de Terceiros	198.045	259.041
7.08.03.01	Juros	124.667	76.496
7.08.03.02	Aluguéis	12.774	7.097
7.08.03.03	Outras	60.604	175.448
7.08.05	Outros	313.274	88.634
7.08.05.01	Reserva de Incentivo Fiscal - ADENE	61.283	85.113
7.08.05.02	Retenção de Lucros	251.991	3.521

## Comentário do Desempenho

**Fortaleza, 29 de outubro de 2015** – A Companhia Energética do Ceará - Coelce (Coelce) [BOV: COCE3 (ON); COCE5 (PNA); COCE6 (PNB)], distribuidora de energia elétrica que atende 184 municípios cearenses (8,9 milhões de habitantes), eleita em 2015 pela Associação Brasileira de Distribuidores de Energia Elétrica (ABRADEE) a melhor distribuidora de energia do Brasil (pela quinta vez), e a melhor distribuidora de energia do Nordeste (pela nona vez), divulga seus resultados do terceiro trimestre de 2015 (3T15) e dos nove primeiros meses de 2015 (9M15). As informações financeiras e operacionais a seguir, exceto quando indicado de outra forma, são apresentadas de acordo com a legislação brasileira aplicável e vigente.

### COELCE REGISTRA EBITDA DE R\$ 147 MILHÕES NO 3T15

Margem EBITDA alcança 15,96%, uma redução de 4,16 p.p em relação ao 3T14.

#### DESTAQUES

A Coelce encerrou o 3T15 com um total de **3.721.471 consumidores**, **3,8%** superior ao mesmo período do ano anterior.

O **volume de energia vendida e transportada** pela Coelce atingiu o montante de **2.808 GWh\*** no 3T15, uma redução de **1,2%** em relação ao volume registrado no 3T14.

Os indicadores de qualidade do fornecimento **DEC e FEC** encerraram o 3T15 em **11,51 horas\* e 6,13 vezes\***, superando os indicadores verificados nos 3T14 (9,42 horas\* e 4,71 vezes\*, respectivamente). Apesar do aumento a companhia segue mantendo os indicadores em nível inferior aos exigidos pela Aneel (12,51 horas para o DEC e 9,38 vezes para o FEC).

Os indicadores de produtividade **MWh/Colaborador Próprio e Consumidor/colaboradores** atingiram, no 3T15, os valores de **2.370\*** melhorando **1,7%** em relação ao 3T14 e **550\*** reduzindo **4,0%** em relação ao mesmo período do ano anterior.

A **Receita Operacional Bruta** registrada no 3T15 foi de **R\$ 1.621 milhões\***, um incremento de **50,6%** em relação ao 3T14.

O **EBITDA**, no 3T15, alcançou o montante de **R\$ 147 milhões\***, inferior ao montante de **R\$ 153 milhões\*** verificado no 3T14. A Margem EBITDA da Companhia encerrou o 3T15 em **15,96%\***, percentual inferior em **4,16 p.p.** comparado ao 3T14.

No 3T15, o **Lucro Líquido** totalizou **R\$ 92 milhões**, refletindo uma Margem Líquida de **10,06%**.

Em setembro de 2015, a agência classificadora de risco de crédito corporativo Standard & Poor's reposicionou o rating da Coelce para **brAA+** na Escala Nacional Brasil, com perspectiva negativa, em função do rebaixamento do risco soberano do Brasil.

#### DESTAQUES DO PERÍODO

	3T15	3T14	Var. %	2T15	Var. % (1)	9M15	9M14	Var. % (2)
Volume de Energia - Venda e Transporte (GWh)*	2.808	2.843	-1,2%	2.802	0,2%	8.451	8.285	2,0%
Receita Bruta (R\$ mil)	1.620.685	1.076.201	50,6%	1.653.292	-2,0%	4.706.345	3.109.421	51,4%
Receita Líquida (R\$ mil)	1.037.208	814.232	27,4%	997.149	4,0%	3.116.006	2.379.534	31,0%
EBITDA (3) (R\$ mil)*	146.534	153.162	-4,3%	171.151	-14,4%	534.209	319.895	67,0%
Margem EBITDA (%)*	14,13%	18,81%	-4,68 p.p	17,16%	-3,03 p.p	17,14%	13,44%	3,70 p.p
Margem EBITDA ex-Receita de Construção*	15,96%	20,12%	-4,16 p.p	19,16%	-3,20 p.p	18,72%	14,62%	4,10 p.p
EBIT (4) (R\$ mil)*	111.162	103.506	7,4%	138.888	-20,0%	428.243	201.453	>100,0%
Margem EBIT (%)*	10,72%	12,71%	-1,99 p.p	13,93%	-3,21 p.p	13,74%	8,47%	5,27 p.p
Lucro Líquido (R\$ mil)	92.351	(2.817)	>100,0%	89.375	3,3%	313.273	88.634	>100,0%
Margem Líquida	8,90%	-0,35%	9,25 p.p	8,96%	-0,06 p.p	10,05%	3,72%	6,33 p.p
Margem Líquida ex-Receita de Construção	10,06%	-0,37%	10,43 p.p	10,00%	0,06 p.p	10,98%	4,05%	6,93 p.p
CAPEX (R\$ mil)*	133.620	61.503	>100,0%	114.265	16,9%	295.681	194.355	52,1%
DEC (12 meses)*	11,51	9,42	22,2%	11,39	1,1%	11,51	9,42	22,2%
FEC (12 meses)*	6,13	4,71	30,1%	6,03	1,7%	6,13	4,71	30,1%
Índice de Arrecadação (12 meses)*	98,10%	98,68%	-0,58 p.p	98,15%	-0,05 p.p	98,10%	98,68%	-0,58 p.p
Perdas de Energia (12 meses)*	13,19%	12,69%	0,50 p.p	13,03%	0,16 p.p	13,19%	12,69%	0,50 p.p
Nº de Consumidores Totais*	3.721.471	3.585.994	3,8%	3.684.812	1,0%	3.721.471	3.585.994	3,8%
Nº de Colaboradores (Próprios)*	1.185	1.220	-2,9%	1.174	0,9%	1.185	1.220	-2,9%
MWh/Colaborador Próprio*	2.370	2.330	1,7%	2.387	-0,7%	7.172	6.839	4,9%
PM SO (5)/Consumidor*	40,07	26,56	50,9%	30,75	30,3%	106,27	88,47	20,5%
Consumidor/Colaboradores*	550	573	-4,0%	593	-7,3%	550	573	-4,0%

(1) Variação entre 3T15 e 2T15; (2) Variação entre 9M 15 e 9M 14

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

\* Valores não auditados pelos auditores independentes

## Comentário do Desempenho

### 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 3,7 milhões de unidades consumidoras, e envolve uma população de cerca de 8,9 milhões de habitantes.

#### DADOS GERAIS\*

	3T15	3T14	Var. %
Área de Concessão (km <sup>2</sup> )	148.921	148.921	-
Municípios (Qte.)	184	184	-
Habitantes (Qte.) (1)	8.889.807	8.827.499	0,7%
Consumidores (Unid.)	3.721.471	3.585.994	3,8%
Linhas de Distribuição (Km)	134.119	132.776	1,0%
Linhas de Transmissão (Km)	5.101	5.069	0,6%
Subestações (Unid.)	111	109	1,8%
Volume de Energia 12 meses (GWh)	11.396	11.127	2,4%
Posição no Nordeste em Volume de Energia	3 <sup>a</sup>	3 <sup>a</sup>	-
Marketshare no Brasil - Nº de Clientes (2)	4,75%	4,74%	0,01 p.p
Marketshare no Brasil - Volume de Energia (2)	2,41%	2,36%	0,05 p.p

(1) O número de Habitantes do Ceará está estimado

(2) O número de consumidores Brasil está estimado

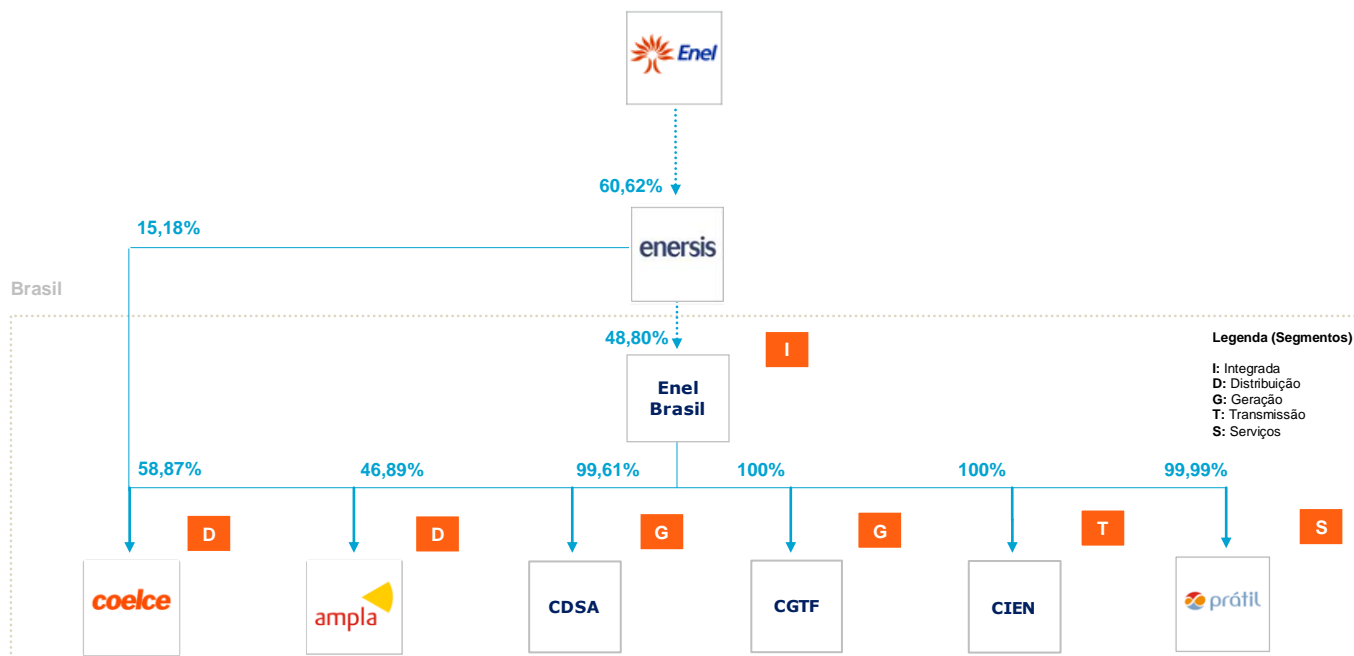


#### Estrutura de Controle e Organograma Societário Simplificado

Sociedade anônima de capital aberto, a Companhia é controlada pela Enel Brasil, que detém, diretamente, 58,9% do capital total e 91,7% do capital votante da Coelce, e também é controlada direta e indiretamente, pela Enersis (acionista majoritário da Enel Brasil), que detém, diretamente, 15,2% do capital total e 6,2% do capital votante da Coelce. O restante das ações pertence a pessoas físicas, investidores institucionais nacionais e estrangeiros, fundos de pensão, clubes e fundos de investimentos, bem como outras pessoas jurídicas, sendo negociado na BM&FBovespa.

#### ESTRUTURA DE CONTROLE (EM 30/09/2015)

	ON (1)	%	PNA	PNB	PN	%	TOTAL	%
<b>Controladores</b>	<b>47.064.245</b>	<b>97,9%</b>	<b>10.588.006</b>	<b>424</b>	<b>10.588.430</b>	<b>35,5%</b>	<b>57.652.675</b>	<b>74,1%</b>
Enel Brasil	44.061.433	91,7%	1.770.000	-	1.770.000	5,9%	45.831.433	58,9%
Enersis	3.002.812	6,2%	8.818.006	424	8.818.430	29,6%	11.821.242	15,2%
<b>Não Controladores</b>	<b>1.003.692</b>	<b>2,1%</b>	<b>17.664.694</b>	<b>1.534.238</b>	<b>19.198.932</b>	<b>64,5%</b>	<b>20.202.624</b>	<b>25,9%</b>
Eletrobras	-	-	3.967.756	1.531.141	5.498.897	18,5%	5.498.897	7,1%
Fundos de Pensão	919.403	1,9%	3.456.465	-	3.456.465	11,6%	4.375.868	5,6%
Fundos e Clubes de Investimentos	3.710	0,0%	6.171.330	-	6.171.330	20,7%	6.175.040	7,9%
Pessoas Físicas	46.037	0,1%	2.842.755	377	2.843.132	9,6%	2.889.169	3,7%
Outros	34.542	0,1%	1.226.388	2.720	1.229.108	4,1%	1.263.650	1,6%
<b>Totais</b>	<b>48.067.937</b>	<b>100,0%</b>	<b>28.252.700</b>	<b>1.534.662</b>	<b>29.787.362</b>	<b>100,0%</b>	<b>77.855.299</b>	<b>100,0%</b>





## Comentário do Desempenho

## DESEMPENHO OPERACIONAL

## Mercado de Energia

## Crescimento de Mercado

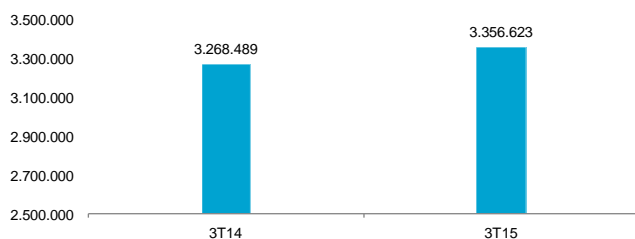
## NÚMERO DE CONSUMIDORES (UNIDADES)\*

	3T15	3T14	Var. %	2T15	Var. % (1)	9M15	9M14	Var. % (2)
<b>Mercado Cativo</b>	<b>3.356.550</b>	<b>3.268.417</b>	<b>2,7%</b>	<b>3.340.135</b>	<b>0,5%</b>	<b>3.356.550</b>	<b>3.268.417</b>	<b>2,7%</b>
Residencial - Convencional	1.835.067	1.344.598	36,5%	1.675.627	9,5%	1.835.067	1.344.598	36,5%
Residencial - Baixa Renda	761.919	1.223.322	-37,7%	927.725	-17,9%	761.919	1.223.322	-37,7%
Industrial	5.954	6.008	-0,9%	6.030	-1,3%	5.954	6.008	-0,9%
Comercial	176.580	175.754	0,5%	177.016	-0,2%	176.580	175.754	0,5%
Rural	530.696	473.748	12,0%	507.568	4,6%	530.696	473.748	12,0%
Setor Público	46.334	44.987	3,0%	46.169	0,4%	46.334	44.987	3,0%
<b>Clientes Livres</b>	<b>71</b>	<b>70</b>	<b>1,4%</b>	<b>71</b>	-	<b>71</b>	<b>70</b>	<b>1,4%</b>
Industrial	38	37	2,7%	38	-	38	37	2,7%
Comercial	33	33	-	33	-	33	33	-
Revenda	2	2	-	2	-	2	2	-
<b>Subtotal - Consumidores Efetivos</b>	<b>3.356.623</b>	<b>3.268.489</b>	<b>2,7%</b>	<b>3.340.208</b>	<b>0,5%</b>	<b>3.356.623</b>	<b>3.268.489</b>	<b>2,7%</b>
Consumo Próprio	402	380	5,8%	396	1,5%	402	380	5,8%
Consumidores Ativos sem Fornecimento	364.446	317.125	14,9%	344.208	5,9%	364.446	317.125	14,9%
<b>Total - Número de Consumidores</b>	<b>3.721.471</b>	<b>3.585.994</b>	<b>3,8%</b>	<b>3.684.812</b>	<b>1,0%</b>	<b>3.721.471</b>	<b>3.585.994</b>	<b>3,8%</b>

(1) Variação entre 3T15 e 2T15; (2) Variação entre 9M15 e 9M14

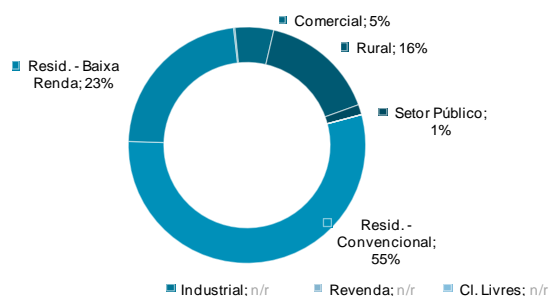
## Número de Consumidores Efetivos (Unidades)\*

Evolução 3T14 - 3T15



## Número de Consumidores Efetivos (Unidades)\*

Posição Final em set/15



A Coelce encerrou o 3T15 com um incremento de 3,8% em relação ao número de consumidores registrado ao final do 3T14, refletindo o crescimento vegetativo do seu mercado cativo. O acréscimo observado entre os períodos analisados está concentrado na classe residencial (convencional e baixa renda) e rural, com mais 86.014 novos consumidores\*.

Nos últimos 12 meses, os investimentos para conexão de novos clientes à rede da Companhia totalizaram o montante de R\$ 160 milhões\*.

Em termos de consumidores efetivos, a Companhia encerrou o 3T15 com um crescimento de 2,7% em relação ao 3T14.

## Venda de Energia na Área de Concessão

## VENDA E TRANSPORTE DE ENERGIA (GWH)\*

	3T15	3T14	Var. %	2T15	Var. % (1)	9M15	9M14	Var. % (2)
Mercado Cativo	2.486	2.505	-0,8%	2.492	-0,2%	7.505	7.323	2,5%
Clientes Livres	322	338	-4,7%	310	3,9%	946	962	-1,7%
<b>Total - Venda e Transporte de Energia</b>	<b>2.808</b>	<b>2.843</b>	<b>-1,2%</b>	<b>2.802</b>	<b>0,2%</b>	<b>8.451</b>	<b>8.285</b>	<b>2,0%</b>

(1) Variação entre 3T15 e 2T15; (2) Variação entre 9M15 e 9M14

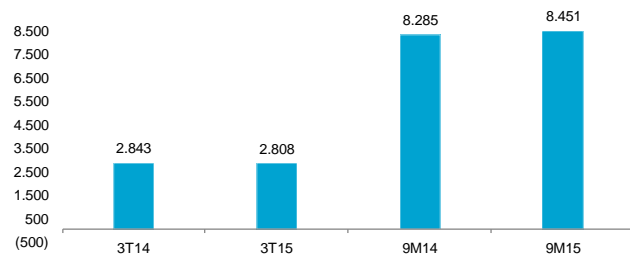
O volume total de venda e transporte de energia na área de concessão da Coelce no 3T15 teve uma redução de 1,2% (-35 GWh) em relação ao 3T14. Este decréscimo é o efeito combinado de (i) uma retração observada no mercado cativo da Companhia de 0,8% (-19 GWh), e (ii) um decréscimo do volume de energia transportada para os clientes livres no 3T15, que foi 4,7% (-16 GWh) superior ao registrado no 3T14. Essa energia (transportada) gera uma receita para a Coelce através da TUSD – Tarifa do Uso do Sistema de Distribuição.

\* Valores não auditados pelos auditores independentes

## Comentário do Desempenho

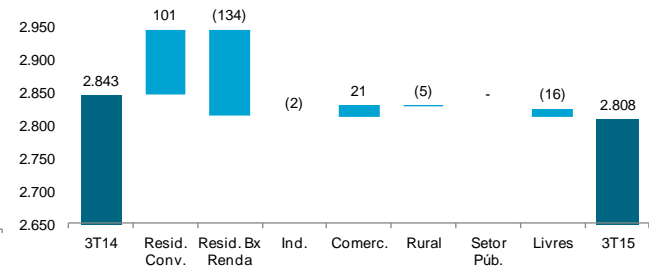
### Venda e Transporte de Energia (GWh)\*

Evolução 3T14 - 3T15 e 9M14 - 9M15



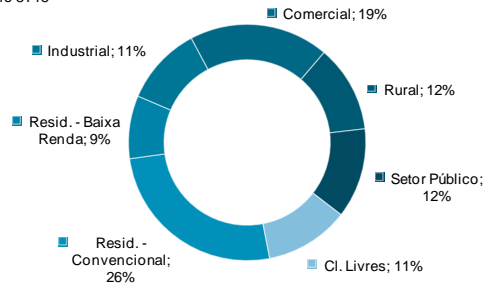
### Evolução Anual do Consumo de Energia por Classe (GWh)\*

Evolução 3T14 - 3T15



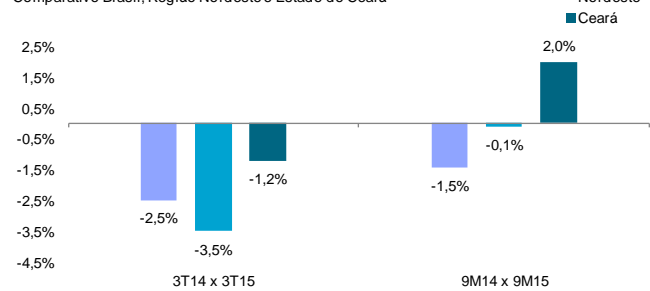
### Venda e Transporte de Energia (GWh)\*

Volume Total no 3T15



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

Comparativo Brasil, Região Nordeste e Estado do Ceará



\*\* Fonte EPE: Valores Brasil e Nordeste apurados até ago/15

## Mercado Cativo

### VENDA DE ENERGIA NO MERCADO CATIVO (GWH)\*

	3T15	3T14	Var. %	2T15	Var. % (1)	9M15	9M14	Var. % (2)
Residencial - Convencional	726	625	16,2%	710	2,3%	2.138	1.860	14,9%
Residencial - Baixa Renda	242	376	-35,6%	293	-17,4%	863	1.119	-22,9%
Industrial	303	305	-0,7%	300	1,0%	890	872	2,1%
Comercial	534	513	4,1%	541	-1,3%	1.605	1.519	5,7%
Rural	335	340	-1,5%	299	12,0%	977	942	3,7%
Setor Público	346	346	-	349	-0,9%	1.032	1.011	2,1%
<b>Total - Venda de Energia no Mercado Cativo</b>	<b>2.486</b>	<b>2.505</b>	<b>-0,8%</b>	<b>2.492</b>	<b>-0,2%</b>	<b>7.505</b>	<b>7.323</b>	<b>2,5%</b>

(1) Variação entre 3T15 e 2T15; (2) Variação entre 9M15 e 9M14

A venda de energia no mercado cativo da Companhia teve uma retração de 0,8% no 3T15 quando comparado ao 3T14. Os principais fatores que ocasionaram essa retração no consumo foram (i) o decréscimo de 3,5% na venda de energia per capita no mercado cativo (conforme quadro abaixo), parcialmente compensado pelo (ii) crescimento vegetativo (+2,7%) do mercado cativo.

