

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 - 01/01/2014 à 30/06/2014	11
DMPL - 01/01/2013 à 30/06/2013	12
Demonstração do Valor Adicionado	13
Comentário do Desempenho	14
Notas Explicativas	29

Pareceres e Declarações

Relatório da Revisão Especial - Sem Ressalva	64
Motivos de Reapresentação	65

Dados da Empresa / Composição do Capital

Número de Ações (Unidades)	Trimestre Atual 30/06/2014
Do Capital Integralizado	
Ordinárias	48.067.937
Preferenciais	29.787.362
Total	77.855.299
Em Tesouraria	
Ordinárias	0
Preferenciais	0
Total	0

Dados da Empresa / Proventos em Dinheiro

Evento	Aprovação	Provento	Início Pagamento	Espécie de Ação	Classe de Ação	Provento por Ação (Reais / Ação)
Assembléia Geral Ordinária	16/02/2014	Dividendo	31/12/2014	Ordinária		0,98681
Assembléia Geral Ordinária	16/04/2014	Dividendo	16/04/2014	Preferencial	Preferencial Classe A	0,98681
Assembléia Geral Ordinária	16/04/2014	Dividendo	16/04/2014	Preferencial	Preferencial Classe B	0,98681

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

Código da Conta	Descrição da Conta	Trimestre Atual 30/06/2014	Exercício Anterior 31/12/2013
1	Ativo Total	3.656.437	3.371.127
1.01	Ativo Circulante	859.266	750.927
1.01.01	Caixa e Equivalentes de Caixa	25.215	95.287
1.01.02	Aplicações Financeiras	1.203	12.023
1.01.02.01	Aplicações Financeiras Avaliadas a Valor Justo	1.203	12.023
1.01.02.01.03	Títulos e Valores Mobiliários	1.203	12.023
1.01.03	Contas a Receber	759.465	583.421
1.01.03.01	Clientes	482.043	387.950
1.01.03.01.01	Consumidores, Concessionários e Permissionárias	576.984	481.208
1.01.03.01.02	Provisão para créditos de liquidação duvidosa	-94.984	-93.307
1.01.03.01.03	Partes relacionadas	43	49
1.01.03.02	Outras Contas a Receber	277.422	195.471
1.01.03.02.01	Consumidores Baixa Renda	32.657	47.541
1.01.03.02.02	Serviços em Curso	68.018	57.398
1.01.03.02.03	Cauções e Depósitos	22.250	25.375
1.01.03.02.04	Recursos CDE - Decreto no 7.945/2013	0	10.298
1.01.03.02.06	Outros Créditos	45.727	34.387
1.01.03.02.07	Benefício fiscal - ágio incorporado	8.421	8.793
1.01.03.02.08	Subvenção CDE - desconto tarifário	100.349	11.679
1.01.04	Estoques	2.436	3.450
1.01.06	Tributos a Recuperar	65.380	50.676
1.01.06.01	Tributos Correntes a Recuperar	65.380	50.676
1.01.06.01.01	Tributos a Compensar	65.380	50.676
1.01.07	Despesas Antecipadas	5.102	6.070
1.01.08	Outros Ativos Circulantes	465	0
1.01.08.03	Outros	465	0
1.01.08.03.01	Instrumentos Financeiros Derivativos - Swap	465	0
1.02	Ativo Não Circulante	2.797.171	2.620.200
1.02.01	Ativo Realizável a Longo Prazo	1.034.737	828.297
1.02.01.03	Contas a Receber	5.765	5.784
1.02.01.03.01	Clientes	22.452	22.441
1.02.01.03.02	Outras Contas a Receber	-16.687	-16.657
1.02.01.06	Tributos Diferidos	143.654	18.695
1.02.01.06.01	Imposto de Renda e Contribuição Social Diferidos	143.654	18.695
1.02.01.07	Despesas Antecipadas	1.424	1.424
1.02.01.09	Outros Ativos Não Circulantes	883.894	802.394
1.02.01.09.03	Depósitos vinculados a Litigio	33.013	42.264
1.02.01.09.04	Cauções e depósitos	22.039	35.355
1.02.01.09.05	Beneficio fiscal - ágio incorporado	60.631	64.656
1.02.01.09.06	Ativo indenizavel (concessao)	745.237	630.799
1.02.01.09.07	Instrumentos Financeiros Derivativos - Swap	4.485	0
1.02.01.09.08	Tributos a compensar	18.489	29.320
1.02.03	Imobilizado	45.066	42.732
1.02.03.01	Imobilizado em Operação	26.132	20.242
1.02.03.02	Imobilizado Arrendado	18.934	22.490
1.02.04	Intangível	1.717.368	1.749.171