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

	3T15	3T14	Var. %	2T15	Var. % (1)	9M15	9M14	Var. % (2)
Residencial - Convencional	410	467	-12,2%	418	-1,9%	1.296	1.398	-7,3%
Residencial - Baixa Renda	291	307	-5,2%	303	-4,0%	911	914	-0,3%
Industrial	50.422	50.561	-0,3%	49.288	2,3%	146.644	143.883	1,9%
Comercial	3.023	2.924	3,4%	3.055	-1,0%	9.075	8.671	4,7%
Rural	647	724	-10,6%	595	8,7%	1.930	2.016	-4,3%
Setor Público	7.477	7.698	-2,9%	7.550	-1,0%	22.339	22.760	-1,8%
<b>Total - Venda per Capita no Mercado Cativo</b>	<b>742</b>	<b>769</b>	<b>-3,5%</b>	<b>746</b>	<b>-0,5%</b>	<b>2.252</b>	<b>2.264</b>	<b>-0,5%</b>

(1) Variação entre 3T15 e 2T15; (2) Variação entre 9M15 e 9M14

A venda de energia per capita no mercado cativo no 3T15 teve um decréscimo de 3,5% em relação à venda observada no 3T14. Quase todas as classes apresentaram retração de consumo per capita, em função, principalmente, da desaceleração da economia, inflação elevada, desemprego e salários reais em queda, associados aos incrementos significativos pelos quais as tarifas de energia sofreram desde janeiro de 2015. A única classe que apresentou incremento foi a classe comercial, em função, provavelmente, da atividade turística na área de concessão da Companhia, motivado ainda pela desvalorização do Real em frente a outras moedas.

\* Valores não auditados pelos auditores independentes

## Comentário do Desempenho

### Clientes Livres

#### TRANSPORTE DE ENERGIA PARA OS CLIENTES LIVRES (GWH)\*

	3T15	3T14	Var. %	2T15	Var. % (1)	9M15	9M14	Var. % (2)
Industrial	296	312	-5,1%	283	4,6%	868	887	-2,1%
Comercial	26	26	-	27	-3,7%	78	75	4,0%
<b>Total - venda Transporte de Energia para os Clientes</b>	<b>322</b>	<b>338</b>	<b>-4,7%</b>	<b>310</b>	<b>3,9%</b>	<b>946</b>	<b>962</b>	<b>-1,7%</b>

(1) Variação entre 3T15 e 2T15; (2) Variação entre 9M15 e 9M14

O transporte de energia para os clientes livres na área de concessão da Companhia no 3T15 teve uma redução de 4,7% (-16 GWh) em relação ao 3T14, consequência da redução de 5,1% do transporte de energia para os clientes livres industriais (-16 GWh) se comparado ao 3T14. Essa redução refletiu um decréscimo de 6,1% no transporte de energia per capita para os clientes livres, parcialmente compensado pelo crescimento vegetativo de 1,4% da base de clientes livres entre os trimestres comparados.

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

	3T15	3T14	Var. %	2T15	Var. % (1)	9M15	9M14	Var. % (2)
Industrial	7.789	8.432	-7,6%	7.447	4,6%	22.709	24.027	-5,5%
Comercial	788	788	-	818	-3,7%	2.364	2.302	2,7%
<b>Média - Transporte per capita p/ Clientes Livres*</b>	<b>4.535</b>	<b>4.829</b>	<b>-6,1%</b>	<b>4.366</b>	<b>3,9%</b>	<b>13.324</b>	<b>13.743</b>	<b>-3,0%</b>

(1) Variação entre 3T15 e 2T15; (2) Variação entre 9M15 e 9M14

A redução no transporte de energia per capita aos clientes livres no 3T15 em relação ao 3T14 é atribuída, principalmente, a um padrão médio de consumo 86,1% inferior dos novos clientes livres, em comparação ao padrão de consumo dos clientes livres que já se encontravam no mercado livre da Companhia no 3T14, em conjunto, com a desaceleração econômica, que ocasionou a retração da atividade industrial.

### Balanco Energético

#### BALANÇO DE ENERGIA\*

	3T15	3T14	Var. %	2T15	Var. % (1)	9M15	9M14	Var. % (2)
Demanda máxima de energia (MW)	1.881	1.909	-1,5%	1.882	-0,1%	2.000	1.909	4,8%
Energia requerida (GWh)	3.241	3.266	-0,8%	3.200	1,3%	9.630	9.416	2,3%
Energia distribuída (GWh)	2.775	2.815	-1,4%	2.768	0,3%	8.356	8.229	1,5%
Residencial - Convencional	707	613	15,3%	692	2,2%	2.086	1.832	13,9%
Residencial - Baixa Renda	238	369	-35,5%	288	-17,4%	849	1.106	-23,2%
Industrial	303	304	-0,3%	300	1,0%	889	873	1,8%
Comercial	530	510	3,9%	537	-1,3%	1.594	1.513	5,4%
Rural	325	331	-1,8%	289	12,5%	948	919	3,2%
Setor Público	344	345	-0,3%	347	-0,9%	1.027	1.007	2,0%
Clientes Livres	322	338	-4,7%	310	3,9%	946	962	-1,7%
Revenda	3	2	50,0%	2	50,0%	7	7	-
Consumo Próprio	3	3	-	3	-	10	10	-
Perdas na Distribuição - Sistema Coelce (GWh)	466	451	3,3%	432	7,9%	1.274	1.187	7,3%
Perdas na Distribuição - Sistema Coelce (%)	14,38%	13,81%	0,57 p.p	13,50%	0,88 p.p	13,23%	12,61%	0,62 p.p

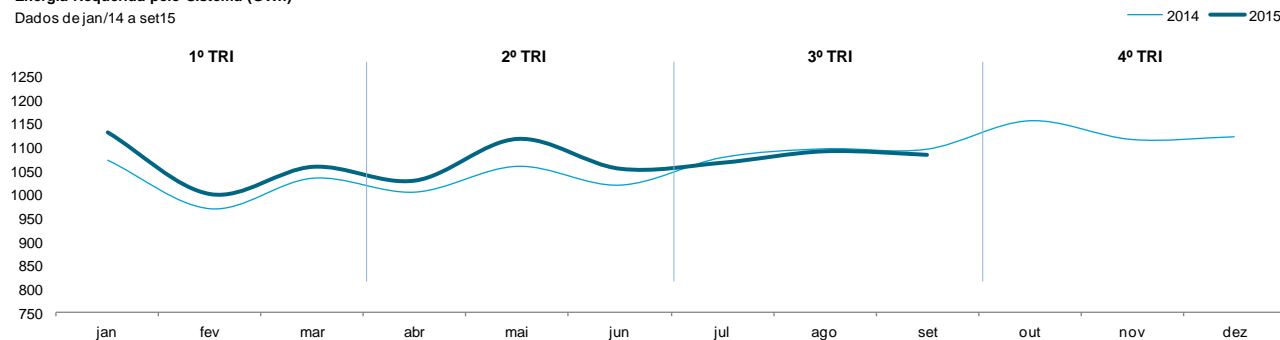
(1) Variação entre 3T15 e 2T15; (2) Variação entre 9M15 e 9M14

A energia total requerida pelo sistema da Coelce no 3T15 foi 0,8% inferior ao registrado no 3T14, enquanto a energia efetivamente distribuída pelo sistema teve uma redução de 1,4%. A diferença entre o recuo apresentado pela energia total requerida e pela energia efetivamente distribuída é o reflexo das perdas de distribuição entre os trimestres comparados.

### Sazonalidade

#### Energia Requerida pelo Sistema (GWh)\*

Dados de jan/14 a set/15



\* Valores não auditados pelos auditores independentes

## Comentário do Desempenho

### Compra de Energia

#### COMPRA DE ENERGIA (GWH)\*

	3T15	3T14	Var. %	2T15	Var. % (1)	9M15	9M14	Var. % (2)
Central Geradora Termelétrica Fortaleza - CGTF	678	678	-	671	1,0%	2.012	2.012	-
Centrais Elétricas - FURNAS	314	325	-3,4%	296	6,1%	904	964	-6,2%
Companhia Hidroelétrica do São Francisco - CHESF	408	403	1,2%	380	7,4%	1.166	1.175	-0,8%
Companhia Energética de São Paulo - CESP	168	91	84,6%	41	>100,0%	249	265	-6,0%
Petróleo Brasileiro S/A - Petrobrás	255	161	58,4%	217	17,5%	701	476	47,3%
Eletronorte	97	156	-37,8%	93	4,3%	283	433	-34,6%
COPEL	43	39	10,3%	36	19,4%	115	117	-1,7%
CEMIG	41	36	13,9%	29	41,4%	99	106	-6,6%
Tractebel Energia S.A	75	48	56,3%	71	5,6%	215	147	46,3%
Eletronuclear Termonuclear S/A - Eletronuclear	97	97	-	96	1,0%	288	287	0,3%
PROINFA	59	60	-1,7%	61	-3,3%	177	167	6,0%
Outros	863	785	9,9%	881	-2,0%	2.619	2.014	30,0%
<b>Total - Compra de Energia s/ CCEE</b>	<b>3.098</b>	<b>2.879</b>	<b>7,6%</b>	<b>2.872</b>	<b>7,9%</b>	<b>8.828</b>	<b>8.163</b>	<b>8,1%</b>
Liquidação na CCEE	(143)	109	<-100,0%	70	<-100,0%	(11)	437	<-100,0%
<b>Total - Compra de Energia</b>	<b>2.955</b>	<b>2.988</b>	<b>-1,1%</b>	<b>2.942</b>	<b>0,4%</b>	<b>8.817</b>	<b>8.600</b>	<b>2,5%</b>
Energia Distribuída								
Wobben e Energyworks	4	18	-77,8%	9	-55,6%	22	36	-38,9%
<b>Total - Compra de Energia c / Energia Distribuída</b>	<b>2.959</b>	<b>3.006</b>	<b>-1,6%</b>	<b>2.951</b>	<b>0,3%</b>	<b>8.839</b>	<b>8.636</b>	<b>2,4%</b>

(1) Variação entre 3T15 e 2T15; (2) Variação entre 9M15 e 9M14

Os contratos de compra de energia celebrados no Ambiente de Contratação Regulada - ACR, os contratos bilaterais, os contratos de energia distribuída e a liquidação das diferenças na CCEE tiveram, no 3T15, um decréscimo de 1,6%, ocasionado pela redução do consumo no mercado cativo da Companhia.

### Inputs e Outputs do Sistema

#### INPUTS E OUTPUTS DO SISTEMA (GWH)\*

	3T15	3T14	Var. %	2T15	Var. % (1)	9M15	9M14	Var. % (2)
<b>Totais - Inputs</b>	<b>2.955</b>	<b>2.988</b>	<b>-1,1%</b>	<b>2.942</b>	<b>0,4%</b>	<b>8.817</b>	<b>8.600</b>	<b>2,5%</b>
Compra de Energia	2.955	2.988	-1,1%	2.942	0,4%	8.817	8.600	2,5%
Contratos	3.098	2.879	7,6%	2.872	7,9%	8.828	8.163	8,1%
CGTF	678	678	-	671	1,0%	2.012	2.012	-
FURNAS	314	325	-3,4%	296	6,1%	904	964	-6,2%
CHESF	408	403	1,2%	380	7,4%	1.166	1.175	-0,8%
CESP	168	91	84,6%	41	>100,0%	249	265	-6,0%
Petrobrás	255	161	58,4%	217	17,5%	701	476	47,3%
Eletronorte	97	156	-37,8%	93	4,3%	283	433	-34,6%
COPEL	43	39	10,3%	36	19,4%	115	117	-1,7%
CEMIG	41	36	13,9%	29	41,4%	99	106	-6,6%
Tractebel	75	48	56,3%	71	5,6%	215	147	46,3%
Eletronuclear	97	97	-	96	1,0%	288	287	0,3%
PROINFA	59	60	-1,7%	61	-3,3%	177	167	6,0%
Outros	863	785	9,9%	881	-2,0%	2.619	2.014	30,0%
Liquidação CCEE	(143)	109	<-100,0%	70	<-100,0%	(11)	437	<-100,0%
<b>Totais - Outputs</b>	<b>2.955</b>	<b>2.988</b>	<b>-1,1%</b>	<b>2.942</b>	<b>0,4%</b>	<b>8.817</b>	<b>8.600</b>	<b>2,5%</b>
Perdas na Transmissão + Energia Não Faturada	39	62	-37,1%	54	-27,8%	140	153	-8,5%
Energia Distribuída - Mercado Cativo	2.450	2.475	-1,0%	2.456	-0,2%	7.403	7.260	2,0%
Residencial - Convencional	707	613	15,3%	692	2,2%	2.086	1.832	13,9%
Residencial - Baixa Renda	238	369	-35,5%	288	-17,4%	849	1.106	-23,2%
Industrial	303	304	-0,3%	300	1,0%	889	873	1,8%
Comercial	530	510	3,9%	537	-1,3%	1.594	1.513	5,4%
Rural	325	331	-1,8%	289	12,5%	948	919	3,2%
Setor Público	344	345	-0,3%	347	-0,9%	1.027	1.007	2,0%
Consumo Próprio + Revenda	3	3	-	3	-	10	10	-
Perdas na Distribuição - Sistema Coelce	466	451	3,3%	432	7,9%	1.274	1.187	7,3%

(1) Variação entre 3T15 e 2T15; (2) Variação entre 9M15 e 9M14

\* Valores não auditados pelos auditores independentes

## Comentário do Desempenho

### Indicadores Operacionais

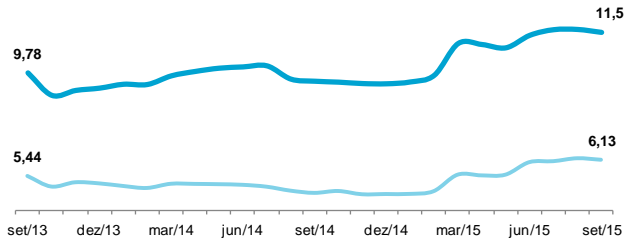
#### INDICADORES OPERACIONAIS E DE PRODUTIVIDADE\*

	3T15	3T14	Var. %	2T15	Var. % (1)	9M15	9M14	Var. % (2)
DEC 12 meses (horas)	11,51	9,42	22,2%	11,39	1,1%	11,51	9,42	22,2%
FEC 12 meses (vezes)	6,13	4,71	30,1%	6,03	1,7%	6,13	4,71	30,1%
Perdas de Energia 12 meses (%)	13,19%	12,69%	0,50 p.p	13,03%	0,16 p.p	13,19%	12,69%	0,50 p.p
Índice de Arrecadação 12 meses (%)	98,10%	98,68%	-0,58 p.p	98,15%	-0,05 p.p	98,10%	98,68%	-0,58 p.p
MWh/Colaborador Próprio	2.370	2.330	1,7%	2.387	-0,7%	7.172	6.839	4,9%
Consumidor/Colaboradores	550	573	-4,0%	593	-7,2%	550	573	-4,0%
PMSO (3)/Consumidor	40,07	26,56	50,9%	30,75	30,3%	106,27	88,47	20,1%

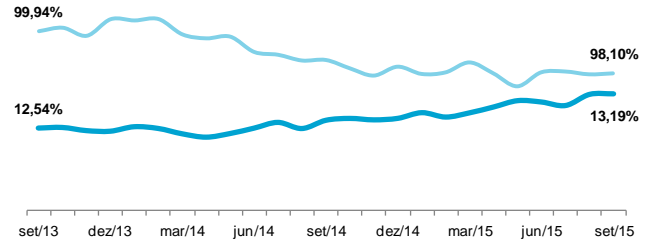
(1) Variação entre 3T15 e 2T15; (2) Variação entre 9M15 e 9M14

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

**Evolução do DEC (Horas) e FEC (Vezes) TAM\***  
Dados de set/13 a set/15



**Evolução das Perdas Totais (%) e Arrecadação (%) TAM\***  
Dados de set/13 a set/15



TAM – Valor acumulado nos últimos doze meses; DEC e FEC TAM são prévios

#### Qualidade do Fornecimento

Os indicadores DEC e FEC medem a qualidade do fornecimento de energia do sistema de distribuição da Coelce. Eles refletem:

- DEC (Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora): a duração média em que os consumidores da Companhia tiveram o seu fornecimento de energia interrompido. Medido em horas por período (no caso, horas nos últimos 12 meses). A Coelce encerrou o 3T15 com DEC de 11,51 horas\*.
- FEC (Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora): a frequência média em que os consumidores da Companhia tiveram o seu fornecimento de energia interrompido. Medido em vezes por período (no caso, vezes nos últimos 12 meses). No 3T15, o FEC alcançou o patamar de 6,13 vezes\*.

Ambos os indicadores sofreram impactos de eventos externos, principalmente ocasionados por Rede Básica ou Chesf.

A Coelce investiu R\$ 45 milhões\* em qualidade do sistema nos últimos 12 meses, e segue mantendo os indicadores em nível inferior aos exigidos pela Aneel (12,51 horas para o DEC e 9,38 vezes para o FEC)..

#### Disciplina de Mercado

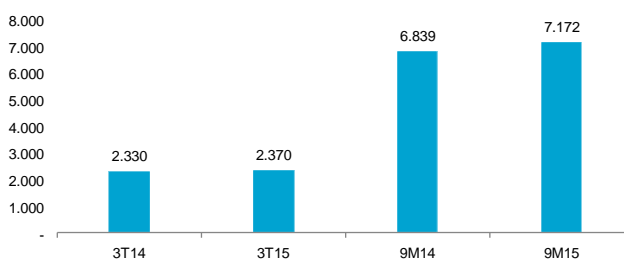
As perdas de energia e o índice de arrecadação TAM – Taxa Anual Móvel (medição acumulada em 12 meses) tiveram incremento de 0,50 p.p. e redução 0,58 p.p., respectivamente, em relação ao registrado no 3T14. Nos últimos 12 meses, foram investidos R\$ 33 milhões\* no combate às perdas.

#### Produtividade

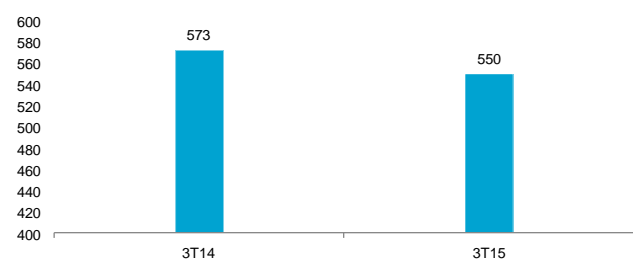
Os indicadores MWh/Colaborador Próprio e Consumidor/Colaboradores refletem a produtividade da Companhia. A Coelce encerrou o 3T15 com o indicador de MWh/Colaborador Próprio 1,7% superior em relação ao 3T14. O índice Consumidor/Colaborador apresentou uma decréscimo de 4,0% no 3T15 em relação ao 3T14.

O indicador PMSO/Consumidor, que busca avaliar a eficiência de custos pela base comercial da Companhia, alcançou o valor de R\$ 40,07/Consumidor no 3T15.

**Indicador de Produtividade - MWh/Colaborador Próprio\***  
Evolução 3T14 - 3T15 e 9M14 - 9M15



**Indicador de Produtividade - Consumidor/Colaborador\***  
Evolução 3T14 - 3T15



\* Valores não auditados pelos auditores independentes

## Comentário do Desempenho

## 4 DESEMPENHO ECONÔMICO - FINANCEIRO

## Resultado

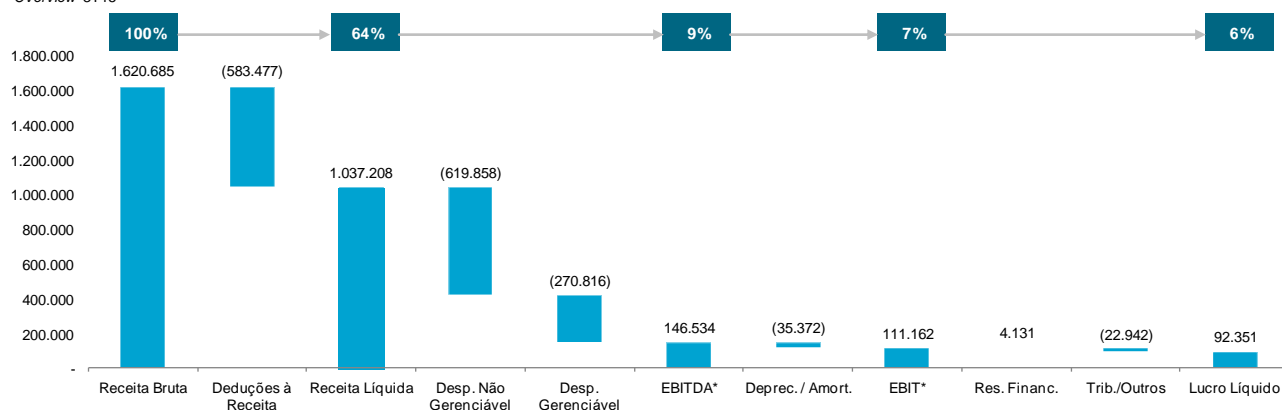
## PRINCIPAIS CONTAS DE RESULTADO (R\$ MIL) E MARGENS (%)

	3T15	3T14	Var. %	2T15	Var. % (1)	9M15	9M14	Var. % (2)
Receita Operacional Bruta	1.620.685	1.076.201	50,6%	1.653.292	-2,0%	4.706.345	3.109.421	51,4%
Deduções à Receita Operacional	(583.477)	(261.969)	>100,0%	(656.143)	-11,1%	(1.590.338)	(729.887)	>100,0%
Receita Operacional Líquida	1.037.208	814.232	27,4%	997.149	4,0%	3.116.006	2.379.534	31,0%
Custos do Serviço e Despesas Operacionais	(926.046)	(710.726)	30,3%	(858.261)	7,9%	(2.687.763)	(2.178.081)	23,4%
<b>EBITDA(3)*</b>	<b>146.534</b>	<b>153.162</b>	<b>-4,3%</b>	<b>171.151</b>	<b>-14,4%</b>	<b>534.209</b>	<b>319.895</b>	<b>67,0%</b>
Margem EBITDA*	14,13%	18,81%	-4,68 p.p	17,16%	-3,03 p.p	17,14%	13,44%	3,70 p.p
Margem EBITDA ex- Receita de Construção*	15,96%	20,12%	-4,16 p.p	19,16%	-3,20 p.p	18,72%	14,62%	4,10 p.p
EBIT(4)*	111.162	103.506	7,4%	138.888	-20,0%	428.243	201.453	>100,0%
Margem EBIT*	10,72%	12,71%	-1,99 p.p	13,93%	-3,21 p.p	13,74%	8,47%	5,27 p.p
Resultado Financeiro	4.131	(131.913)	<-100,0%	(28.756)	<-100,0%	(41.932)	(197.952)	-78,8%
Imposto de Renda, Contribuição Social e Outros	(22.942)	25.590	<-100,0%	(20.757)	10,5%	(73.038)	85.133	<-100,0%
<b>Lucro Líquido</b>	<b>92.351</b>	<b>(2.817)</b>	<b>&lt;-100,0%</b>	<b>89.375</b>	<b>3,3%</b>	<b>313.273</b>	<b>88.634</b>	<b>&gt;100,0%</b>
Margem Líquida	8,90%	-0,35%	9,25 p.p	8,96%	-0,06 p.p	10,05%	3,72%	6,33 p.p
Margem Líquida ex- Receita de Construção	10,06%	-0,37%	10,43 p.p	10,00%	0,06 p.p	10,98%	4,05%	6,93 p.p
Lucro por Ação (R\$/ação)	1,19	(0,04)	<-100,0%	1,15	3,3%	4,02	1,14	>100,0%