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

Código da Conta	Descrição da Conta	Trimestre Atual 30/06/2014	Exercício Anterior 31/12/2013
1.02.04.01	Intangíveis	1.717.368	1.749.171
1.02.04.01.01	Contrato de Concessão	1.656.409	1.700.643
1.02.04.01.02	Softwares	60.959	48.528

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

Código da Conta	Descrição da Conta	Trimestre Atual 30/06/2014	Exercício Anterior 31/12/2013
2	Passivo Total	3.656.437	3.371.127
2.01	Passivo Circulante	799.416	706.134
2.01.01	Obrigações Sociais e Trabalhistas	29.363	32.109
2.01.01.02	Obrigações Trabalhistas	29.363	32.109
2.01.02	Fornecedores	351.984	336.881
2.01.02.01	Fornecedores Nacionais	351.984	336.881
2.01.02.01.01	Fornecedores Nacionais	259.156	252.506
2.01.02.01.02	Partes Relacionadas	92.828	84.375
2.01.03	Obrigações Fiscais	81.754	80.614
2.01.03.01	Obrigações Fiscais Federais	22.085	26.774
2.01.03.02	Obrigações Fiscais Estaduais	57.793	52.131
2.01.03.03	Obrigações Fiscais Municipais	1.876	1.709
2.01.04	Empréstimos e Financiamentos	161.377	147.976
2.01.04.01	Empréstimos e Financiamentos	143.038	141.940
2.01.04.01.01	Em Moeda Nacional	142.984	141.717
2.01.04.01.02	Em Moeda Estrangeira	54	223
2.01.04.02	Debêntures	18.339	6.036
2.01.04.02.02	Encargos de dividas	18.339	6.036
2.01.05	Outras Obrigações	124.539	81.187
2.01.05.02	Outros	124.539	81.187
2.01.05.02.01	Dividendos e JCP a Pagar	77.899	25.079
2.01.05.02.05	Taxas Regulamentares	3.876	3.446
2.01.05.02.07	Contribuição de Iluminação Pública Arrecadada	14.137	9.810
2.01.05.02.08	Programas de Pesq, Desenv e Eficiência Energ	16.258	18.859
2.01.05.02.09	Obrigações com Benefícios Pós-Emprego	109	12.824
2.01.05.02.10	Outras Obrigações	12.260	11.169
2.01.06	Provisões	50.399	27.367
2.01.06.02	Outras Provisões	50.399	27.367
2.01.06.02.05	Provisões Luz para Todos	50.399	27.367
2.02	Passivo Não Circulante	1.253.217	1.098.670
2.02.01	Empréstimos e Financiamentos	912.472	774.042
2.02.01.01	Empréstimos e Financiamentos	461.048	342.665
2.02.01.01.01	Em Moeda Nacional	454.933	336.161
2.02.01.01.02	Em Moeda Estrangeira	6.115	6.504
2.02.01.02	Debêntures	451.424	431.377
2.02.01.02.01	Debentures	451.424	431.377
2.02.02	Outras Obrigações	171.130	162.691
2.02.02.02	Outros	171.130	162.691
2.02.02.02.03	Fornecedores	13.814	13.533
2.02.02.02.04	Tributos a Pagar	15.684	16.156
2.02.02.02.05	Obrigações com Benefícios Pós-Emprego	82.371	84.506
2.02.02.02.06	Programas de Pesq, Desenv e de Eficiência Energ	57.880	47.115
2.02.02.02.07	Outras Obrigações	1.381	1.381
2.02.04	Provisões	169.615	161.937
2.02.04.01	Provisões Fiscais Previdenciárias Trabalhistas e Cíveis	169.615	161.937
2.02.04.01.01	Provisões Fiscais	4.798	4.623