(1) Variação entre 3T15 e 2T15; (2) Variação entre 9M15 e 9M14

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

## Overview

Principais Contas do Resultado (R\$ Mil)  
Overview 3T15

## Receita Operacional Bruta

## RECEITA OPERACIONAL BRUTA (R\$ MIL)

	3T15	3T14	Var. %	2T15	Var. % (1)	9M15	9M14	Var. % (2)
Fornecimento de Energia Elétrica	1.247.748	897.159	39,1%	1.223.488	2,0%	3.475.904	2.543.036	36,7%
Subsídio Baixa Renda	59.355	59.310	0,1%	34.714	71,0%	146.091	156.818	-6,8%
Subvenção CDE - Desconto Tarifário	35.447	33.666	5,3%	72.577	-51,2%	167.827	122.336	37,2%
Fornecimento de Energia Elétrica - Mercado Cativo	1.342.550	990.135	35,6%	1.330.779	0,9%	3.789.822	2.822.190	34,3%
Valores a receber da parcela A e outros itens financeiros	111.022	-	-	177.731	-37,5%	539.116	-	-
Receita pela Disponibilidade da Rede Elétrica	28.458	19.210	48,1%	26.977	5,5%	74.453	56.303	32,2%
Receita Operacional IFRIC- 12	119.191	52.986	>100,0%	103.772	14,9%	261.851	190.993	37,1%
Outras Receitas	19.464	13.870	40,3%	14.033	38,7%	41.103	39.935	2,9%
<b>Total - Receita Operacional Bruta</b>	<b>1.620.685</b>	<b>1.076.201</b>	<b>50,6%</b>	<b>1.653.292</b>	<b>-2,0%</b>	<b>4.706.345</b>	<b>3.109.421</b>	<b>51,4%</b>

(1) Variação entre 3T15 e 2T15; (2) Variação entre 9M15 e 9M14

A receita operacional bruta da Coelce apresentou um incremento de 50,6% no 3T15 em relação ao 3T14 (+R\$ 545 milhões). Esse incremento é resultado dos seguintes principais efeitos:

- Incremento de 35,6% (R\$ 1.343 milhões versus R\$ 990 milhões) na receita pelo fornecimento de energia elétrica – mercado cativo (+R\$ 353 milhões):  
*Este incremento está associado aos seguintes fatores:*
  - Efeito do Revisão Tarifária Extraordinária de 2015, aplicado a partir de 01 de março de 2015, que incrementou as tarifas da Coelce em 10,3% em média;
  - Efeito do Reajuste Tarifário Anual de 2015, aplicado a partir de 22 de abril de 2014, que incrementou as tarifas da Coelce em 11,69% em média;
  - Entrada em vigor do Sistema de Bandeiras Tarifárias, que durante todo o 3T15 manteve a bandeira vermelha, devido ao custo marginal de operação (CMO), incluindo aquelas em função de segurança energética, ter sido superior a R\$ 388,48 MWh. O impacto médio das bandeiras tarifárias sobre as tarifas no 3T15 foi de aproximadamente 9%.

\* Valores não auditados pelos auditores independentes

## Comentário do Desempenho

- (iv) Descadastramento de aproximadamente 38,0% (em média) dos consumidores Baixa Renda de janeiro de 2015 até setembro de 2015, reflexo do não atendimento à certas exigências por parte destes consumidores e seu consequente desenquadramento (em termos contábeis, isso significa que houve uma “reclassificação” da rubrica Subsidio Baixa Renda para Fornecimento de Energia Elétrica).
- (v) Redução de 0,8% no volume de energia vendida para o mercado cativo da Companhia (2.486 GWh no 3T15 versus 2.505 GWh no 3T14);
- Incremento de R\$ 111 milhões na rubrica de Valores a Receber da Parcela A e outros itens financeiros, como resultado da adoção do regime de competência na contabilização dos ativos e passivos regulatórios constituídos nos seus resultados e balanços societários (IFRS), após assinatura de termo aditivo ao contrato de concessão (processo nº 48500.0005603/2014-05, publicado no Diário Oficial da União no dia 22 de dezembro de 2014).

Tendo em vista que a Revisão Tarifária Periódica da Coelce, aplicada a partir de 22 de abril de 2015, não refletia integralmente a metodologia final definida para o 4º ciclo de Revisões Tarifárias Periódicas (2015 – 2019), já que nesta data a metodologia ainda não se encontrava completamente concluída e homologada pelo órgão regulador (ANEEL), a Coelce passou a constituir um ativo regulatório, a partir de maio de 2015, relativo a melhor estimativa da Companhia referente aos valores a receber, a partir de 22 de abril de 2016, em função da aplicação retroativa dos efeitos da metodologia final do 4º ciclo de Revisões Tarifárias Periódicas. De maio de 2015 até setembro de 2015, o montante total constituído foi de R\$ 40 milhões (aproximadamente R\$ 8 milhões por mês). Este valor transita no resultado da Companhia na rubrica de a Receber da Parcela A e outros itens financeiros.

Excluindo-se o efeito da receita de construção, a receita operacional bruta da Companhia, no 3T15, alcançou o montante de R\$ 1.501 milhões, o que representa um incremento de 46,7% em relação ao mesmo período do ano anterior, cujo montante foi de R\$ 1.023 milhões (+R\$ 478 milhões).

### Deduções da Receita

#### DEDUÇÕES DA RECEITA (R\$ MIL)

	3T15	3T14	Var. %	2T15	Var. % (1)	9M15	9M14	Var. % (2)
ICMS	(322.543)	(214.556)	50,3%	(322.019)	0,2%	(894.646)	(600.490)	49,0%
COFINS	(119.752)	(29.760)	>100,0%	(175.081)	-31,6%	(356.210)	(78.156)	>100,0%
PIS	(25.999)	(6.461)	>100,0%	(37.777)	-31,2%	(77.335)	(16.968)	>100,0%
<b>Total - Tributos</b>	<b>(468.294)</b>	<b>(250.777)</b>	<b>86,7%</b>	<b>(534.877)</b>	<b>-12,4%</b>	<b>(1.328.191)</b>	<b>(695.614)</b>	<b>90,9%</b>
Programa de Eficiência Energética e P&D	(7.528)	(8.262)	-8,9%	(8.356)	-9,9%	(24.675)	(23.215)	6,3%
Outros impostos e contribuições a receita	(107.655)	(2.930)	>100,0%	(112.910)	-4,7%	(237.472)	(11.058)	>100,0%
<b>Total - Encargos Setoriais</b>	<b>(115.183)</b>	<b>(11.192)</b>	<b>&gt;100,0%</b>	<b>(121.266)</b>	<b>-5,0%</b>	<b>(262.147)</b>	<b>(34.273)</b>	<b>&gt;100,0%</b>
<b>Total - Deduções da Receita</b>	<b>(583.477)</b>	<b>(261.969)</b>	<b>&gt;100,0%</b>	<b>(656.143)</b>	<b>-11,1%</b>	<b>(1.590.338)</b>	<b>(729.887)</b>	<b>&gt;100,0%</b>

(1) Variação entre 3T15 e 2T15; (2) Variação entre 9M15 e 9M14

As deduções da receita tiveram um incremento de R\$ 321 milhões em relação ao mesmo trimestre do ano anterior. Esse incremento se deve, principalmente, às seguintes variações:

- Incremento de R\$ 217 milhões (-R\$ 468 milhões versus -R\$ 251 milhões) nos tributos: Esta variação é resultado, principalmente, do aumento da base de cálculo para estes tributos, em função do incremento observado na receita bruta da Companhia entre os períodos analisados. Além disso para as linhas de **PIS e COFINS** além do incremento da receita bruta da Companhia, houve o reconhecimento no resultado societário (IFRS) dos valores a receber da parcela A e outros itens financeiros, a partir de dezembro de 2014, por força de aditivo ao contrato de concessão, e que passaram a entrar para a base de cálculo, além da publicação da Lei 12.973/14, que a partir de 2015 mudou o regime de competência destas rubricas e passaram a ser tributados por competência e não mais por regime de caixa.
- Acréscimo de R\$ 104 milhões (-R\$ 115 milhões versus -R\$ 11 milhões) nos encargos setoriais: O incremento se deve, principalmente, à elevação substancial da cota para a Conta de Desenvolvimento Energético – CDE, em função do término dos aportes do Tesouro Nacional para o fundo e a necessidade de cobertura deste déficit.

### Custos e Despesas Operacionais

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

	3T15	3T14	Var. %	2T15	Var. % (1)	9M15	9M14	Var. % (2)
<b>Custos e despesas não gerenciáveis</b>								
Energia Elétrica Comprada para Revenda	(558.956)	(461.971)	21,0%	(565.404)	-1,1%	(1.767.738)	(1.455.018)	21,5%
Encargo do Uso da Rede Elétrica	(18.547)	(28.844)	-35,7%	(21.391)	-13,3%	(69.232)	(64.287)	7,7%
Encargo de Serviço do Sistema	(42.355)	(18.894)	>100,0%	(18.742)	>100,0%	(77.078)	(30.989)	>100,0%
<b>Total - Não gerenciáveis</b>	<b>(619.858)</b>	<b>(509.709)</b>	<b>21,6%</b>	<b>(605.537)</b>	<b>2,4%</b>	<b>(1.914.048)</b>	<b>(1.550.294)</b>	<b>23,5%</b>
<b>Custos e despesas gerenciáveis</b>								
Pessoal	(40.683)	(24.322)	67,3%	(34.031)	19,5%	(120.364)	(95.031)	26,7%
Material e Serviços de Terceiros	(71.634)	(62.359)	14,9%	(61.199)	17,1%	(198.917)	(186.710)	6,5%
Depreciação e Amortização	(35.372)	(49.656)	-28,8%	(32.263)	9,6%	(105.966)	(118.442)	-10,5%
Custo de Desativação de Bens	(2.493)	(3.135)	-20,5%	(3.388)	-26,4%	(10.431)	(1.097)	>100,0%
Prov. para Créditos de Liquidação Duvidosa	(9.435)	(4.314)	>100,0%	(9.544)	-1,1%	(25.522)	(3.186)	>100,0%
Provisões para Contingências	(13.135)	(4.294)	>100,0%	1.175	<-100,0%	(17.362)	(9.242)	87,9%
Despesa IFRIC-12 (Custo de Construção)	(119.191)	(52.986)	>100,0%	(103.772)	14,9%	(261.851)	(190.993)	37,1%
Outras Despesas Operacionais	(14.245)	49	<-100,0%	(9.702)	46,8%	(33.302)	(23.086)	44,3%
<b>Total - Gerenciáveis</b>	<b>(306.188)</b>	<b>(201.017)</b>	<b>52,3%</b>	<b>(252.724)</b>	<b>21,2%</b>	<b>(773.715)</b>	<b>(627.787)</b>	<b>23,2%</b>
<b>Total - Custos do Serviço e Despesa Operacional</b>	<b>(926.046)</b>	<b>(710.726)</b>	<b>30,3%</b>	<b>(858.261)</b>	<b>7,9%</b>	<b>(2.687.763)</b>	<b>(2.178.081)</b>	<b>23,4%</b>

(1) Variação entre 3T15 e 2T15; (2) Variação entre 9M15 e 9M14

Os custos e despesas operacionais no 3T15 tiveram um incremento de 30,3% em relação ao 3T14 (R\$ 215 milhões). Este aumento ocorreu, principalmente, pelas seguintes variações:

Incremento de 21,6% nos custos e despesas não gerenciáveis (-R\$ 110 milhões), principalmente, por:

\* Valores não auditados pelos auditores independentes

## Comentário do Desempenho

- Aumento de 21,0% na linha de energia elétrica comprada para revenda (-R\$ 97 milhões):

O aumento acima mencionado se deve aos seguintes fatores:

- Incremento de 7,6% no volume de energia comprada (CCEARs e Bilaterais) entre o 3T15 e o 3T14;
- Reajustes de preço dos contratos de compra de energia vigentes, ocorridos entre os períodos (principalmente pelo índice de inflação IPCA, indicador que reajusta os CCEARs);
- Maior tarifa média (mix) de compra de energia, devido à entrada de novos contratos (especialmente de térmicas), que possuem uma tarifa mais elevada, já incluindo aqueles que oriundos do leilão A-1 de 2014, vigentes a partir de janeiro de 2015, e leilão de ajuste, vigentes a partir de fevereiro de 2015;
- Contabilização/reconhecimento das medidas do Governo Federal de auxílio às distribuidoras de energia em 2014, mediante os Decretos 8.203/14 e 8.221/14.

- Incremento na rubrica de encargo de serviço do sistema (-R\$ 23 milhões): Com a redução do preço teto do PLD a partir de janeiro de 2015, uma maior quantidade de térmicas foram despachadas fora da ordem de mérito, refletindo em uma maior incidência do ESS.

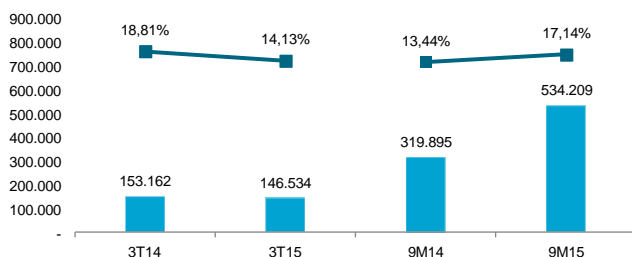
Incremento de 52,3% nos custos e despesas gerenciáveis (-R\$ 105 milhões), excluindo-se o efeito do custo de construção, os custos e despesas gerenciáveis da Companhia, no 3T15, alcançaram o montante de -R\$ 187 milhões, o que representa um incremento de 26,4% em relação ao mesmo período do ano anterior, cujo montante foi de -R\$ 148 milhões (-R\$ 39 milhões), explicado por:

- Aumento de 67,3% (-R\$ 41 milhões versus -R\$ 24 milhões) nas despesas com pessoal (-R\$ 17 milhões): Essa variação se deve, principalmente, a decisão favorável no Mandado de Segurança que concedeu à Coelce em 2014 o direito de não mais pagar a contribuição previdenciária de 15% sobre os serviços contratados por meio de cooperativas de trabalho, assim como recuperar os valores através de compensação financeira a partir de outubro de 2014. Esta decisão favorável gerou um impacto positivo de R\$ 11,7 milhões na rubrica de pessoal do 3T14. Além disso, no 3T15, houve uma maior ativação dos custos de pessoal, em função de maiores investimentos, bem como o efeito do dissídio coletivo aplicativo em outubro de 2014 (reajuste de 6,87%).
- Aumento de 14,9% (-R\$ 72 milhões versus -R\$ 62 milhões) na rubrica de materiais e serviços de terceiros, basicamente, em função de (i) correção dos preços contratuais em função da inflação registrada no período; (ii) maiores operações em campo, especialmente aquelas vinculadas a atendimentos de emergência e manutenção de redes (alta, média e baixa tensão).
- Incremento de -R\$ 5 milhões na rubrica de provisão para créditos de liquidação duvidosa (-R\$ 9 milhões versus -R\$ 4 milhões): Este incremento se deve, principalmente, ao aumento da inadimplência entre os trimestres comparadas em função dos seguintes efeitos:
  - Efeito do Revisão Tarifária Extraordinária de 2015, aplicado a partir de 01 de março de 2015, que incrementou as tarifas da Coelce em 10,3% em média;
  - Efeito do Reajuste Tarifário Anual de 2015, aplicado a partir de 22 de abril de 2014, que incrementou as tarifas da Coelce em 11,69% em média;
  - Entrada em vigor do Sistema de Bandeiras Tarifárias, que durante todo o 3T15 manteve a bandeira vermelha, devido ao custo marginal de operação (CMO), incluindo aquelas em função de segurança energética, ter sido superior a R\$ 388,48 MWh. O impacto médio das bandeiras tarifárias sobre as tarifas no 3T15 foi de aproximadamente 9%;
  - Descadastramento de aproximadamente 38,0% (em média) dos consumidores Baixa Renda de janeiro de 2015 até setembro de 2015, reflexo do não atendimento à certas exigências por parte destes consumidores e seu consequente desenquadramento, fazendo com que estes clientes perdessem o benefício da Tarifa Social;
  - Impacto do aumento da inflação real e do cenário de desaceleração econômica sobre as finanças dos clientes.

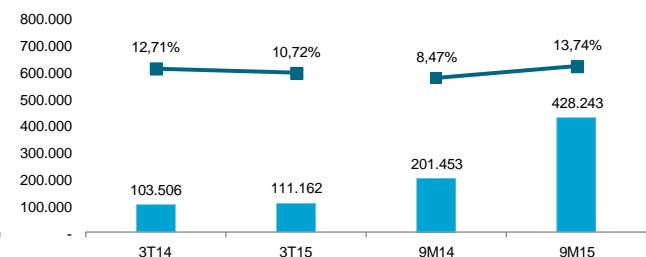
Incremento de -R\$ 9 milhões (-R\$ 13 milhões versus -R\$ 4 milhões) na rubrica de Provisão para Contingências: A variação observada refere-se, basicamente, à provisão de R\$ 5 milhões em setembro de 2015, relativo a processo de natureza cível.

### EBITDA

**EBITDA (R\$ Mil) e Margem EBITDA (%)\***  
Evolução 3T14 - 3T15 e 9M14 - 9M15



**EBIT (R\$ Mil) e Margem EBIT (%)\***  
Evolução 3T14 - 3T15 e 9M14 - 9M15



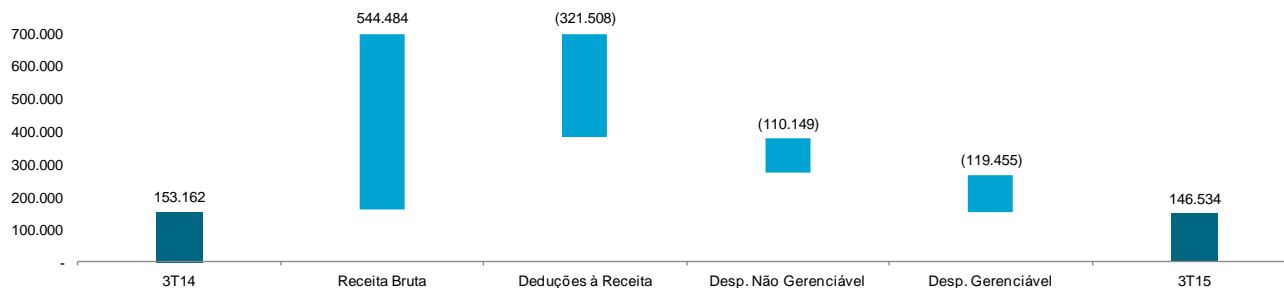
\* Valores não auditados pelos auditores independentes



## Comentário do Desempenho

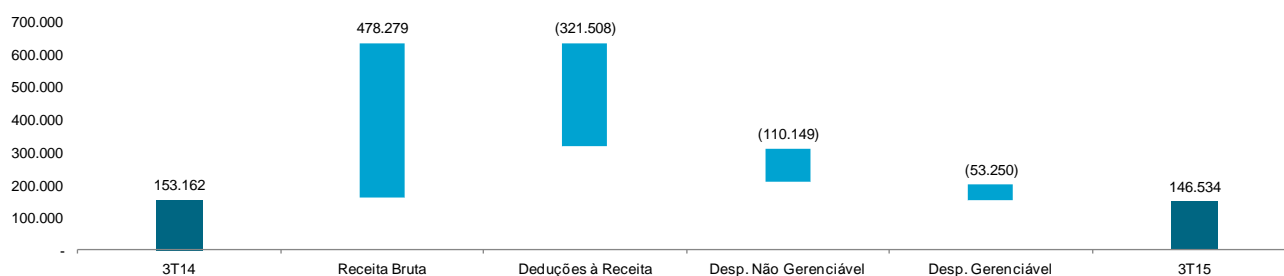
### Análise da Evolução do EBITDA (R\$ Mil)\*

Evolução 3T14 - 3T15



### Análise da Evolução do EBITDA (R\$ Mil)\* s/ variações de Receita e Custo de Construção

Evolução 3T14 - 3T15



O EBITDA da Coelce, no 3T15, atingiu o montante de R\$ 147 milhões\*, o que representa uma redução de R\$ 6 milhões em relação ao 3T14. A margem EBITDA da Companhia no 3T15 foi de 15,96%\*, refletindo um decréscimo de 4,16 p.p. em relação ao 3T14.

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

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

	3T15	3T14	Var. %	2T15	Var. % (1)	9M15	9M14	Var. % (2)
Lucro Líquido do Período	92.351	(2.817)	<-100,0%	89.375	3,3%	313.273	88.634	>100,0%
(+) Tributo sobre o Lucro	(22.942)	(25.590)	-10,3%	20.757	<-100,0%	73.038	(85.133)	<-100,0%
(+) Resultado Financeiro	4.131	131.913	-96,9%	28.756	-85,6%	41.932	197.952	-78,8%
(=) EBIT	111.162	103.506	7,4%	138.888	-20,0%	428.243	201.453	>100,0%
(+) Depreciações e Amortizações	35.372	49.656	-28,8%	32.263	9,6%	105.966	118.442	-10,5%
(=) EBITDA	146.534	153.162	-4,3%	171.151	-14,4%	534.209	319.895	67,0%

(1) Variação entre 3T15 e 2T15; (2) Variação entre 9M15 e 9M14

### Resultado Financeiro

#### RESULTADO FINANCEIRO (R\$ MIL)

	3T15	3T14	Var. %	2T15	Var. % (1)	9M15	9M14	Var. % (2)
<b>Receitas Financeiras</b>								
Renda de Aplicações Financeiras	3.195	1.373	>100,0%	3.825	-16,5%	12.271	5.820	>100,0%
Acréscimo Moratório sobre Conta de Energia	17.481	11.139	56,9%	15.002	16,5%	44.378	28.518	55,6%
Receita ativo indenizável	14.135	-	-	7.280	94,2%	36.562	28.428	28,6%
Variação monetária Parcela A e outros itens financeiros	15.820	-	-	6.312	>100,0%	33.558	-	-
Outras	10.598	12.926	-18,0%	5.403	96,2%	16.570	14.800	12,0%
<b>Total - Receitas Financeiras</b>	<b>61.229</b>	<b>25.438</b>	<b>&gt;100,0%</b>	<b>37.822</b>	<b>61,9%</b>	<b>143.339</b>	<b>77.566</b>	<b>84,8%</b>
<b>Despesas financeiras</b>								
Encargo de Dívidas	(34.065)	(22.208)	53,4%	(30.722)	10,9%	(94.121)	(60.820)	54,8%
Variações Monetárias	(7.672)	(2.472)	>100,0%	(8.517)	-9,9%	(30.546)	(15.676)	94,9%
Atualizações de Impostos, Provisões e Multas	(8.933)	(21.680)	-58,8%	(8.508)	5,0%	(27.628)	(36.509)	-24,3%
Despesa do Ativo Indenizável	-	(90.374)	-100,0%	-	-	-	(109.514)	-100,0%
Multas	1.527	(6.070)	<-100,0%	(10.714)	<-100,0%	(10.517)	(16.237)	-35,2%
Outras	(7.955)	(14.547)	-45,3%	(8.117)	-2,0%	(22.459)	(36.762)	-38,9%
<b>Total - Despesas Financeiras</b>	<b>(57.098)</b>	<b>(157.351)</b>	<b>-63,7%</b>	<b>(66.578)</b>	<b>-14,2%</b>	<b>(185.271)</b>	<b>(275.518)</b>	<b>-32,8%</b>
<b>Total - Receitas e Despesas Financeiras</b>	<b>4.131</b>	<b>(131.913)</b>	<b>&lt;-100,0%</b>	<b>(28.756)</b>	<b>&lt;-100,0%</b>	<b>(41.932)</b>	<b>(197.952)</b>	<b>-78,8%</b>

(1) Variação entre 3T15 e 2T15; (2) Variação entre 9M15 e 9M14

O resultado financeiro da Coelce, no 3T15, teve uma melhoria de R\$ 136 milhões em relação ao mesmo trimestre do ano anterior, como resultado das seguintes variações relevantes:

Incremento de R\$ 36 milhões nas receitas financeiras, explicadas principalmente por:

\* Valores não auditados pelos auditores independentes

## Comentário do Desempenho

- Incremento de 56,9% (R\$ 17 milhões versus R\$ 11 milhões) na rubrica de acréscimo moratório sobre conta de energia (+R\$ 6 milhões): A variação reflete, principalmente, um maior pagamento de faturas em atraso pelos consumidores, reflexo dos aumentos tarifários observados no período, associados à desaceleração econômica do país.
- Incremento de R\$ 14 milhões na rubrica de receita do ativo indenizável: O valor registrado no 3T15 refere-se à atualização mensal do ativo indenizável pela inflação (IGPM).
- Incremento de R\$ 16 milhões na rubrica Variação Monetária Parcela A e outros itens financeiros: Essa variação se deve, principalmente, à atualização financeira dos ativos a receber da parcela A e outros itens financeiros, devido à assinatura do aditivo ao contrato de concessão, alteração que permitiu à Coelce e demais distribuidoras contabilizar nos seus resultados e balanços societários (IFRS), pelo regime de competência, os ativos e passivos regulatórios constituídos. O termo aditivo ao contrato de concessão, processo nº 48500.0005603/2014-05, foi publicado no Diário Oficial da União no dia 22 de dezembro de 2014.

Incremento de 63,7% nas despesas financeiras (-R\$ 100 milhões), principalmente, por:

- Incremento de 53,4% (-R\$ 34 milhões versus -R\$ 22 milhões) em encargos de dívidas (-R\$ 12 milhões): Este incremento deve-se principalmente ao aumento da dívida bruta da companhia entre os trimestres comparados, em conjunto com a variação de +3,16 p.p. do CDI médio entre o 3T15 e o 3T14.
- Redução de R\$ 8 milhões em multas decorrente do recálculo realizado pela ANEEL sobre a multa aplicada pela ARCE (Agência Reguladora de Serviços Públicos Delegados do Estado do Ceará) referente a serviços de manutenção e iluminação pública prestados pela Companhia às prefeituras.
- Decréscimo de R\$ 90 milhões na rubrica de despesa do ativo indenizável: O valor registrado no 3T14 reflete ajuste no ativo indenizável realizado de maneira proativa pela Companhia, antecipando ajustes que seriam feitos no momento da homologação da base de ativos da Companhia quando da revisão tarifária em abril de 2015.
- Incremento de R\$ 6 milhões na rubrica de variações monetárias: Esta variação é explicada principalmente pela variação de 0,14 p.p. do IPCA entre os trimestres comparados, incidente sobre uma maior base de cálculo para as variações monetárias neste trimestre, já que não houve amortização das debêntures que são indexadas a IPCA entre o 3T15 e o 3T14.

### Tributos (IR/CSLL) e Outros

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

	3T15	3T14	Var. %	2T15	Var. % (1)	9M15	9M14	Var. % (2)
IR e CSLL	(38.365)	11.561	<-100,0%	(36.359)	5,5%	(128.284)	6.615	<-100,0%
Incentivo Fiscal SUDENE	17.435	16.227	7,4%	17.615	-1,0%	61.283	85.113	-28,0%
Amortização do Ágio e Reversão da Provisão	(2.012)	(2.198)	-8,5%	(2.013)	-0,0%	(6.037)	(6.595)	-8,5%
<b>Total</b>	<b>(22.942)</b>	<b>25.590</b>	<b>&lt;-100,0%</b>	<b>(20.757)</b>	<b>10,5%</b>	<b>(73.038)</b>	<b>85.133</b>	<b>&lt;-100,0%</b>

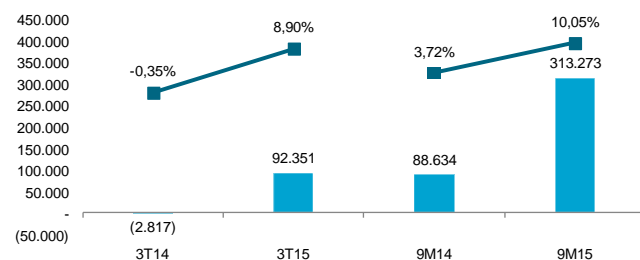
(1) Variação entre 3T15 e 2T15; (2) Variação entre 9M15 e 9M14

As despesas com Imposto de Renda (IR), Contribuição Social sobre o Lucro Líquido (CSLL) e Outros (Amortização do Ágio) no 3T15 registraram uma elevação (-R\$ 48 milhões) em relação ao 3T14. Esta variação é o reflexo do aumento da base de cálculo para estes tributos.

### Lucro Líquido

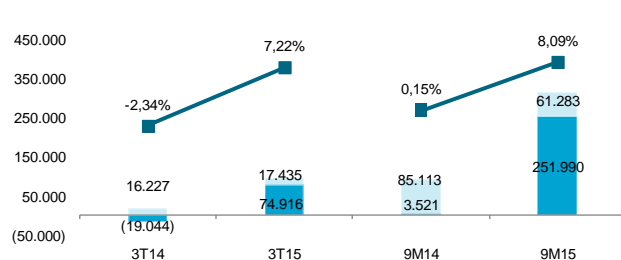
#### Lucro Líquido (R\$ Mil) e Margem Líquida (%)

Evolução 3T14 - 3T15 e 9M14 - 9M15



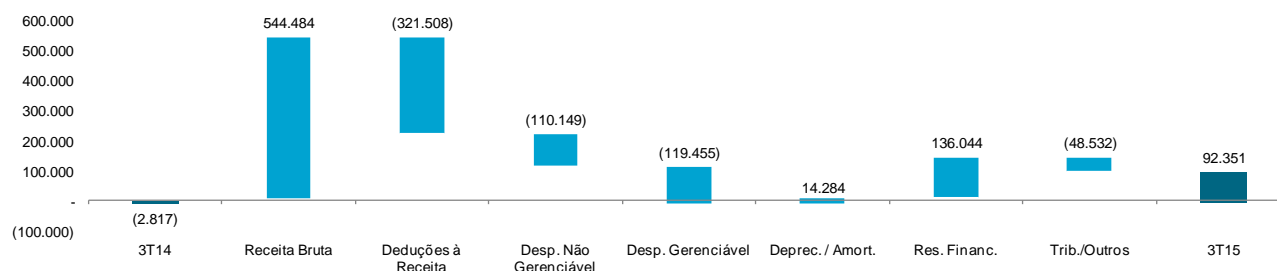
#### Lucro Líquido (R\$ Mil) e Margem Líquida (%)

Evolução 3T14 - 3T15 e 9M14 - 9M15



#### Análise da Evolução do Lucro Líquido (R\$ Mil)

Evolução 3T14 - 3T15

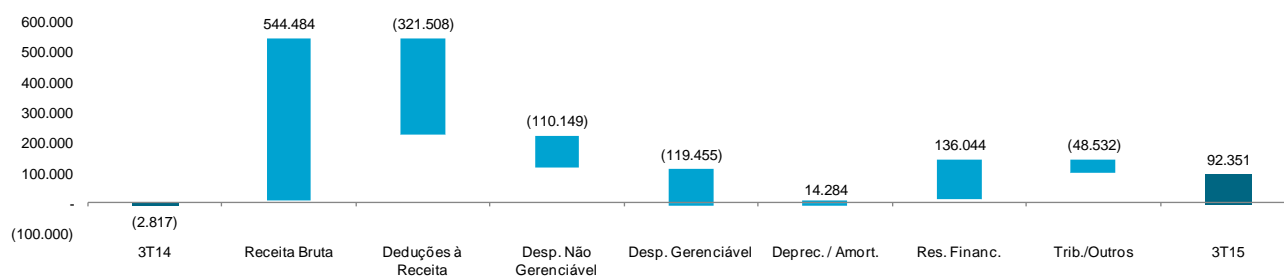


\* Valores não auditados pelos auditores independentes

## Comentário do Desempenho

### Análise da Evolução do Lucro Líquido (R\$ Mil)

Evolução 3T14 - 3T15



A Coelce registrou no 3T15 um Lucro Líquido de R\$ 92 milhões, valor R\$ 95 milhões superior ao registrado no 3T14. A Margem Líquida no 3T15 alcançou 10,06%.

## Endividamento

### INDICADORES DE ENDIVIDAMENTO

	3T15	3T14	Var. %	2T15	Var. % (1)	9M15	9M14	Var. % (2)
Dívida bruta (R\$ mil)	1.272.177	991.315	28,3%	1.267.928	0,3%	1.272.177	991.315	28,3%
(-) Caixa, Equivalentes e Aplicações Financ. (R\$ mil)	60.152	13.004	>100,0%	124.875	-51,8%	60.152	13.004	>100,0%
Dívida líquida (R\$ mil)	1.212.025	978.311	23,9%	1.143.053	6,0%	1.212.025	978.311	23,9%
Dívida Bruta / EBITDA(3)*	1,39	2,02	-31,2%	1,37	1,5%	1,39	2,02	-31,2%
EBITDA(3) / Encargos de Dívida(3)*	7,71	5,36	43,8%	8,62	-10,6%	7,71	5,36	43,8%
Dívida bruta / (Dívida bruta + PL)	0,39	0,38	0,8%	0,40	-2,7%	0,39	0,38	0,8%
Dívida líquida / (Dívida líquida + PL)	0,37	0,38	-1,4%	0,37	0,7%	0,37	0,38	-1,4%

(1) Variação entre 3T15 e 2T15; (2) Variação entre 9M15 e 9M14

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

A dívida bruta da Coelce encerrou o 3T15 com um incremento de 28,3% em relação ao 3T14 (+R\$ 281 milhões). Este incremento é o efeito de (i) novas captações de dívidas (no valor de R\$ 300 milhões), realizadas no 4T14. As captações foram compensadas parcialmente por amortizações ocorridas no período, que alcançaram R\$ 80 milhões.

A Coelce encerrou o 3T15 com o custo da dívida médio de 13,54% a.a.

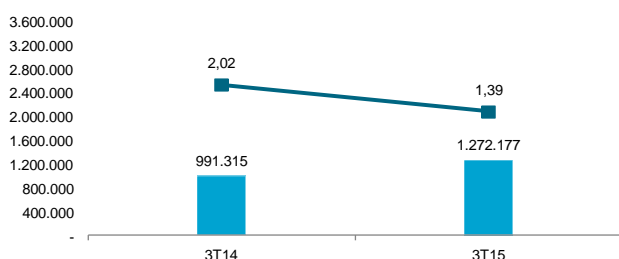
### Colchão de Liquidez

No ano de 2014, foi autorizada pela Aneel a realização de operações de mútuo da Enel Brasil para a Coelce, com o objetivo de assegurar a liquidez da companhia em caso de necessidade, no montante de até R\$ 200 milhões e prazo máximo de 2 anos. Além disso, para se precaver de qualquer necessidade emergencial de caixa, a Companhia tem a seu dispor R\$ 190 milhões em linhas de crédito abertas com bancos em caráter irrevogável (linhas comprometidas), para utilização com prazo máximo de captação de 2 anos, além de R\$ 50 milhões em limites abertos de conta garantida para utilização em operações de curto prazo.

Em setembro de 2015, a agência classificadora de risco de crédito corporativo Standard & Poor's reposicionou o *rating* da Coelce para brAA+ na Escala Nacional Brasil, com perspectiva negativa, em função do rebaixamento do risco soberano do Brasil.

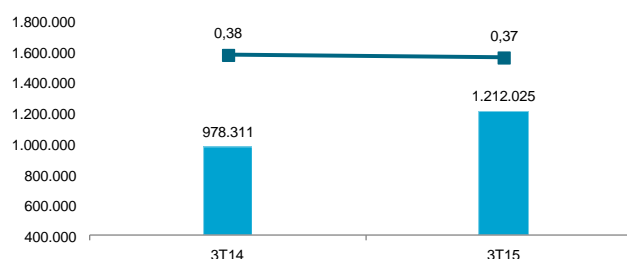
### Dívida Bruta (R\$ Mil) e Dívida Bruta / EBITDA\* (Vezez)

Evolução 3T14 - 3T15



### Dívida Líquida (R\$ Mil) e Alavancagem (Vezez)

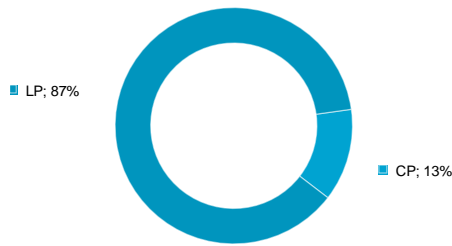
Evolução 3T14 - 3T15



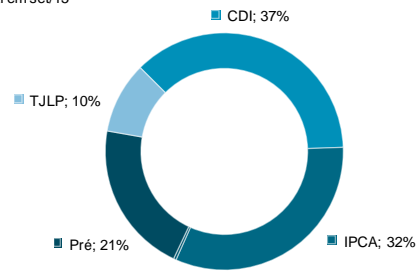
\* Valores não auditados pelos auditores independentes

## Comentário do Desempenho

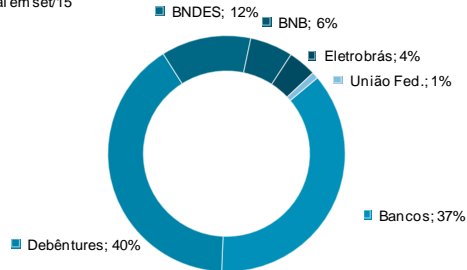
**Abertura da Dívida Bruta - CP e LP**  
Posição Final em set/15



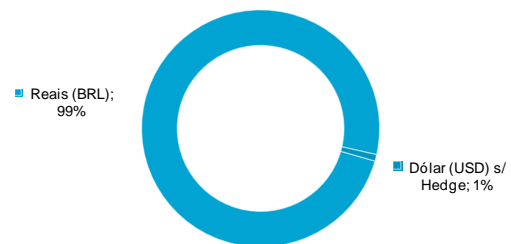
**Abertura da Dívida Bruta - Indexadores**  
Posição Final em set/15



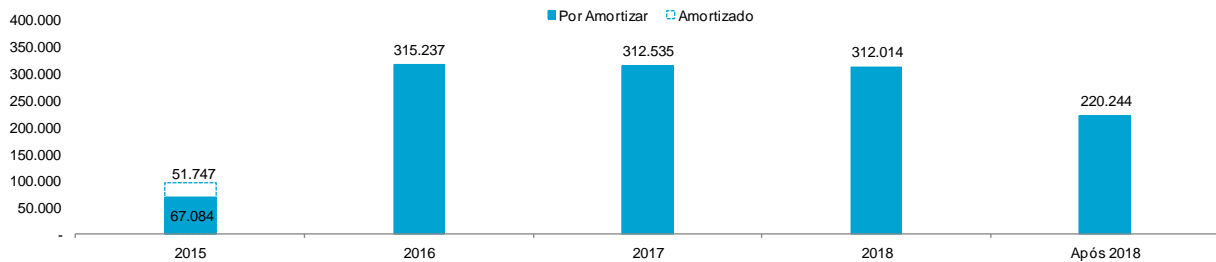
**Abertura da Dívida Bruta - Credor**  
Posição Final em set/15



**Abertura da Dívida Bruta - Moedas**  
Posição Final em set/15



**Curva de Amortização (R\$ Mil)**  
Posição Final em set/15



## Investimentos

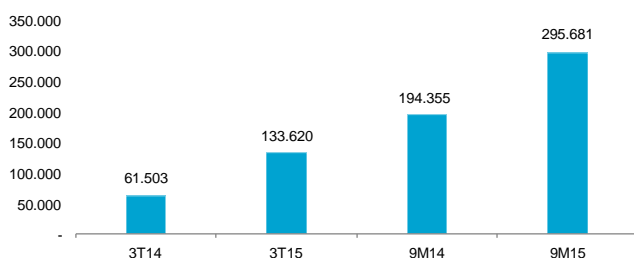
**INVESTIMENTOS (R\$ MIL)\***

	3T15	3T14	Var. %	2T15	Var. % (1)	9M15	9M14	Var. % (2)
Novas Conexões	46.638	31.300	49,0%	46.634	0,0%	123.486	105.311	17,3%
Rede	30.920	31.941	-3,2%	30.964	-0,1%	71.795	64.033	12,1%
Combate às Perdas	9.829	8.318	18,2%	9.238	6,4%	24.895	23.311	6,8%
Qualidade do Sistema Elétrico	12.259	14.477	-15,3%	12.786	-4,1%	24.353	26.847	-9,3%
Outros	8.832	9.146	-3,4%	8.940	-1,2%	22.547	13.875	62,5%
Medidores	1.782	2.242	-20,5%	1.980	-10,0%	5.087	5.477	-7,1%
Outros (Non - Network)	9.197	(3.388)	<-100,0%	5.918	55,4%	17.064	14.623	16,7%
Variação de Estoque	45.083	(592)	<-100,0%	28.769	56,7%	78.249	4.911	>100,0%
<b>Total Investido</b>	<b>133.620</b>	<b>61.503</b>	<b>&gt;100,0%</b>	<b>114.265</b>	<b>16,9%</b>	<b>295.681</b>	<b>194.355</b>	<b>52,1%</b>
Aportes / Subsídios	(9.425)	(10.123)	-6,9%	(8.980)	5,0%	(27.720)	(704)	>100,0%
<b>Investimento Líquido</b>	<b>124.195</b>	<b>51.380</b>	<b>&gt;100,0%</b>	<b>105.285</b>	<b>18,0%</b>	<b>267.961</b>	<b>193.651</b>	<b>38,4%</b>

(1) Variação entre 3T15 e 2T15; (2) Variação entre 9M15 e 9M14

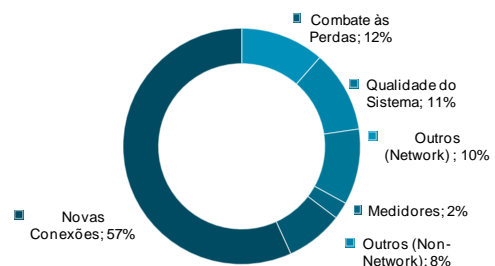
**Investimentos Totais (R\$ Mil)\***

Evolução 3T14 - 3T15 e 9M14 - 9M15



**Portfólio de Investimentos (R\$ mil)**

Dados de 9M15



\* Valores não auditados pelos auditores independentes

## Comentário do Desempenho

Os investimentos realizados pela Coelce no 3T15 alcançaram R\$ 134 milhões, superior em R\$ 72 milhões ao realizados no mesmo período do ano anterior. O maior volume de investimentos no 3T15, foi direcionado aos investimentos para Novas Conexões, que totalizaram R\$ 47 milhões\*.

### Mercado Bursátil

#### COTAÇÃO DE FECHAMENTO (R\$/AÇÃO)\*

	3T15	3T14	Var. %	2T15	Var. % (1)	9M15	9M14	Var. % (2)
Ordinárias - ON (COCE3)	30,11	35,10	-14,2%	40,00	-24,7%	30,11	35,10	-14,2%
<b>Preferenciais A - PNA (COCE5)</b>	<b>34,69</b>	<b>37,50</b>	<b>-7,5%</b>	<b>41,66</b>	<b>-16,7%</b>	<b>34,69</b>	<b>37,50</b>	<b>-7,5%</b>
Preferenciais B - PNB (COCE6)	35,00	35,00	-	35,00	-	35,00	35,00	-

(1) Variação entre 3T15 e 2T15; (2) Variação entre 9M15 e 9M14

#### INDICADORES DE MERCADO\*

	3T15	3T14	Var. %	2T15	Var. % (1)	9M15	9M14	Var. % (2)
Informações sobre Ação Preferencial A (COCE5)								
Cotação (R\$/ação)	34,69	37,50	-7,5%	41,66	-16,7%	34,69	37,50	-7,5%
Média Diária de Negócios	62	97	-36,1%	83	-25,3%	83	141	-41,1%
Média Diária de Volume Financeiro (R\$)	739.443	1.215.388	-39,2%	1.007.869	-26,6%	930.018	2.342.409	-60,3%
Valor de Mercado (R\$ milhões)	2.481	2.800	-11,4%	3.153	-21,3%	2.481	2.800	-11,4%
Enterprise Value (EV) (3) (R\$ milhões)	3.693	3.779	-2,3%	4.296	-14,0%	3.693	3.779	-2,3%
EV/EBITDA (4)	4,03	7,70	-47,7%	4,65	-13,3%	4,03	7,70	-47,7%
Preço da Ação PNA / Lucro por Ação (4) (P/L)	5,66	15,39	-63,2%	8,49	-33,3%	5,66	15,39	-63,2%
Valor de Mercado/Patrimônio Líquido	1,22	1,75	-30,3%	1,63	-25,2%	1,22	1,75	-30,3%

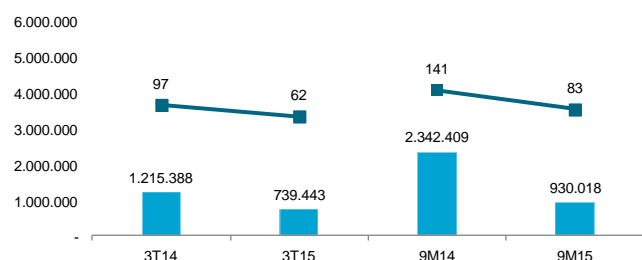
(1) Variação entre 3T15 e 2T15; (2) Variação entre 9M15 e 9M14

(3) EV = Valor de mercado + Dívida líquida; (4) EBITDA e Lucro por Ação dos quatro últimos trimestres;

(5) Proventos por Ação pagos nos últimos 4 trimestres / Preço da Ação no final do período

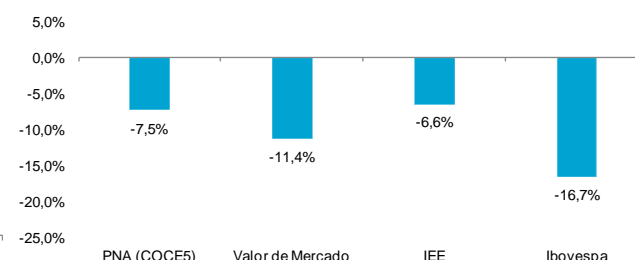
#### Média Diária de Negócios (Negócios) e Volume Médio Diário (R\$)\*

Evolução 3T14 - 3T15 e 9M14 - 9M15



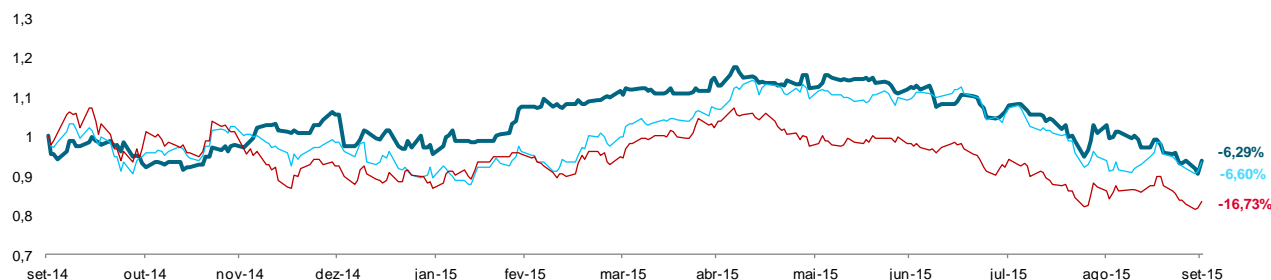
#### Indicadores de Mercado - Variação 12 meses (%)\*

Dados até set/15



#### Evolução diária COCE5, IEE e IBOVESPA - base 1

Dados de 12 meses - até set/15



O *free float* do Capital Social da Coelce (ações em livre negociação na BM&FBovespa) é de 25,9%.

A Coelce possui, atualmente, 3 papéis negociados na BM&FBovespa, sendo que o de maior liquidez é a ação preferencial A (COCE5), que no 3T15 teve uma média de 62 negócios diários (-36,1% vs. 3T14) e um volume financeiro diário médio de R\$ 0,7 milhões (-39,2% vs. 3T14). Os demais papéis têm menor liquidez, e podem eventualmente apresentar negociações que fogem à percepção média do mercado sobre a Companhia e indiquem distorções no preço do ativo.

A ação preferencial classe A (COCE5) apresentou desvalorização (sem ajuste por proventos) de 7,5% nos 12 meses até setembro de 2015. O IEE e o Ibovespa apresentaram desvalorização de 6,6% e 16,7%, respectivamente. Ajustando-se as cotações pelos proventos deliberados, a desvalorização da ação preferencial classe A (COCE5) seria de 6,3%.

## 5 OUTROS TEMAS RELEVANTES

\* Valores não auditados pelos auditores independentes

## Comentário do Desempenho

### 17º Edição do Prêmio ABRADÉE (2015)

A Coelce foi eleita pela Abradee (Associação Brasileira de Distribuidoras de Energia Elétrica) a melhor distribuidora de energia do Brasil, pela quinta vez durante a 17ª edição do Prêmio. Além disso, a Coelce também recebeu o prêmio de primeiro lugar na categoria "Responsabilidade Social", pela quarta vez consecutiva, e o primeiro lugar na categoria "Qualidade na gestão".

### Bandeiras Tarifárias

A partir de 2015, as contas de energia incorporaram os efeitos do Sistema de Bandeiras Tarifárias. As bandeiras verde, amarela e vermelha indicam se a energia custará mais ou menos, em função das condições de geração de eletricidade.

O sistema possui três bandeiras: verde, amarela e vermelha – as mesmas cores dos semáforos - e indicam o seguinte:

Bandeira verde: condições favoráveis de geração de energia. A tarifa não sofre nenhum acréscimo;

Bandeira amarela: condições de geração menos favoráveis. A tarifa sofre acréscimo de R\$ 2,50 para cada 100 quilowatt-hora (kWh) consumidos;

Bandeira vermelha: condições mais custosas de geração. A tarifa sofre acréscimo de R\$ 4,50 para cada 100 kWh consumidos.

A energia elétrica no Brasil é gerada predominantemente por usinas hidrelétricas. Para funcionar, essas usinas dependem das chuvas e do nível de água nos reservatórios. Quando há pouca água armazenada, usinas termelétricas podem ser ligadas com a finalidade de poupar água nos reservatórios das usinas hidrelétricas. Com isso, o custo de geração aumenta, pois essas usinas são movidas a combustíveis como gás natural, carvão, óleo combustível e diesel. Por outro lado, quando há muita água armazenada, as térmicas não precisam ser ligadas e o custo de geração é menor.

Com as bandeiras, haverá a sinalização mensal do custo de geração da energia elétrica que será cobrada do consumidor, com acréscimo das bandeiras amarela e vermelha. Essa sinalização dá, ao consumidor, a oportunidade de adaptar seu consumo, se assim desejar.

### Revisão Tarifária Extraordinária

Foi aprovada a Revisão Extraordinária da COELCE no dia 27 de fevereiro de 2015. A revisão teve como objetivo repassar às tarifas os descasamentos observados entre custos reais e a cobertura tarifária do encargo da Conta de Desenvolvimento Energético (CDE) e dos custos de compra de energia. O reajuste médio aprovado para a COELCE foi de 10,28%.

### Redução do Preço-Teto do PLD

Em 25 de novembro, a ANEEL aprovou novos limites do PLD de 2015 (diminuição de R\$/MWh 823 para 388 R\$/MWh como limite máximo e aumento 16 R\$/MWh para 30 R\$/MWh como preço mínimo). A decisão foi o resultado de um amplo debate, que teve início com a Consulta Pública n. 09/2014 e, posteriormente, a Audiência Pública n. 54/2014.

O principal efeito do novo limite é a redução do impacto financeiro para os distribuidores a possíveis riscos futuros de exposição contratual de energia ao mercado spot, no qual o preço spot estava em seu limite em grande parte do ano de 2014. Do ponto de vista das geradoras, o novo preço-teto também resulta em mitigação do risco de exposição econômica e financeira irreversível, quando a produção está inferior aos valores determinados por contrato. Por outro lado, se reduz a possibilidade de vender a energia livre com preços mais elevados (atualmente os geradores podem dividir sua energia livre entre os meses do ano, na chamada sazonalização, priorizando a geração nos meses onde se espera que os preços fiquem mais elevados).

### Assinatura do Aditivo ao Contrato de Concessão

A Diretoria da ANEEL aprovou no dia 25 de novembro de 2013, durante Reunião Pública, o resultado da Audiência Pública Nº 61/2014, que discutiu o aprimoramento da proposta de aditivo aos Contratos de Concessão das Empresas de Distribuição de Energia.

A Agência discutiu o assunto devido ao fato de cada contrato de concessão de distribuição ter uma data própria de reajuste tarifário, que, em sua maioria, não está alinhada com a data de término do contrato de concessão.

Para sanar o problema, a ANEEL decidiu que as distribuidoras serão indenizadas em decorrência da extinção, por qualquer motivo, da concessão. "Além dos valores indenizados referentes aos ativos ainda não amortizados dos bens reversíveis, também serão considerados para fins de indenização, os saldos remanescentes (ativos ou passivos) de eventual insuficiência de recolhimento ou ressarcimento pela tarifa em decorrência da extinção, por qualquer motivo, da concessão, relativos a valores financeiros a serem apurados com base nos regulamentos preestabelecidos pela ANEEL, incluídos aqueles constituídos após a última alteração tarifária".

O termo aditivo ao contrato de concessão da Coelce, processo nº 48500.0005603/2014- 05, foi publicado no Diário Oficial da União no dia 22 de dezembro de 2014.

### Revisão Tarifária Ordinária

A Companhia passou pelo 4º ciclo de revisão tarifária, com data base em 22 de abril de 2015, conforme previsto no contrato de concessão. A ANEEL definiu as tarifas, através da Resolução Homologatória nº 1.882/2015. Essa definição conduz a um efeito tarifário médio para os consumidores cativos da distribuidora de 11,69%, que tem a seguinte composição:

- (i) Reposicionamento tarifário de 4,50%;
- (ii) Adição de componentes financeiros para o período 2015-2016 de 6,67%;
- (iii) Exclusão do componentes financeiros do reajuste de 2014, um impacto positivo de 0,52%.

Essas movimentações tarifárias combinadas resultam no efeito médio percebido pelo consumidor de 11,69% [4,50% + 6,67% + 0,52%].

\* Valores não auditados pelos auditores independentes  
\* Valores não auditados pelos auditores independentes

## **Comentário do Desempenho**

## Notas Explicativas

### Companhia Energética do Ceará - COELCE

#### 1. Contexto operacional

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 todo o Estado do Ceará, e esta toma por base o Contrato de Concessão de Distribuição nº 01, de 13 de maio de 1998, com vencimento para maio de 2028.

Como resultado da Audiência Pública nº 061/2014, em 10 de dezembro de 2014 foi aprovado o Termo Aditivo ao Contrato de Concessão da Companhia, estabelecendo que, em caso de extinção da concessão, além dos valores de indenização decorrentes de investimentos não amortizados ou depreciados no curso da concessão, também serão objeto de indenização ou devolução pelo Poder Concedente, os saldos remanescentes apurados de itens da Parcela A da tarifa e outros componentes financeiros que não tenham sido recuperados ou devolvidos através do(s) ciclo(s) tarifário(s), conforme informado na Nota 10.

#### 2. Apresentação das informações trimestrais

As informações trimestrais foram elaboradas e estão sendo apresentadas de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil, que compreendem as normas da Comissão de Valores Mobiliários ("CVM") e os pronunciamentos do Comitê de Pronunciamentos Contábeis ("CPC"), que estão em conformidade com as normas internacionais de contabilidade emitidas pelo IASB - International Accounting Standards Board.

Na elaboração das informações trimestrais foram adotados princípios e práticas contábeis consistentes com os divulgados nas demonstrações financeiras de 31 de dezembro de 2014, publicadas na imprensa oficial em 24 de abril de 2015. Essas informações trimestrais devem ser analisadas em conjunto com aquelas demonstrações financeiras, para melhor compreensão das informações apresentadas.

A autorização para emissão destas informações trimestrais ocorreu em reunião da Diretoria realizada em 22 de outubro de 2015.

#### 3. Alterações e atualizações na legislação regulatória

##### a) Conta do Ambiente de Contratação Regulada - ACR

Criada em 2014 pelo decreto nº 8.221/2014 e regulada pela Resolução da ANEEL nº 612/2014, é administrada pela CCEE e é destinada para cobrir os custos de compra de energia resultantes da exposição involuntária no mercado spot e o custo adicional dos despachos de usinas térmicas acionadas.

Para obtenção de recursos para esta conta, foi criado um grupo de bancos que seriam os credores da operação e, com isso, foram emitidos três empréstimos que serão pagos ao longo dos próximos anos pelo consumidor.

A COELCE recebeu um aporte de R\$132.560, conforme despacho nº 773, de 27 de março de 2015, que reduziu a conta de "Valores a receber de Parcela A" registrada no ativo circulante da Companhia.



## Notas Explicativas

### Companhia Energética do Ceará - COELCE

#### b) Bandeiras tarifárias

Em janeiro de 2015 iniciou a cobrança adicional de tarifa aplicado a todos os consumidores cativos em função das condições de geração de energia, buscando reduzir os eventuais descompassos entre os custos reais de compra de energia por parte das distribuidoras e suas respectivas coberturas tarifárias.

O sistema é composto de três bandeiras cujas condições de aplicação e funcionamento são descritas na tabela a seguir:

Bandeiras tarifárias	Aplicada quando CMO <sup>1</sup> (R\$/MWh)	Valor referente a janeiro e fevereiro (R\$/KWh)	Valor vigente entre março e agosto (R\$/KWh)	Valor vigente a partir de setembro (R\$/KWh)
Verde	< 200,00	Sem acréscimo	Sem acréscimo	Sem acréscimo
Amarela	Entre 200,00 e 388,48 <sup>2</sup>	0,015	0,025	0,025
Vermelha	> 388,48	0,030	0,055	0,045

<sup>1</sup> Custo Marginal de Operação – maior custo de geração vigente.

<sup>2</sup> O limite é o teto do PLD vigente. No momento 388,48 R\$/MWh.

O Decreto nº 8.401/2015, de 4 de fevereiro de 2015 determinou que os recursos provenientes da aplicação das bandeiras tarifárias pelos agentes de distribuição passam a ser revertidos à Conta Centralizadora dos Recursos de Bandeiras Tarifárias (“CCRBT”) administrada pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (“CCEE”). Os recursos disponíveis nessa conta serão repassados aos agentes de distribuição considerando a diferença entre os valores realizados incorridos por cada distribuidora e a cobertura tarifária vigente de cada agente. Em 30 de setembro de 2015, encontra-se registrado, em Aporte CCRBT, no passivo circulante o montante de R\$ 1.236, dos quais (i) R\$ 2 refere-se ao saldo de inadimplentes do Despacho ANEEL nº 2.440 de 29 de julho de 2015; e (ii) valor remanescente de R\$ 1.238 que se refere a estimativa de pagamento a conta de Bandeira – CCRBT para as competências de julho, agosto e setembro de 2015.

#### c) Revisão Extraordinária da COELCE

Foi aprovada em 27 de fevereiro de 2015, através da Resolução Homologatória nº 1.858 a revisão extraordinária da COELCE que teve como objetivo repassar às tarifas os descasamentos observados entre custos reais e as coberturas tarifárias do encargo da Conta de Desenvolvimento Energético (CDE) e dos custos de compra de energia. O reajuste médio aprovado para a COELCE foi de 10,28%.

#### d) Revisão e reajuste tarifário

Em 22 de abril de 2015, a Companhia teve homologado, em caráter provisório<sup>1</sup>, a 4ª Revisão Tarifária através da Resolução Homologatória nº 1.882/2015. Essa definição conduz a um efeito tarifário médio para os consumidores cativos da distribuidora de 11,69%.

Em função da definição da nova BRR, a Administração procedeu ao recálculo do ativo financeiro remanescente ao final da concessão não tendo sido identificados ajustes significativos.

<sup>1</sup> Até 22 de abril de 2015, parte da metodologia a ser aplicada ao 4º Ciclo de Revisão Tarifária das distribuidoras ainda não havia sido aprovada pela ANEEL. Dessa forma, a 4ª Revisão Tarifária da COELCE foi em parte realizada adotando-se a metodologia do 3º Ciclo de Revisão Tarifária. Para garantir um tratamento isonômico entre a COELCE e as demais distribuidoras, a ANEEL optou por homologar em caráter provisório a 4ª Revisão Tarifária da COELCE. As diferenças apuradas entre as tarifas de energia homologadas e os resultantes da aplicação da nova metodologia serão compensadas no reajuste tarifário de 2016.

**Notas Explicativas****Companhia Energética do Ceará - COELCE****4. Caixa e equivalentes de caixa**

<u>Descrição</u>	<u>30/09/2015</u>	<u>31/12/2014</u>
Caixa e contas correntes bancárias	6.240	42.043
Aplicações financeiras		
CDB (Aplicações diretas)	-	101.474
Operações compromissadas	50.003	-
	<u>50.003</u>	<u>101.474</u>
Fundos exclusivos		
CDB (Fundos exclusivos)	1.204	13.063
Operações compromissadas (Fundos exclusivos)	1.491	23.854
	<u>2.695</u>	<u>36.917</u>
Aplicações financeiras	<u>52.698</u>	<u>138.391</u>
<b>Caixa e equivalentes de caixa</b>	<b><u>58.938</u></b>	<b><u>180.434</u></b>

O excedente de caixa da Companhia é aplicado de forma conservadora em ativos financeiros de baixo risco, sendo os principais instrumentos financeiros representados por CDB – Certificados de Depósitos Bancários e operações compromissadas. Os investimentos tem 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 a natureza e característica das aplicações financeiras, as mesmas já estão reconhecidas pelo seu valor justo, em contrapartida ao resultado.

**5. Títulos e valores mobiliários**

	<u>30/09/2015</u>	<u>31/12/2014</u>
Títulos públicos (Investimentos exclusivos)	1.214	11.455
<b>Total</b>	<b><u>1.214</u></b>	<b><u>11.455</u></b>

A Companhia aplica seus excedentes de caixa em títulos públicos pós-fixados e pré-fixados, além de outros instrumentos tradicionais de renda fixa com baixo risco de crédito e alta liquidez.

## Notas Explicativas

### Companhia Energética do Ceará - COELCE

#### 6. Consumidores, concessionários e permissionários

Classe de consumidores	Vencidos	Vencidos até 90 dias	Vencidos há mais de 90 dias	30/09/2015	31/12/2014
Circulante					
Fornecimento	244.222	181.214	69.697	495.133	336.969
Encargo emergencial	-	-	2.466	2.466	2.457
Créditos junto a clientes com ações judiciais (a)	-	-	69.355	69.355	65.980
Consumidores livres	4.357	-	-	4.357	3.468
Consumidores baixa renda (b)	77.286	-	-	77.286	37.318
Parcelamento de débitos	41.301	-	-	41.301	12.447
Fornecimento não faturado	197.555	-	-	197.555	140.186
Contas a receber com partes relacionadas - vide Nota 19	-	-	78	78	40
Outros créditos	3.492	5.954	619	10.065	5.982
Subtotal	568.213	187.168	142.215	897.596	567.529
Provisão para créditos de liquidação duvidosa	-	-	(109.644)	(109.644)	(97.933)
Total circulante	568.213	187.168	32.571	787.952	469.596
Não circulante					
Comercialização na CCEE	-	-	15.289	15.289	15.289
Parcelamento de débitos	8.761	-	-	8.761	7.231
Provisão para créditos de liquidação duvidosa	(1.741)	-	(15.289)	(17.030)	(15.825)
Total não circulante	7.020	-	-	7.020	6.695

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

	31/12/2014	Adições	Reversão de Baixas	30/09/2015
Provisão para crédito de liquidação duvidosa	(113.758)	(25.522)	12.606	(126.674)

A provisão para créditos de liquidação duvidosa ("PCLD") foi constituída com base nos critérios estabelecidos pela legislação regulatória aliada à análise dos riscos de perdas dos valores vencidos de clientes, ações judiciais e ou dívidas parceladas. Esta provisão é considerada suficiente pela Companhia para cobrir eventuais perdas na realização dos valores a receber.

##### a) Créditos junto a clientes com ações judiciais

Contas a receber de diversos consumidores que questionam a legalidade e pleiteiam a restituição de valores envolvidos na majoração da tarifa de energia elétrica, ocorrida na vigência do Plano Cruzado. Esses consumidores obtiveram judicialmente, o direito de compensar os créditos pleiteados com as faturas atuais, mesmo ainda não tendo sido o mérito da questão transitado em julgado. A Companhia mantém PCLD para esses casos no montante de R\$ 53.351 em 30 de setembro de 2015 (R\$ 54.751 em 31 de dezembro de 2014), suficientes para cobrir eventuais perdas em relação a essas ações.

##### b) Consumidores de baixa renda

Com base nas Resoluções Normativas ANEEL nº 407 e 414/2010, fica estabelecido que a Eletrobras repassará mensalmente às distribuidoras, utilizando recursos da CDE, o montante de subvenção para recompor os descontos tarifários concedidos aos consumidores de baixa renda enquadrados nos critérios das antigas Resoluções Normativas ANEEL nº 246/2002 e nº 485/2004.

## Notas Explicativas

### Companhia Energética do Ceará - COELCE

#### 7. Subvenção CDE - desconto tarifário

Valor a ser repassado pela Eletrobras, para cobertura de descontos incidentes sobre as tarifas de energia de classes específicas de consumidores, conforme previsto no art. 13, inciso VII, da Lei nº 10.438, redação dada pela Medida Provisória nº 605, e em cumprimento ao disposto no art. 3º do Decreto nº 7.891. Os recursos são oriundos da CDE, e são homologados pela ANEEL no processo de reajuste anual das distribuidoras.

Em 8 de abril de 2015, foi emitida a Nota Técnica nº 87/2015 aprovando o valor mensal de R\$ 20.111 a ser repassado pela Eletrobras durante o período de abril de 2015 a março de 2016, dos quais o montante de R\$ 2.034 corresponde ao ajuste referente à diferença entre os valores previstos e realizados em relação ao período de abril de 2014 a março de 2015, e o valor de R\$ 18.077 corresponde à previsão para o período de abril de 2015 a março de 2016.

	<u>30/09/2015</u>	<u>31/12/2014</u>
Resolução Homologatória 1.711/2014	<b>74.489</b>	105.581
Resolução Homologatória 1.882/2015	<b>134.399</b>	-
Parcela de ajuste (estimativa)	<b>(10.421)</b>	(2.278)
Atualização monetária (*)	<b>3.437</b>	-
	<u><b>201.904</b></u>	<u>103.303</u>

\* A Aneel homologou a Resolução Homologatória 1.857/2015, no qual ficou estabelecido que a Eletrobras deverá atualizar os valores dos repasses dos recursos da CDE realizados em atraso com relação à data fixada para repasse pela variação mensal do Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo ("IPCA") e que deverá ser aplicada a partir de março de 2015.

#### 8. Tributos a compensar

	<u>30/09/2015</u>		<u>31/12/2014</u>	
	<u>Circulante</u>	<u>Não circulante</u>	<u>Circulante</u>	<u>Não circulante</u>
Imposto de renda e contribuição social	<b>29.066</b>	-	25.188	-
ICMS (a)	<b>37.645</b>	<b>25.386</b>	34.595	18.488
ICMS parcelamento	<b>11.056</b>	-	11.056	-
PIS e COFINS	<b>695</b>	-	2.452	-
INSS Patronal (b)	<b>3.027</b>	-	18.645	-
Outros tributos	<b>724</b>	-	734	-
Total	<u><b>82.213</b></u>	<u><b>25.386</b></u>	<u>92.670</u>	<u>18.488</u>

(a) Do total de crédito de ICMS, R\$ 43.297 em 30 de setembro de 2015 (R\$ 31.454 em 31 de dezembro de 2014) refere-se aos créditos vinculados à aquisição de bens do ativo permanente, os quais estão sendo compensados mensalmente à razão de 1/48 avos. E o valor de R\$ 19.732 (R\$ 21.765 em 31 de dezembro de 2014) refere-se a créditos de compra de energia e incentivos culturais (CEFIC) os quais são compensados no mês seguinte.

(b) No decorrer do trimestre findo em 30 de setembro de 2014 a Companhia obteve decisão favorável no Mandado de Segurança (Processo nº 0011488-23.2000.4.05.8100 - AMS77770-CE). A decisão concede à COELCE o direito de não mais pagar a referida contribuição, bem como de recuperar os valores, através de compensação financeira a partir de outubro de 2014, considerando os montantes desde a apresentação da ação (ano 2000). O montante a ser recuperado é de R\$ 3.027 em 30 de setembro de 2015.

## Notas Explicativas

## Companhia Energética do Ceará - COELCE

## 9. Cauções e depósitos

Instituição	Tipo de Aplicação	30/09/2015		31/12/2014	
		Circulante	Não Circulante	Circulante	Não Circulante
Itaú-Unibanco TOP DI	Fundo de Investimento	32.513	-	30.136	-
Bradesco	CDB	-	13	-	13
Itaú	CDB	-	714	-	659
BNB	CDB	-	17.181	-	17.458
Banco do Brasil	Título do Tesouro EUA	-	6.907	-	5.912
Caixa	Caução	320	-	320	-
Outros		-	194	-	20
<b>Total</b>		<b>32.833</b>	<b>25.009</b>	<b>30.456</b>	<b>24.062</b>

Os valores em garantias são aplicados em fundos de investimento de renda fixa, CDBs e outros instrumentos financeiros de baixo risco, os quais se referem a garantias exigidas em contratos de empréstimos e financiamentos, valores retidos de fornecedores e de contratos de aquisição de energia elétrica conforme cláusulas contratuais.

## 10. Valores a receber de Parcela A e outros itens financeiros

Em 31 de dezembro de 2014, a Companhia efetuou o reconhecimento dos saldos de CVA e outros componentes financeiros de forma prospectiva, a partir da assinatura dos respectivos aditivos ao contrato de concessão – comentado na Nota 1. Dessa forma, a Companhia apurou o saldo líquido dos ativos e passivos de CVA e outros componentes financeiros, tendo como consequência o registro de um ativo líquido em à Receita de vendas de bens e serviços. A partir de 1º de janeiro de 2015, a Companhia passou a reconhecer as atualizações monetárias sobre os referidos saldos em aberto nas receitas financeiras.

	30/09/2015		31/12/2014	
	Circulante	Não circulante	Circulante	Não circulante
Amortização / diferimentos tarifários (CVAs) (a)	136.923	34.858	113.163	44.576
Compra de energia	176.028	18.409	138.931	55.555
Encargo de serviço do sistema - ESS	(84.105)	(21.966)	(46.403)	(18.502)
Uso da rede básica	18.032	3.767	19.690	7.933
Outros	26.968	34.648	945	(410)
Outros valores a receber de Parcela A e outros itens financeiros	76.533	125.313	38.317	110.353
Repasse de sobrecontratação de energia	17.132	70.847	42.310	17.700
Recomposição de ICMS (b)	70.509	47.053	30.710	91.210
Diferencial Eletronuclear	872	1.111	5.497	2.434
Postergação de revisão tarifária	-	-	(34.574)	-
Bandeiras tarifárias - receita não faturada	(19.757)	-	-	-
Outros ativos e passivos regulatórios	7.777	6.302	(5.626)	(991)
Outros valores a receber de Parcela A e outros itens financeiros	213.456	160.171	151.480	154.929
Variação líquida em 12 (doze) meses (ativo-passivo) - não revisado				
Diferimento tarifários (CVAs)	58.618			
Outros valores a receber de Parcela A e outros itens financeiros	163.529			
<b>Total</b>	<b>222.147</b>			

**Notas Explicativas****Companhia Energética do Ceará - COELCE**a) Valores tarifários não gerenciáveis a compensar da Parcela A - CVA

A Portaria Interministerial dos Ministros de Estado da Fazenda e de Minas e Energia nº 25, de 24 de janeiro de 2002, estabeleceu a Conta de Compensação de Variação de Valores de Itens da "Parcela A" - CVA, com o propósito de registrar as variações de custos, negativas ou positivas, ocorridas no período entre reajustes tarifários anuais. Estas variações são apuradas por meio da diferença entre os gastos efetivamente incorridos e os gastos estimados no momento da constituição da tarifa nos reajustes tarifários anuais, e são atualizadas monetariamente pela taxa SELIC.

b) Recomposição de ICMS

Durante o processo de reajuste tarifário de 2014, a Aneel autorizou o repasse em quatro eventos tarifários do custo histórico não compensado, correspondente à alteração dos critérios de classificação da Subclasse Residencial Baixa Renda e à majoração da alíquota do imposto em determinados contratos de compra de energia. O valor homologado, atualizado pelo Índice Geral de Preço do Mercado - IGP-M até mar/14 somavam R\$ 149.556 mil relativos às competências entre maio de 2003 e junho de 2013, onde parte já foi repassada para a tarifa. O saldo deste ativo em 30 de setembro é de R\$ 80.401.

Além disso, a empresa tem registrado em seu ativo circulante o saldo de R\$ 6.687 referentes ao ICMS não compensados nos meses de março a setembro de 2015.

**11. Benefício fiscal - ágio incorporado****Ágio de incorporação da controladora**

O ágio oriundo da operação de incorporação de sua controladora Distriluz Energia Elétrica S.A., aprovada em Assembleia Geral Extraordinária de 27 de setembro de 1999 está fundamentado nos resultados futuros durante o prazo de concessão e vem sendo amortizado no prazo compreendido entre a data da incorporação até 31 de dezembro de 2027, em proporções mensais a sua rentabilidade projetada, conforme determinação da Resolução nº 269, de 15 de setembro de 1999, da ANEEL.

O registro contábil está de acordo com as disposições da Instrução CVM nº 319/99, alterada pela Instrução nº 349/01 que consistem 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.

O quadro a seguir demonstra a abertura dos valores de ágio e sua provisão, bem como o efeito na conta de reserva de capital no patrimônio líquido:

<b>Benefício fiscal - ágio incorporado</b>	<b>30/09/2015</b>	<b>31/12/2014</b>
Ágio da incorporação	<b>775.960</b>	775.960
Amortização acumulada	<b>(602.817)</b>	(585.061)
Provisão sobre o ágio	<b>(429.365)</b>	(429.365)
Reversão da provisão sobre o ágio	<b>314.841</b>	303.121
<b>Total</b>	<b>58.619</b>	64.655
Circulante	<b>7.537</b>	8.049
Não Circulante	<b>51.082</b>	56.606
<b>Reserva de capital</b>	<b>30/09/2015</b>	<b>31/12/2014</b>
Ágio da incorporação	<b>775.960</b>	775.960
(-) Desdobramento e resgate de ações	<b>(125.407)</b>	(125.407)
Provisão sobre o ágio	<b>(429.365)</b>	(429.365)
<b>Total</b>	<b>221.188</b>	221.188

**Notas Explicativas****Companhia Energética do Ceará - COELCE****12. Depósitos vinculados a litígios**

	<u>30/09/2015</u>	<u>31/12/2014</u>
Trabalhistas	15.375	11.179
Cíveis	20.350	19.313
Fiscais	3.337	3.513
Total	<u>39.062</u>	<u>34.005</u>

**13. Ativo indenizável (concessão)**

A movimentação dos saldos referentes ao ativo indenizável (concessão) está assim apresentada:

Saldo em 31 de dezembro de 2013	<u>630.799</u>
Transferências do ativo intangível	257.891
Marcação a mercado - ativo indenizável	(104.977)
Saldo em 31 de dezembro de 2014	<u>783.713</u>
Transferências do ativo intangível	36.840
Marcação a mercado - ativo indenizável	<u>(17.733)</u>
Saldo em 30 Setembro de 2015	<u>802.820</u>

A concessão de distribuição da Companhia não é onerosa. Desta forma, não há obrigações financeiras fixas e pagamentos a serem realizados ao poder concedente.

**Valor novo de reposição – Lei nº 12.783/13**

Em 11 de janeiro de 2013, foi promulgada a Lei nº 12.783 que tornou definitiva a Medida Provisória nº 579 de 11 de setembro de 2012, que dispunha sobre a prorrogação e licitação das concessões de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica, sobre a redução dos encargos setoriais, sobre a modicidade tarifária, e dá outras providências.

De acordo com este normativo legal, o cálculo do valor dos investimentos vinculados a bens reversíveis, ainda não amortizados ou não depreciados, para fins de indenização, deve utilizar como base a metodologia de valor novo de reposição, conforme critérios estabelecidos em regulamento do poder concedente.

## Notas Explicativas

## Companhia Energética do Ceará - COELCE

## 14. Intangível

A movimentação dos saldos do intangível está demonstrada a seguir:

	Em serviço				Em curso			Total
	Custo	Amortização acumulada	Obrigações especiais	Valor líquido	Custo	Obrigações especiais	Valor líquido	
Saldo em 31 de dezembro de 2013	3.568.882	(1.770.968)	(443.541)	1.354.373	620.422	(225.624)	394.798	1.749.171
Adições	-	-	-	-	264.661	(9.680)	254.981	254.981
Baixas	(140.081)	120.090	-	(19.991)	-	-	-	(19.991)
Amortização	-	(209.654)	31.185	(178.469)	-	-	-	(178.469)
Transferências	663.482	-	(74.118)	589.364	(663.482)	74.118	(589.364)	-
Transferências para o ativo indenizável	(257.891)	-	-	(257.891)	-	-	-	(257.891)
(-) Provisão para redução de recuperabilidade	2.805	-	-	2.805	799,00	-	799	3.604
Saldo em 31 de dezembro de 2014	3.837.197	(1.860.532)	(486.474,00)	1.490.191	222.400	(161.186)	61.214	1.551.405
Adições	-	-	-	-	289.571	(27.720)	261.851	261.851
Baixas	(37.048)	26.617	54.295	43.864	-	-	-	43.864
Amortização	-	(134.460)	24.657	(109.803)	-	-	-	(109.803)
Transferências	137.777	-	(3.161)	134.616	(137.777)	3.161	(134.616)	-
Transferências para ativo indenizável	(38.126)	-	1.286	(36.840)	-	-	-	(36.840)
Reclassificação para o imobilizado	-	-	-	-	(1.124)	-	(1.124)	(1.124)
Saldo em 30 de setembro de 2015	3.899.800	(1.968.375)	(409.397)	1.522.028	373.070	(185.745)	187.325	1.709.353

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 definições da ANEEL para fins tarifários e de determinação da indenização dos bens reversíveis. Como resultado da utilização desse critério de amortização, o total do ativo intangível será amortizado de forma linear e limitado ao prazo remanescente do contrato de concessão da Companhia. Esse intangível é avaliado pelo custo de aquisição, deduzido da 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 12.783/2013

Ao final da concessão, o valor residual das obrigações vinculadas à concessão do serviço público de energia elétrica será deduzido do ativo financeiro (indenização).

## 15. Fornecedores

	30/09/2015	31/12/2014
<b>Suprimento e transporte de energia</b>		
Compra de Energia	276.067	247.969
Energia Livre	15.556	8.516
Encargo de Uso da Rede	9.156	11.005
Diferencial Eletronuclear	1.711	8.592
Partes relacionadas (vide nota 19)	102.329	94.113
Materiais e serviços	127.053	70.943
<b>Total</b>	<b>531.872</b>	<b>441.138</b>
Circulante	524.289	434.264
Não circulante	7.583	6.874



## Notas Explicativas

## Companhia Energética do Ceará - COELCE

## 16. Obrigações fiscais

	30/09/2015			31/12/2014		
	Circulante	Não Circulante	Total	Circulante	Não Circulante	Total
Imposto de renda - IRPJ e contribuição social - CSLL	9.197	-	9.197	-	-	-
Imposto sobre circulação de mercadorias e serviços - ICMS	87.474	-	87.474	54.112	-	54.112
REFIS IV - Federal (Previdenciário)	1.783	14.413	16.196	1.719	15.045	16.764
Contribuição para financiamento da seguridade social - COFINS	15.539	-	15.539	6.852	-	6.852
Programa de integração social - PIS	3.350	-	3.350	1.484	-	1.484
Imposto sobre serviços - ISS	1.020	-	1.020	1.536	-	1.536
PIS/COFINS/IRRF/CSRF (Retidos na Fonte)	2.342	-	2.342	1.754	-	1.754
Outros tributos e contribuições	4.861	-	4.861	6.124	-	6.124
Total	125.566	14.413	139.979	73.581	15.045	88.626

## 17. Empréstimos e financiamentos

As principais informações a respeito dos empréstimos e financiamentos em moeda estrangeira e nacional são:

Moeda estrangeira:	30/09/2015	31/12/2014	Início	Vencimento	Tipo de amortização	Garantias	Encargos financeiros
União Federal – Bônus de Desconto (i)	4.564	3.040	15/08/1997	11/04/2024	Ao Final	Recebíveis e Conta Reserva	USD + Libor + 1,0125% a.a.
União Federal – Bônus ao Par (i)	6.682	4.400	15/08/1997	11/04/2024	Ao Final	Recebíveis e Conta Reserva	USD + 6,2% a.a.
Total moeda estrangeira	11.246	7.440					
Moeda nacional:							
Eletrobras (ii)	48.939	62.234	03/03/2000	30/09/2023	Mensal	Recebíveis e Nota Promissória	6,95% a.a.
Banco do Nordeste – FNE (iii)	74.566	90.563	29/12/2004	15/03/2019	Mensal	Fiança Bancária e Conta Reserva	10% a.a.
BNDES FINAME 2012-2013 (iv)	31.978	35.076	28/08/2013	15/06/2023	Mensal	Recebíveis e Conta Reserva	3,00% a.a.
BNDES FINEM 2012-2013 A (iv)	61.849	71.516	28/08/2013	15/06/2020	Mensal	Recebíveis e Conta Reserva	TJLP + 2,8% a.a.
BNDES FINEM 2012-2013 B (iv)	61.873	71.547	28/08/2013	15/06/2020	Mensal	Recebíveis e Conta Reserva	TJLP + 3,8% a.a.
ITAÚ CCB (v)	150.618	155.070	20/03/2014	20/03/2019	Mensal	-	112% CDI
Banco do Brasil (BB Agropecuário) (vi)	317.210	304.692	12/11/2014	07/11/2019	Anual	-	107% CDI
Total moeda nacional	747.033	790.698					
Total de empréstimos e financiamentos	758.279	798.138					
Circulante	79.479	72.189					
Não circulante	678.800	725.949					
	758.279	798.138					

- (i) União Federal (agente financeiro: Banco do Brasil): dívida de médio e longo prazo (DMLPs) - Confissão de dívida com a União Federal em 15 de agosto de 1997. O contrato está dividido em 7 (sete) subcréditos (quatro deles já liquidados), remunerados a base de variação cambial (dólares norte-americanos).

Os contratos de DMLP com variação em moeda estrangeira celebradas com a União Federal, tendo o Banco do Brasil S.A. como agente financeiro, não estão vinculados a contratos de swap. O percentual de exposição cambial destes contratos está dentro do limite estipulado na política de riscos financeiros da Companhia, representando apenas 0,69% da dívida total, na posição de 30 de setembro de 2015.

- (ii) Eletrobras: Empréstimo contratado para cobertura financeira dos custos diretos das obras do programa de eletrificação rural, que integra o programa de universalização do acesso e uso de energia elétrica – Luz para Todos, do Ministério das Minas e Energia, com recursos originários da RGR e CDE.
- (iii) Banco do Nordeste do Brasil - Programa de incentivo as fontes alternativas de energia (Proinfra) - A Companhia celebrou contrato com o Banco do Nordeste do Brasil para o financiamento de inversões fixas, através de recursos do FNE/PROINFRA.

**Notas Explicativas****Companhia Energética do Ceará - COELCE**

- (iv) BNDES FINAME/FINEM: Financiamentos para o plano de investimento 2012/2013 da Companhia contratados em 28 de junho de 2013, no montante total de R\$ 217.185, através de sindicato liderado pelo Itaú, com repasse de recursos do BNDES. Até 31 de março de 2014 havia sido liberado pelo BNDES 89% do total do contrato.
- (v) Cédula de crédito bancário Itaú: Empréstimo com vencimento em março de 2019, na modalidade de capital de giro destinados ao apoio financeiro da Companhia e utilizados para cobrir custos operacionais.
- (vi) Cédula de Crédito Bancário Banco do Brasil: Empréstimo com vencimento em novembro de 2019, na modalidade de Crédito Agrário destinados ao apoio financeiro da companhia.

Nas operações de empréstimo junto ao Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social – BNDES, Banco do Brasil e ao Banco Itaú, a Companhia comprometeu-se a cumprir as seguintes obrigações, durante a vigência dos contratos, as quais foram adequadamente atendidas em 30 de setembro de 2015:

Obrigações especiais financeiras	Banco	Índice
Endividamento financeiro líquido / LAJIDA (máximo)	BNDES / FINEM / Itaú CCB	3,50
Endividamento financeiro líquido / Endividamento financeiro líquido + Patrimônio líquido (máximo)	BNDES / FINEM / Itaú CCB	0,60
Endividamento financeiro líquido / LAJIDA (máximo)	Banco do Brasil (BB Agropecuário)	3,00

O principal dos empréstimos e financiamentos a longo prazo, tem sua curva de amortização distribuída da seguinte forma:

	30/09/2015
2016	<b>89.905</b>
2017	<b>184.622</b>
2018	<b>184.029</b>
2019	<b>167.467</b>
Após 2019	<b>52.777</b>
	<b>678.800</b>

**18. Debêntures**

	30/09/2015		31/12/2014		Emissão	Vencimento		Remuneração	Tipo de amortização	Quantidade de títulos
	Circulante	Não circulante	Circulante	Não circulante		Inicial	Final			
1ª Série 3ª Emissão	58.789	52.000	54.613	52.000	15/10/2011	15/10/2015	15/10/2016	CDI + 0,97% a.a.	Semestral	10.400
2ª Série 3ª Emissão	25.154	384.530	5.105	356.970	15/10/2011	15/10/2016	15/10/2018	IPCA + 6,85% a.a.	Annual	29.600
(-) Custo de transação	(377)	(538)	(377)	(820)						
Total sem efeito de swap	83.566	435.992	59.341	408.150						
Resultado das operações de swap	(2.385)	(3.276)	(585)	(4.984)						
Total de debêntures	81.181	432.716	58.756	403.166						

Em 30 de setembro de 2015 as debêntures são simples e não conversíveis em ações

A seguir apresentamos a movimentação das debêntures:

	Circulante	Não circulante	Total
Em 31 de dezembro de 2014	58.756	403.166	461.922
Correção monetária	-	27.560	27.560
Transferência de prazos	(376)	376	-
Encargos provisionados	30.647	-	30.647
Encargos pagos	(6.422)	-	(6.422)
Transferência custo de transação	94	(94)	-
Apropriação custo de transação	282	-	282
Resultado das operações de swap	(1.800)	1.708	(92)
Em 30 de setembro de 2015	81.181	432.716	513.897

## Notas Explicativas

### Companhia Energética do Ceará - COELCE

A Companhia está sujeita à manutenção de determinados índices financeiros, calculados trimestralmente, conforme definido na escritura de emissão das debêntures e seus respectivos aditamentos.

Obrigações especiais financeiras	Índice
Dívida financeira líquida / EBITDA (máximo)	2,50
EBITDA/Despesa financeira líquida (mínimo)	2,75

Em 26 de setembro de 2014 foi realizada a Assembleia Geral de Debenturistas da 3ª Emissão, na qual foram aprovadas as alterações dos textos das Escrituras de Emissão, a fim de modificar a metodologia de cálculo do EBITDA\*, incluindo em sua composição ajustes positivos e negativos da CVA – Conta de Ajustes das Variações da Parcela A, e a eliminação da condição de vencimento antecipado automático para o descumprimento de índices financeiros por dois trimestres consecutivos. A alteração aprovada não modificou o patamar histórico dos *covenants* financeiros e teve como objetivo refletir de forma mais adequada os resultados econômicos da Companhia, eliminando a volatilidade decorrente da exclusão desses ajustes positivos e negativos da CVA – Conta de Ajustes das Variações da Parcela A, no cálculo do EBITDA para fins de aferição dos índices financeiros exigidos.

\*Conforme definido na escritura de emissão das debêntures, o EBITDA significa o lucro ou prejuízo da Emissora, relativo aos últimos 12 (doze) meses, antes da contribuição social e imposto de renda, equivalência patrimonial, resultados financeiros, provisão para contingências, provisão para créditos de liquidação duvidosa, baixas de títulos incobráveis, depreciação e amortização e ajustes positivos e negativos da CVA – Conta de Ajustes das Variações da Parcela A, desde que não incluídos no resultado operacional (informações não revisadas).

Em 30 de setembro de 2015, a Companhia atendeu todos os indicadores requeridos pelas respectivas escrituras de emissão.

#### 19. Partes relacionadas

A Companhia mantém operações com partes relacionadas que pertencem ao mesmo grupo econômico, cujos montantes, natureza das transações e efeitos nas informações trimestrais estão demonstrados a seguir:

Empresas	Ref	Natureza da operação	30/09/2015					31/12/2014					
			*Ativo circulante	*Passivo circulante	*Passivo não circulante	Receita/ (Despesa)	Intangível	*Ativo circulante	*Passivo circulante	*Passivo não circulante	Receita/ (Despesa)	Intangível	
Endesa Fortaleza - CGTF	(a)	Compra de Energia	-	101.428	-	(478.889)	-	-	-	91.834	-	(276.483)	-
Endesa Cachoeira - CDSA	(b)	Compra de Energia	-	703	-	(4.331)	-	-	643	-	(3.053)	-	
Companhia de Interconexão Energética - CIEN	(c)	Encargo de Uso	-	198	-	(1.777)	-	-	290	-	(789)	-	
Fundação Coelce de Seguridade Social-FAELCE		Confissão de dívida	-	5.573	-	-	-	-	770	-	-	-	
Fundação Coelce de Seguridade Social-FAELCE	(d)	Plano de pensão	-	-	77.268	(6.224)	274	-	-	90.312	(1.639)	339	
EN-Comercio e Serviço SA (PRATIL)	(e)	Arecadação	78	-	-	698	-	40	-	-	239	-	
Enel Energy Europe	(f)	Serviço	-	-	-	-	-	-	1.346	-	(1.279)	-	
			<b>78</b>	<b>107.902</b>	<b>77.268</b>	<b>(490.523)</b>	<b>274</b>	<b>40</b>	<b>94.883</b>	<b>90.312</b>	<b>(283.004)</b>	<b>339</b>	
(-) Plano de pensão				5.573	77.268	-	-		770	90.312	-	-	
Parte relacionadas			<b>78</b>	<b>102.329</b>	-	<b>(490.523)</b>	<b>274</b>	<b>40</b>	<b>94.113</b>	-	<b>(283.004)</b>	<b>339</b>	

\* Esses valores são classificados como contas a receber, fornecedores e obrigações com benefícios pós-emprego, respectivamente (vide Notas 6, 15 e 21).

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

- CGTF - Central Geradora Termelétrica S.A.:** 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.
- CDSA - Centrais Elétricas Cachoeira Dourada S.A.:** Operações de compra de energia por parte da companhia oriundos de leilão CCEAR 2º LEE – 2005 ou MCSD 2º LEE 2005.

## Notas Explicativas

### Companhia Energética do Ceará - COELCE

- c) CIEN - Companhia de Interconexão Energética: Despesas com a Rede Básica no período, esses contratos são homologados pela a ANEEL mediante despacho.
- d) FAELCE - Plano de pensão: A Companhia, como mantenedora da FAELCE, realiza repasses mensais destinados à manutenção financeira da FAELCE e aportes para reserva atuarial dos planos previdenciários dos funcionários da Companhia, classificados como “Benefício Definido” e “Contribuição Definida”.
- e) EN-Brasil Comércio e Serviços S.A. (“Prátil”): Contrato para a cobrança na fatura de energia elétrica de valores referentes aos serviços e/ou produtos ofertados por esta aos clientes da Companhia.
- f) Enel Energy Europe: A Companhia mantém contrato com a Enel Energy referente a serviços de licenciamento, implementação e manutenção de software.

#### Remuneração da administração

A remuneração total do conselho de administração e dos administradores da Companhia no semestre findo em 30 de setembro de 2015 foi de R\$ 7.915 (R\$ 7.829 em 30 de setembro de 2014).

#### 20. Programas de P&D e de eficiência energética

	30/09/2015		31/12/2014	
	Circulante	Não Circulante	Circulante	Não Circulante
Programa de Eficiência Energética	7.726	23.487	7.726	26.917
Programa de Pesquisa e Desenvolvimento	-	20.960	5.527	25.054
Fundo Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico - FNDCT	106	-	416	-
Ministério de Minas e Energia- MME	5.206	-	(165)	-
Total	13.038	44.447	13.504	51.971

Conforme Lei nº 9.991, as concessionárias e permissionárias de serviços públicos de distribuição de energia elétrica estão obrigadas a destinar, anualmente, um por cento (1%) de sua receita operacional líquida para os Programas de Pesquisa e Desenvolvimento Tecnológico e de Eficiência Energética, distribuído de acordo com os percentuais determinados pela ANEEL.

A Companhia contabiliza as despesas referentes aos Programas de Eficiência Energética e Pesquisa e Desenvolvimento conforme seu período de competência, permanecendo os valores em aberto são corrigidos pela SELIC até a efetiva realização.

## Notas Explicativas

### Companhia Energética do Ceará - COELCE

#### 21. Obrigações com benefícios pós-emprego

A Companhia é patrocinadora de fundo de pensão, administrado pela Fundação Coelce de Seguridade Social - FAELCE, entidade fechada de previdência privada complementar, pessoa jurídica de direito privado sem fins lucrativos. A Fundação administra dois planos de benefícios, sendo um na modalidade de benefício definido (Plano BD), que tem por finalidade principal complementar os benefícios a que têm direito auferir, como segurados de previdência social, os empregados da Companhia, e um na modalidade de contribuição definida (Plano CD), que tem por objetivo conceder um benefício em função da reserva acumulada em nome do participante.

Os planos administrados pela Companhia têm as seguintes principais características:

a) Plano de Contribuição Definida (CD)

Para o Plano CD a Companhia contribui mensalmente na mesma proporção do participante. O valor da contribuição varia em função da remuneração, tendo seu cálculo definido com base nas alíquotas 2,5%, 4,0% e 9,0%, aplicadas “em cascata”.

b) Plano de Benefício Definido (BD)

O plano BD tem o regime financeiro de capitalização para os benefícios de aposentadoria, pensão e auxílios.

O custeio do plano de benefícios é coberto por contribuições dos participantes e da patrocinadora. Para o Plano BD a Companhia contribui mensalmente com a taxa de 4,45% da folha de remuneração de todos os seus empregados e dirigentes participantes, para cobertura do custo normal e com taxa de 2,84% sobre o quociente (não inferior à unidade) entre o número de empregados e dirigentes participantes da FAELCE, existentes em 31 de julho de 1997, e o número de empregados participantes existentes no mês de competência da contribuição suplementar amortizante, estando prevista a vigência dessa contribuição suplementar durante 22 anos e 6 meses, a contar de julho de 1997. Além desse percentual, a patrocinadora é responsável pelo pagamento das despesas administrativas da atividade previdenciária da referida entidade.

Os benefícios do plano compreendem:

- ▶ Complementação de aposentadoria por invalidez;
- ▶ Complementação de aposentadoria por tempo de contribuição;
- ▶ Complementação de aposentadoria por idade;
- ▶ Complementação de aposentadoria especial;
- ▶ Complementação de auxílio reclusão;
- ▶ Complementação de pensão por morte;
- ▶ Complementação de abono anual.

O cálculo matemático relativo aos benefícios de complementação de aposentadorias e pensões do Plano BD adota o método da unidade de crédito projetada.

Em 30 de junho de 1999 foi firmado contrato de dívida consolidando todos os débitos provenientes de retenções e atrasos nos repasses de obrigações e encargos financeiros pela Companhia. Em 30 de setembro de 2007 foi assinado um terceiro aditivo, conforme resolução CGPC no 17/96 do Ministério da Previdência e Assistência Social. O pagamento desse contrato foi feito em 14 parcelas semestrais e sucessivas, sendo iniciado em 31 de dezembro de 2007 e finalizado em 30 de junho de 2014.

## Notas Explicativas

### Companhia Energética do Ceará - COELCE

#### c) Plano de assistência médica

O plano de saúde, administrado pela Unimed Fortaleza, é regido por contrato que prevê cláusula de reajuste periódico das contribuições ao plano em função da sinistralidade do grupo. O custeio é determinado per capita com base em tabela, segregada em 10 faixas etárias, de acordo com o critério permitido pela Agência Nacional de saúde suplementar - ANS.

O plano pode ser segregado em 3 grupos distintos e que compartilham a mesma apólice:

- ▶ Ativos - o plano é extensivo aos empregados e seus dependentes. O custo cobrado pela administradora do plano é parcialmente coberto pela empresa, observada a proporção contributiva estipulada em função de faixa salarial atingida. Pelo fato de serem contributivos por empregado, geram benefício de permanência vitalícia após 10 anos de vínculo, conforme Lei 9.656.
- ▶ Aposentados Lei 9.656 - grupo que exerceu o direito de permanência no plano, desde que mantido às próprias expensas, conforme Lei 9.656. O custo é cobrado diretamente pela Unimed, administradora do plano, conforme as regras do plano.
- ▶ Aposentados Especiais - grupo fechado de aposentados e seus dependentes, custeados parcialmente pela empresa (60%), decorrente de negociação, ratificada através de acordo coletivo.

#### d) Benefício de pagamento da multa do FGTS na aposentadoria

Nos casos de aposentadoria em qualquer das categorias, havendo extinção do contrato de trabalho, fica assegurado ao empregado o recebimento da multa equivalente a 40% do saldo do FGTS para fins rescisórios nos termos dos Atos das Disposições Constitucionais Transitórias.

Atualmente os planos BD e CD apresentaram um superávit atuarial total de R\$ 159.712 em 30 de setembro de 2015. O superávit atuarial não é reconhecido contabilmente, pois de acordo com as regras do Conselho Nacional da Previdência Complementar (CNPc) – Resolução CGPC nº 26/2008, alterada pela Resolução CNPC 09/2012, eventual benefício econômico para a patrocinadora, somente poderá ser requerido se a reserva de contingência estiver reconhecida pelo seu percentual máximo, que é 25% das reservas matemáticas, de modo a assegurar o equilíbrio financeiro do plano em função da volatilidade destas obrigações. Somente a partir deste limite, o superávit poderá vir a ser utilizado pela patrocinadora para abater contribuições futuras ou ser reembolsado à patrocinadora. Para Coelce, esta relação estava abaixo de 5% em 30 de setembro de 2015. Já para os planos de assistência médica e FGTS para setembro de 2015 apresentaram um passivo total de R\$ 82.840.

**Notas Explicativas****Companhia Energética do Ceará - COELCE****Análise da obrigação atuarial**Conciliação dos saldos de abertura e fechamento do valor presente da obrigação

	<u>30/09/2015</u>	<u>31/12/2014</u>
Valor presente da obrigação atuarial no início do exercício	<b>904.974</b>	817.861
Custo dos serviços correntes	<b>2.278</b>	(424)
Contribuição dos participantes	<b>1.504</b>	2.089
Custos dos juros	<b>81.293</b>	97.120
Benefícios pagos pelo plano	<b>(51.026)</b>	(60.038)
Perdas (ganhos) atuariais sobre a obrigação atuarial	<b>(75.545)</b>	48.366
Valor presente da obrigação atuarial ao final do exercício	<b>863.478</b>	904.974

Conciliação dos saldos de abertura e fechamento do valor justo dos ativos dos planos

	<u>30/09/2015</u>	<u>31/12/2014</u>
Valor justo dos ativos do plano no início do exercício	<b>961.150</b>	910.871
Retorno esperado dos ativos do plano	<b>87.829</b>	110.589
contribuições recebidas de participantes do plano	<b>1.504</b>	2.089
Contribuições recebidas do empregador	<b>13.229</b>	25.395
Benefícios pagos pelo plano	<b>(51.026)</b>	(60.038)
Ganhos (perdas) atuarias sobre os ativos do plano	<b>(72.336)</b>	(27.756)
Valor justo dos ativos do plano ao final do exercício	<b>940.350</b>	961.150

Conciliação de abertura e fechamento do efeito de teto do ativo de benefício definido

	<u>30/09/2015</u>	<u>31/12/2014</u>
Efeito do teto de ativo não reconhecido no início do exercício	<b>147.258</b>	177.515
Juros sobre o efeito do teto de ativo não reconhecido	<b>13.827</b>	22.056
Variação no teto de ativo não reconhecido no exercício corrente	<b>(1.373)</b>	(52.313)
	<b>159.712</b>	147.258

Conciliação do valor presente da obrigação e do valor dos ativos dos planos, com os ativos e os passivos reconhecidos no balanço patrimonial

	<u>30/09/2015</u>	<u>31/12/2014</u>
Valor presente das obrigações atuariais	<b>863.478</b>	904.974
Valor justo dos ativos	<b>(940.349)</b>	(961.150)
Valor presente das obrigações em excesso ao valor justo dos ativos	<b>(76.871)</b>	(56.176)
Efeito do limite para reconhecimento do ativo	<b>159.712</b>	147.258
(Ativo) passivo atuarial líquido	<b>82.841</b>	91.082
Dívida contratada	-	12.824
(Ativo) passivo atuarial líquido apurado	<b>82.841</b>	103.906

**Notas Explicativas****Companhia Energética do Ceará - COELCE**Despesa reconhecida nas demonstrações do resultado

	<u>30/09/2015</u>	<u>31/12/2014</u>
Custo do serviço corrente bruto	3.782	1.665
Contribuições de participante	<b>(1.504)</b>	(2.089)
Custo do serviço líquido	<u>2.278</u>	<u>(424)</u>
Juros sobre a obrigação atuarial	81.293	97.120
Rendimento esperado dos ativos no ano	<b>(87.829)</b>	(110.589)
Juros sobre o efeito do teto de ativo não reconhecido	<u>13.827</u>	<u>22.056</u>
Juros líquidos sobre o passivo	<u>7.291</u>	<u>8.587</u>
Total reconhecido na DRE	<u><b>9.569</b></u>	<u>8.163</u>

Categoria principal de ativos que cada plano representa do valor justo do total dos ativos dos planos

	<u>30/09/2015</u>	<u>31/12/2014</u>
Renda fixa	766.344	779.064
Renda variável	65.207	70.244
Investimentos imobiliários	92.441	90.071
Outros	<u>16.357</u>	<u>21.771</u>
Total do valor justo dos ativos do plano	<u><b>940.349</b></u>	<u>961.150</u>

Valores totais reconhecidos em outros resultados abrangentes

	<u>30/09/2015</u>	<u>31/12/2014</u>
(Ganho)/Perda sobre as obrigações atuariais	<b>(75.545)</b>	48.366
(Ganho)/Perda sobre os ativos	72.336	27.756
Varição na restrição de reconhecimento do ativo	<b>(1.373)</b>	(52.313)
Varição no ajuste para reconhecimento de dívida	-	<u>(12.824)</u>
Montante reconhecido no exercício em ORA	<u><b>(4.582)</b></u>	<u>10.985</u>

Retorno real dos ativos dos planos

	<u>30/09/2015</u>	<u>31/12/2014</u>
Retorno esperado sobre os ativos do plano	87.829	110.589
Ganho (Perda) atuarial sobre os ativos do plano	<b>(72.336)</b>	<u>(27.756)</u>
Retorno real sobre os ativos dos planos	<u><b>15.493</b></u>	<u>82.833</u>

Valores atuariais para o exercício corrente e anterior:

	<u>30/09/2015</u>	<u>31/12/2014</u>
Obrigação de benefício definido	<b>(863.478)</b>	(904.974)
Ativos do plano	<u>940.350</u>	<u>961.150</u>
Superávit (déficit)	76.872	56.176
Ajustes de experiências sobre os passivos do plano	75.545	(48.366)
Ajustes de experiências sobre os ativos do plano	<u>72.336</u>	<u>27.756</u>

**Premissas biométricas adotadas**



## Notas Explicativas

### Companhia Energética do Ceará - COELCE

As principais premissas adotadas pelo atuário independente para a realização do cálculo foram:

Principais Premissas Atuariais	Planos BD	Plano CD	Plano Médico	Plano FGTS
Taxa de desconto	14,48%	14,62%	14,41%	14,69%
Taxa de rendimento esperado dos ativos	14,48%	14,62%	N/A	N/A
Taxa de crescimento salarial	9,69%	9,69%	N/A	9,69%
Taxa de inflação esperada	6,50%	6,50%	6,50%	6,50%
Reajuste de benefício concedidos de prestação continuada	6,50%	6,50%	N/A	N/A
Tábua de mortalidade geral	AT-2000	AT-2000	AT-2000	AT-2000
Tábua de entrada em invalidez	Light-Média	Light-Média	Light-Média	Light-Média
Tábua de mortalidade de inválidos	AT-49 + 6anos	AT-49 + 6anos	AT-49 + 6anos	N/A

Para avaliação atuarial do trimestre findo em 30 de setembro de 2015, foi adotada premissa de crescimento dos custos médicos (inflação médica) de 9,69% a.a. (3% a.a. em termos reais).

## 22. 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

Segue abaixo quadro demonstrativo das provisões para contingências constituídas pela Companhia:

	31/12/2014		30/09/2015			Saldo acumulado
	Saldo acumulado	Adições	Reversões	Atualização monetária	Pagamentos	
Trabalhistas (a)	32.690	19.444	(16.230)	12.793	(9.566)	39.131
Cíveis (b)	60.152	20.510	(10.694)	10.703	(5.294)	75.377
Fiscais	1.997	-	-	145	(21)	2.121
Regulatório	88.352	6.482	(2.150)	177	(23.497)	69.364
Total	183.191	46.436	(29.074)	23.818	(38.378)	185.993

#### a) Riscos trabalhistas

As principais causas trabalhistas são relacionadas 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, desapropriações, ações de menor complexidade com trâmite nos juizados especiais, ações judiciais envolvendo pedido de indenização por danos causados em razão de oscilação na tensão do fornecimento de energia elétrica, suspensão do fornecimento e cobranças indevidas de valores.

## Notas Explicativas

### Companhia Energética do Ceará - COELCE

#### 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:

	<u>31/09/2015</u>	<u>31/12/2014</u>
Trabalhistas	45.875	41.085
Cíveis	737.923	644.569
Fiscais	411.944	396.678
Juizados especiais	9.052	8.135
	<u>1.204.794</u>	<u>1.090.467</u>

As ações consideradas na avaliação dos assessores jurídicos da Companhia com expectativa de perda possível referem-se, substancialmente, a mesma natureza das causas apresentadas com expectativa de perda provável.

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

- I. No âmbito estadual, a Companhia discute diversos temas referentes ao ICMS que totalizam o montante de R\$ 338.791 em 30 de setembro de 2015 (R\$ 307.636 em 31 de dezembro de 2014) e tratam de: (i) regime especial originado do termo de acordo 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 diferença entre valores contabilizados e valores informados nas declarações fiscais.
- II. No âmbito municipal, a Companhia possui processos judiciais e administrativos com o Município de Fortaleza referentes ao ISS. O saldo atual atualizado corresponde a R\$34.753 em 30 de setembro de 2015 (R\$ 50.792 em 31 de dezembro de 2014) e tratam de: (i) serviços acessórios; (ii) locação de bens móveis; e (iii) retenção na fonte e serviços prestados em outros Municípios. A empresa ganhou execução fiscal no valor de R\$20.162 e por isso o total dos processos foi reduzido. A Companhia possui ainda processo judicial com o Município de Iguatu referente ao ISS no valor de R\$ 3.264 em 30 de setembro de 2015.
- III. Em relação aos tributos federais, a Companhia possui (i) processos administrativos referentes ao IRPJ que totalizam o montante de R\$ 5.807 (R\$7.530 em 31 de dezembro de 2014), (ii) processo judicial referente ao IRPJ e à CSLL no valor de R\$ 20.285 (R\$ 19.573 em 31 de dezembro de 2014), bem como (iii) um processo judicial referente a COFINS no valor de R\$ 1.092 em 30 de setembro de 2015 (R\$ 1.064 em 31 de dezembro de 2014).
- IV. A Companhia, além dos processos descritos, possui ainda outros de menor valor que envolvem temas de CSLL, PIS, COFINS, ICMS, IPTU e ISS no valor total de R\$ 7.952 (R\$ 7.000 em 31 de dezembro de 2014).

#### 23. Patrimônio líquido

##### a) Capital social

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

## Notas Explicativas

## Companhia Energética do Ceará - COELCE

	Ações ordinárias (em unidade)		Ações preferenciais (em unidade)				Total (em unidades)			
	Total (I)		Classe A		Classe B		Total (II)			
							(I) + (II)			
Enel Brasil S.A.	44.061.433	91,66%	1.770.000	6,26%	-	0,00%	1.770.000	5,94%	45.831.433	58,87%
Enerjis	3.002.812	6,25%	8.818.006	31,21%	424	0,03%	8.818.430	29,60%	11.821.242	15,16%
Eletrobras	-	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	3.710	0,01%	5.897.923	20,88%	-	0,00%	5.897.923	19,80%	5.901.633	7,58%
Fundo de pensão	919.403	1,91%	3.553.570	12,58%	-	0,00%	3.553.570	11,93%	4.472.973	5,75%
Outros	80.579	0,17%	4.245.445	15,03%	3.097	0,20%	4.248.542	14,27%	4.329.121	5,56%
Total de ações	<b>48.067.937</b>	<b>100,00%</b>	<b>28.252.700</b>	<b>100,00%</b>	<b>1.534.662</b>	<b>100,00%</b>	<b>29.787.362</b>	<b>100,00%</b>	<b>77.855.299</b>	<b>100,00%</b>

b) 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.

A partir de 2007, a Companhia deixou de constituir reserva legal por atender ao disposto no art. 193 § 1º da Lei nº 6.404/76 uma vez que a soma da sua reserva de capital mais a reserva legal excedeu a 30% do capital social.

c) 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 podem exceder o montante do capital integralizado, conforme os termos do artigo 29, alínea d, IV 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.

d) Reserva de incentivo fiscal

A legislação do imposto de renda possibilita que as empresas situadas na Região Nordeste, e que atuam no setor de infraestrutura, reduzam o valor do imposto de renda devido para fins de investimentos em projetos de ampliação da sua capacidade instalada, conforme determina o artigo 551, § 3º, do Decreto nº 3.000, de 26 de março de 1999. 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.

Em atendimento à Lei nº 11.638/07 e CPC 07, o valor correspondente ao incentivo SUDENE apurado a partir da vigência da Lei foi contabilizado no resultado do período, e posteriormente será transferido para a reserva de lucro devendo somente ser utilizado para aumento de capital social ou para eventual absorção de prejuízos contábeis conforme previsto no artigo 545 do Regulamento de Imposto de Renda.

A Companhia apurou em 30 de setembro de 2015 o valor de R\$ 61.283 (R\$ 84.904 em 31 de dezembro de 2014) de incentivo fiscal SUDENE, calculado com base no lucro da exploração, aplicado a redução de 75% do imposto de renda apurado pelo lucro real.

**Notas Explicativas****Companhia Energética do Ceará - COELCE**e) Reserva de ágio

Essa reserva no montante de R\$ 221.188 foi gerada 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 através de incorporação, vide Nota 11.

f) Dividendos

De acordo com o estabelecido no estatuto social da Companhia, o dividendo mínimo obrigatório é de 25% sobre o lucro líquido ajustado, em conformidade com o artigo 202 da Lei das Sociedades por Ações.

g) Outros resultados abrangentes

O CPC 38 que determina que a parte eficaz dos ganhos ou perdas dos instrumentos financeiros derivativos classificados como hedge de fluxo de caixa devem ser reconhecidas diretamente no patrimônio em outros resultados abrangentes. Sendo assim, a Companhia em 30 de setembro de 2015 reconheceu o valor líquido de R\$ 1.514 (R\$ 515 em 30 de setembro de 2014) na rubrica de outros resultados abrangentes.

**24. Lucro por ação**

	<u>30/09/2015</u>	<u>30/09/2014</u>
<b>Lucro do período</b>	<b>313.274</b>	88.634
Lucro atribuível as ações ordinárias	<b>193.416</b>	54.723
Nº de ações ordinárias (em unidades)	<b>48.067.937</b>	48.067.937
Lucro básico e diluído em reais por ação	<b>4,02</b>	1,14

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

**Notas Explicativas****Companhia Energética do Ceará - COELCE****25. Receita líquida**

A composição do fornecimento de energia elétrica, por classe de consumidores, está disposta abaixo:

	<u>30/09/2015</u>	<u>30/09/2014</u>
Fornecimento faturado	3.438.291	2.530.572
Fornecimento não faturado	37.613	12.464
Consumidores, concessionários e permissionários	<u>3.475.904</u>	<u>2.543.036</u>
Valores a Receber de Parcela A e outros itens financeiros	539.116	-
Subvenção baixa renda	146.091	156.818
Subvenção CDE - desconto tarifário	167.827	122.336
Receita de uso da rede elétrica-consumidores livres-revenda	74.453	56.303
Receita de construção	261.851	190.993
Outras receitas	41.103	39.935
Receita operacional bruta	<u>4.706.345</u>	<u>3.109.421</u>
(-) Deduções da receita		
ICMS	(894.646)	(600.490)
COFINS	(356.210)	(78.156)
PIS	(77.335)	(16.968)
P&D	(24.675)	(23.215)
Encargo Setorial CDE	(233.718)	-
Taxa de fiscalização	(3.549)	(3.422)
Outros impostos e contribuições sobre a Receita	(205)	(7.636)
Total de deduções de receita	<u>(1.590.338)</u>	<u>(729.887)</u>
Total	<u>3.116.007</u>	<u>2.379.534</u>

**26. Custos e despesas operacionais**

As despesas operacionais têm a seguinte composição por natureza de gasto:

Descrição	30/09/2015				30/09/2014	
	Custo do serviço	Despesa de vendas	Despesas gerais e administrativas	Outras	Total	Total
Pessoal	(84.626)	-	(35.738)	-	(120.364)	(95.031)
Material	(33.590)	-	(309)	-	(33.899)	(8.587)
Serviços de terceiros	(123.651)	(3.986)	(37.381)	-	(165.018)	(178.123)
Energia elétrica comprada para revenda	(1.767.738)	-	-	-	(1.767.738)	(1.455.018)
Encargos do uso do sistema de transmissão	(146.310)	-	-	-	(146.310)	(95.276)
Depreciação e amortização	(98.700)	-	(7.266)	-	(105.966)	(118.442)
Custo na desativação de bens	(10.431)	-	-	-	(10.431)	(1.097)
Reversão de perdas de estoques	-	-	-	-	-	4.346
Provisões para créditos de liquidação duvidosa	-	(25.522)	-	-	(25.522)	(3.186)
Custo de construção	(261.851)	-	-	-	(261.851)	(190.993)
Provisão para riscos fiscais, cíveis e trabalhistas	-	-	(17.362)	-	(17.362)	(9.242)
Indenizações DIC / FIC	(6.440)	-	-	-	(6.440)	(4.855)
Outras despesas operacionais	(13.401)	(3)	(9.111)	(4.347)	(26.862)	(22.577)
Total	<u>(2.546.738)</u>	<u>(29.511)</u>	<u>(107.167)</u>	<u>(4.347)</u>	<u>(2.687.763)</u>	<u>(2.178.081)</u>

Despesa de pessoal	30/09/2015	30/09/2014
Remuneração	(65.248)	(56.631)
Encargos sociais	(25.704)	(24.689)
Provisão de férias e décimo	(9.354)	(9.573)
Plano de saúde	(6.459)	4.953
Auxílio alimentação e outros benefícios	(10.945)	(9.716)
Participação nos resultados	(8.942)	(11.265)
Previdência Privada	(6.246)	(3.268)
Outros	(262)	(331)
(-) Transferências para intangível em curso	12.796	15.489
Total	<u>(120.364)</u>	<u>(95.031)</u>

**Notas Explicativas****Companhia Energética do Ceará - COELCE****27. Resultado financeiro**

A composição do resultado financeiro está disposta abaixo:

	<u>30/09/2015</u>	<u>30/09/2014</u>
Receitas financeiras		
Renda de aplicação financeira	12.271	5.820
Multas e acréscimos moratórios em conta de energia	44.378	28.518
Receita de ativo indenizável	36.562	-
Variação monetária Parcela A e outros itens financeiros	33.558	-
INSS Patronal (*)	-	12.681
Outras receitas financeiras	16.570	2.119
Total das receitas financeiras	<u>143.339</u>	<u>49.138</u>
Despesas financeiras		
Variações monetárias	(30.546)	(15.676)
Encargos de dívidas	(94.121)	(60.820)
Encargos fundo de pensão	(7.291)	(6.440)
Atualização de provisão para riscos tributários, cíveis e trabalhistas	(23.818)	(32.148)
Atualizações de impostos e multas	(3.810)	(4.361)
Correção P&D/PEE	(741)	(518)
IOF/IOC	(1.779)	(4.355)
Multas	(10.517)	(16.237)
Despesa de ativo indenizável	-	(81.086)
Outras despesas financeiras	(12.648)	(25.449)
Total das despesas financeiras	<u>(185.271)</u>	<u>(247.090)</u>
Resultado financeiro	<u>(41.932)</u>	<u>(197.952)</u>

\* A variação na linha de plano de saúde recorreram basicamente pelo motivo mencionado na Nota 8.

## Notas Explicativas

## Companhia Energética do Ceará - COELCE

## 28. Imposto de renda e contribuição social

A reconciliação da provisão para o imposto de renda e contribuição social, calculada pela alíquota fiscal, com os valores constantes na demonstração do resultado é apresentada abaixo:

	30/09/2015		30/09/2014	
	Imposto de renda	Contribuição social	Imposto de renda	Contribuição social
Lucro antes do imposto de renda e contribuição social	386.312	386.312	3.501	3.501
Alíquota nominal dos tributos	15%	9%	15%	9%
Alíquota adicional sobre o valor excedente a R\$ 20/mês	10%	-	10%	0%
	<b>(96.560)</b>	<b>(34.768)</b>	(857)	(315)
Efeito das (adições) exclusões no cálculo do tributo				
Incentivos fiscais	61.283	-	85.113	-
Permanentes - despesas ineditáveis e multas	(1.510)	(861)	681	(610)
Outros	(457)	(165)	823	296
Imposto de renda e contribuição social no resultado	<b>(37.244)</b>	<b>(35.794)</b>	85.760	(629)
Imposto de renda e contribuição social correntes	(33.164)	(34.383)	(40.627)	(46.200)
Imposto de renda e contribuição social diferidos	(4.080)	(1.411)	126.387	45.571
Total	<b>(37.244)</b>	<b>(35.794)</b>	85.760	(629)

	Balancos Patrimoniais		Demonstrações do resultado e resultado abrangente	
	30/09/2015	31/12/2014	30/09/2015	30/09/2014
IR e CS sobre diferenças temporárias	112.394	107.010	5.384	11.387
Provisão para créditos de liquidação duvidosa	43.069	38.678	4.391	1.072
Provisão para ações judiciais e regulatórias	66.127	67.238	(1.111)	9.918
Provisão para obsolescência de estoque	1.193	1.039	154	(1.477)
Outras	2.005	55	1.950	1.874
IR e CS diferidos sobre ajustes dos CPCs - Resultado	(49.389)	(38.514)	(10.875)	160.573
Ativo indenizável (concessão)	(51.329)	(40.394)	(10.935)	27.385
Desreconhecimento de passivo regulatório	-	-	-	133.061
Correção monetária especial (CME) e complementar (CMC)	(1.772)	(1.832)	60	127
Diferido perdas de bens	3.712	3.712	-	-
Subtotal - impacto no resultado de período	63.005	68.496	(5.491)	171.960
IR e CS diferidos sobre ajustes dos CPCs - Resultado abrangente	46.456	47.235	(779)	266
Plano de pensão	47.570	49.128	(1.558)	-
Swap passivo	(1.114)	(1.893)	779	266
Total	<b>109.461</b>	<b>115.731</b>	<b>(6.270)</b>	<b>172.226</b>

## Notas Explicativas

### Companhia Energética do Ceará - COELCE

#### 29. 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 taxas praticadas pelo 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, dentro da sua estratégia, sintonizada com a gestão financeira de melhores práticas para minimização de riscos financeiros, e observando 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. Esse risco é avaliado como baixo, considerando a pulverização do número de clientes e o comportamento estatístico dos níveis de arrecadação.

Adicionalmente, 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.

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 devem ser amplamente discutidas e contarão com contribuições da Companhia, concessionárias e demais agentes do setor.

Em caso de evento imprevisível que venha a afetar o equilíbrio econômico-financeiro da concessão, poderá a COELCE justificar e requerer ao regulador a abertura de uma Revisão Tarifária Extraordinária, ficando a realização desta a critério do regulador. A própria ANEEL também poderá proceder com Revisões Extraordinárias caso haja criação, alteração ou exclusão de encargos e/ou tributos, para repasse dos mesmos às tarifas.

c) Risco de liquidez

A Companhia gerencia o risco de liquidez mantendo adequadas reservas, linhas de crédito bancárias para captação de recursos para capital de giro e para empréstimos e financiamentos que julgue adequados, através do monitoramento contínuo dos fluxos de caixa previstos e reais, e pela combinação dos perfis de vencimento dos ativos e passivos financeiros.



## Notas Explicativas

### Companhia Energética do Ceará - COELCE

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.

As tabelas abaixo apresentam informações sobre os vencimentos futuros dos empréstimos, financiamentos e debêntures da Companhia que estão sendo considerados nos fluxos de caixa projetado:

	Menos de um mês	De um a três meses	De três meses a um ano	De um a cinco anos	Mais de cinco anos	Total
30 de setembro de 2015						
Empréstimos e Financiamentos Pré-fixados	3.900	7.371	32.579	115.221	32.337	191.408
Empréstimos e Financiamentos Pós-fixados	3.113	28.251	74.750	702.164	5.054	813.332
Debêntures	85.657	-	4.091	500.476	-	590.224
	<b>92.670</b>	<b>35.622</b>	<b>111.420</b>	<b>1.317.861</b>	<b>37.391</b>	<b>1.594.964</b>
31 de dezembro de 2014						
Empréstimos e Financiamentos Pré-fixados	3.882	7.906	34.811	142.479	39.536	228.614
Empréstimos e Financiamentos Pós-fixados	2.160	15.874	69.241	708.219	16.566	812.060
Debêntures	-	-	89.891	471.915	-	561.806
	<b>6.042</b>	<b>23.780</b>	<b>193.943</b>	<b>1.322.613</b>	<b>56.102</b>	<b>1.602.480</b>

Os valores previstos para os próximos vencimentos dos instrumentos de hedge que também estão contemplados nos fluxos de caixa da Companhia estão dispostos a seguir:

	De três meses a um ano	De um a cinco anos	Total
30 de Setembro de 2015			
"Swaps" de juros 08/11/12	<b>1.548</b>	<b>1.757</b>	<b>3.305</b>
	<b>1.548</b>	<b>1.757</b>	<b>3.305</b>
31 de dezembro de 2014			
"Swaps" de juros 08/11/12	(3.247)	(1.161)	(4.408)
	(3.247)	(1.161)	(4.408)

Para se precaver de qualquer necessidade emergencial de caixa, a Companhia tem a seu dispor a opção de utilizar, no curto prazo, limites de conta garantida que tem contratada em 30 de setembro de 2015 o valor de R\$ 240.000.

#### d) Gestão do risco de capital

A Companhia administra seu capital, para assegurar as suas atividades normais, ao mesmo tempo em que maximizam o retorno a todas as partes interessadas ou envolvidas em suas operações, por meio da otimização do saldo das dívidas e do patrimônio.

A estrutura de capital da Companhia é formada pelo endividamento líquido (empréstimos e debêntures detalhados nas Notas 17 e 18, deduzidos pelo caixa e equivalentes de caixa e títulos e valores mobiliários detalhados nas Notas 4 e 5, e pelo patrimônio líquido da Companhia (que inclui capital emitido, reservas e lucros acumulados conforme apresentado na Nota 23)).

O índice de endividamento em 30 de setembro de 2015 é de 37% e no exercício findo em 31 de dezembro de 2014 é de 38%.

## Notas Explicativas

### Companhia Energética do Ceará - COELCE

#### e) Risco de encargos de dívida

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 Eletrobras) e atrelados a outros índices menos voláteis às oscilações do mercado financeiro, como a TJLP (BNDES).

Em relação aos empréstimos indexados a taxas variáveis, a companhia monitora as taxas de juros de mercado com o objetivo de avaliar a eventual necessidade de contratação de derivativos para se proteger contra o risco de volatilidade dessas taxas. Baseada nessa análise, em 2012, a Companhia realizou contratação de derivativos para fazer "swap" contra este risco, alterando o risco de taxa de juros (CDI) para taxa pré-fixada.

Em 30 de setembro de 2015, a Companhia possuía 79,7% da dívida total indexada a taxas variáveis, sendo que 9,7% eram atrelados a indicadores menos voláteis às oscilações do mercado, como a TJLP contraídos com o BNDES. Com finalidade de evitar riscos com variações nos índices de mercado, 11% das dívidas variáveis (8,7% do total) tiveram suas taxas fixadas através de contrato de swap.

Os ajustes a débito e a crédito dessas operações estão registrados nas informações trimestrais. Em 30 de setembro de 2015, a Companhia apurou um resultado positivo não realizado na operação de swap no montante de R\$ 5.661 (R\$ 5.569 em 31 de dezembro de 2014).

#### Valorização dos instrumentos financeiros

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

Categoria	Nível	30/09/2015		31/12/2014		
		Contábil	Valor justo	Contábil	Valor justo	
<b>Ativo</b>						
Caixa e equivalente de caixa	Valor justo por meio de resultado	2	58.938	58.938	180.434	95.287
Titulos e valores mobiliarios	Valor justo por meio de resultado	2	1.214	1.214	11.455	12.023
Cauções e depósitos vinculados	Empréstimos e recebíveis	2	57.842	57.842	54.518	60.730
Consumidores, concessionários e permissionários	Empréstimos e recebíveis	2	794.972	794.972	513.609	513.609
Valores a receber de Parcela A e outros itens financeiros	Empréstimos e recebíveis	2	373.627	373.627	5.568	5.568
Instrumentos financeiros derivativos	Empréstimos e recebíveis	2	5.661	5.661	306.409	306.409
Ativo indenizável (concessão)	Disponível para venda	3	802.820	802.820	783.713	783.713
<b>Passivo</b>						
Empréstimos e financiamentos em moeda nacional	Empréstimos e recebíveis	2	747.033	742.575	790.698	777.031
Debêntures em moeda nacional	Empréstimos e recebíveis	2	519.558	520.538	467.491	467.418
Empréstimos, financiamentos em moeda estrangeira	Empréstimos e recebíveis	2	11.246	11.180	7.440	7.034
Fornecedores	Empréstimos e recebíveis	2	531.872	531.872	441.138	441.138

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.

## Notas Explicativas

### Companhia Energética do Ceará - COELCE

#### 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.

#### Instrumento financeiro derivativo

Os valores da curva e de mercado do instrumento financeiro (*swap*) de 30 de setembro de 2015 estão dispostos abaixo:

A estimativa do valor de mercado das operações de swaps foi elaborada baseando-se no modelo de fluxos futuros a valor presente, descontados a taxas de mercado apresentadas pela BM&FBOVESPA na posição de 30 de setembro de 2015.

Derivativo	Valor da curva	Valor de mercado (contábil)	Diferença
Swap DI x PRÉ 08.11.12 HSBC Bank Brasil S.A	2.385	5.661	3.276

A Companhia possui instrumentos derivativos com objetivo exclusivo de proteção econômica e financeira. Em 30 de setembro de 2015 havia 1 (um) contrato de *swap* de CDI para taxa fixa, a fim de diminuir a exposição às flutuações dos índices de mercado.

Em 30 de setembro de 2015, a Companhia detinha operações de *swap* conforme demonstrado abaixo:

Descrição	Contraparte	Data dos contratos	Data de vencimento	Posição	Valores de referência	
					Moeda local	
					30/09/2015	31/12/2014
Contratos de swaps						
Valor	HSBC BANK BRASIL S.A.	08/11/2012	17/10/2016	CDI + 0,97% <sup>aaa</sup> 9,43%	-BRL 5.661	-BRL 5.569
Descrição	Contraparte	Valor justo		Efeito acumulado (valor a receber)		
		30/09/2015	31/12/2014	30/09/2015	31/12/2014	
Contratos de swaps						
(+) Ativo		108.555	104.566	-	-	
(-) Passivo	HSBC BANK BRASIL S.A.	102.894	98.997	-	-	
(=) Ajuste		5.661	5.569	5.661	5.569	

As operações de derivativos são realizadas a fim de proteger o caixa da Companhia. A contratação dos derivativos é realizada com bancos "Investment Grade" com "expertise" necessária para as operações. A Companhia tem por política não negociar e/ou contratar derivativos especulativos.

## Notas Explicativas

### Companhia Energética do Ceará - COELCE

#### 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 nas dívidas da Companhia estabelecida através da projeção das despesas financeiras para os próximos 12 meses de acordo com a curva futuro dos indicadores divulgada pela BM&F.

<b>Indexador do contrato</b>	<b>30/09/2015</b>	<b>Cenário + 25%</b>	<b>Cenário + 50%</b>
IPCA	57.810	65.143	72.358
CDI	66.016	81.276	96.099
TJLP	11.041	12.742	14.421
FIXO	18.649	18.649	18.649
Dólares norte-americano	3.865	6.477	8.648
<b>Total</b>	<b>157.381</b>	<b>184.287</b>	<b>210.175</b>

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:

<b>Contrato</b>	<b>30/09/15</b>	<b>Cenário + 25%</b>	<b>Cenário + 50%</b>
<b>Debênture 1ª série - 3ª emissão</b>	<b>15.263</b>	<b>18.567</b>	<b>21.782</b>
<b>Swap Ponta Ativa</b>	<b>(15.263)</b>	<b>(18.567)</b>	<b>(21.782)</b>
<b>Swap Ponta Passiva</b>	<b>9.116</b>	<b>9.116</b>	<b>9.116</b>
<b>Total</b>	<b>9.116</b>	<b>9.116</b>	<b>9.116</b>

Conforme demonstrado acima, a variação do CDI sobre a parcela da dívida coberta pelo *swap* é compensada inteiramente pelo resultado oposto de sua ponta ativa. Ao mesmo tempo em que os encargos dessa dívida são substituídos pelos juros fixos da ponta passiva, evitando que oscilações do mercado afetem as despesas financeiras da Companhia.

#### 30. Compromissos

Os compromissos relacionados a contratos de longo prazo com a compra de energia acontecerão nos valores de R\$ 533.213 em 2015, R\$ 2.256.519 em 2016, R\$ 2.379.899 em 2017 e R\$ 48.633.414 após 2017.

#### 31. Participação nos resultados

A Companhia implantou o programa de participação dos empregados nos resultados, nos moldes da Lei nº 10.101/00 e artigo nº 189 da Lei nº 6.404/76, baseado em acordo de metas operacionais e financeiras previamente estabelecidas com os mesmos; metas estas que vem desde o plano estratégico da Companhia até sua respectiva área, além de uma avaliação comportamental para cada colaborador.

O montante dessa participação no período de janeiro a setembro de 2015 foi de R\$ 8.942 (R\$ 11.265 em 30 de setembro de 2014).

**Notas Explicativas****Companhia Energética do Ceará - COELCE****32. 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 S.A.

<b>Riscos</b>	<b>Data de vigência</b>		<b>Importância segurada</b>	<b>Limite máximo de garantia por sinistro</b>	
	<b>De</b>	<b>Até</b>			
Risco operacional	01/11/2014	31/10/2015	R\$ 674.970	R\$	122.675
Responsabilidade civil	01/11/2014	31/10/2015	n/a	R\$	490.700

## Pareceres e Declarações / Relatório da Revisão Especial - Sem Ressalva

### RELATÓRIO SOBRE A REVISÃO DE INFORMAÇÕES TRIMESTRAIS

Aos Acionistas, Conselheiros e Diretores da  
Companhia Energética do Ceará - COELCE  
Fortaleza - CE

Revisamos as informações contábeis intermediárias da Companhia Energética do Ceará - COELCE ("Companhia"), contidas no Formulário de Informações Trimestrais - ITR, referentes ao trimestre findo em 30 de setembro de 2015, que compreendem o balanço patrimonial em 30 de setembro de 2015 e as respectivas demonstrações do resultado e do resultado abrangente para os períodos de três e nove meses findos naquela data, e das mutações do patrimônio líquido e dos fluxos de caixa para o período de nove meses findo naquela data, incluindo as notas explicativas.

A Administração da Companhia é responsável pela elaboração das informações contábeis intermediárias de acordo com o Pronunciamento Técnico CPC 21 (R1) - Demonstração Intermediária, 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, respectivamente). 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 intermediárias

Com base em nossa revisão, não temos conhecimento de qualquer 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) aplicável à elaboração de Informações Trimestrais - ITR e apresentadas de forma condizente com as normas expedidas pela Comissão de Valores Mobiliários.

#### Outros assuntos

##### Demonstrações do valor adicionado

Revisamos, também, a demonstração do valor adicionado (DVA), referente ao período de nove meses findo em 30 de setembro de 2015, preparada sob a responsabilidade da Administração da Companhia, cuja apresentação nas informações intermediárias é requerida de acordo com as normas expedidas pela CVM - Comissão de Valores Mobiliários aplicáveis à elaboração de Informações Trimestrais - ITR e considerada informação suplementar pelas IFRS, que não requerem a apresentação da DVA. Essa demonstração foi submetida aos mesmos procedimentos de revisão descritos anteriormente e, com base em nossa revisão, não temos conhecimento de nenhum fato que nos leve a acreditar que não foi elaborada, em todos os seus aspectos relevantes, de acordo com as informações contábeis intermediárias tomadas em conjunto.

Rio de Janeiro, 22 de outubro de 2015

ERNST & YOUNG

Auditores Independentes S.S.

CRC - 2SP 015.199/O-6 - F - RJ

Márcio F. Ostwald

Contador CRC - 1RJ 086.202/O-4