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

Código da Conta	Descrição da Conta	Trimestre Atual 30/06/2014	Exercício Anterior 31/12/2013
2.02.04.01.02	Provisões Previdenciárias e Trabalhistas	26.936	24.606
2.02.04.01.04	Provisões Cíveis	64.358	62.300
2.02.04.01.06	Provisões Regulatórias	73.523	70.408
2.03	Patrimônio Líquido	1.603.804	1.566.323
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	707.469	760.289
2.03.04.01	Reserva Legal	48.845	48.845
2.03.04.07	Reserva de Incentivos Fiscais	402.792	402.792
2.03.04.08	Dividendo Adicional Proposto	0	52.820
2.03.04.10	Reserva de reforço de capital de giro	255.832	255.832
2.03.05	Lucros/Prejuízos Acumulados	91.451	0
2.03.06	Ajustes de Avaliação Patrimonial	3.267	4.417

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

Código da Conta	Descrição da Conta	Trimestre Atual 01/04/2014 à 30/06/2014	Acumulado do Atual Exercício 01/01/2014 à 30/06/2014	Igual Trimestre do Exercício Anterior 01/04/2013 à 30/06/2013	Acumulado do Exercício Anterior 01/01/2013 à 30/06/2013
3.01	Receita de Venda de Bens e/ou Serviços	860.280	1.567.614	698.059	1.357.965
3.02	Custo dos Bens e/ou Serviços Vendidos	-765.133	-1.401.805	-558.835	-1.088.417
3.03	Resultado Bruto	95.147	165.809	139.224	269.548
3.04	Despesas/Receitas Operacionais	-34.764	-64.304	-38.493	-69.308
3.04.01	Despesas com Vendas	765	-2.828	-8.513	-14.554
3.04.02	Despesas Gerais e Administrativas	-27.264	-53.078	-24.748	-44.189
3.04.05	Outras Despesas Operacionais	-8.265	-8.398	0	-10.565
3.04.06	Resultado de Equivalência Patrimonial	0	0	-5.232	0
3.05	Resultado Antes do Resultado Financeiro e dos Tributos	60.383	101.505	100.731	200.240
3.06	Resultado Financeiro	-62.431	-69.597	-19.273	-39.078
3.06.01	Receitas Financeiras	-8.177	32.988	29.405	57.564
3.06.02	Despesas Financeiras	-54.254	-102.585	-48.678	-96.642
3.07	Resultado Antes dos Tributos sobre o Lucro	-2.048	31.908	81.458	161.162
3.08	Imposto de Renda e Contribuição Social sobre o Lucro	28.853	59.543	-6.225	-23.287
3.08.01	Corrente	-19.281	-60.427	-27.096	-42.439
3.08.02	Diferido	48.134	119.970	20.871	19.152
3.09	Resultado Líquido das Operações Continuadas	26.805	91.451	75.233	137.875
3.11	Lucro/Prejuízo do Período	26.805	91.451	75.233	137.875
3.99	Lucro por Ação - (Reais / Ação)				
3.99.01	Lucro Básico por Ação				
3.99.01.01	ON	0,34429	1,17462	0,96632	1,77091
3.99.01.02	PNA	0,34429	1,17462	0,96632	1,77091
3.99.01.03	PNB	0,34429	1,17462	0,96632	1,77091
3.99.02	Lucro Diluído por Ação				
3.99.02.01	ON	0,34429	1,17462	0,96632	1,77091
3.99.02.02	PNA	0,34429	1,17462	0,96632	1,77091
3.99.02.03	PNB	0,34429	1,17462	0,96632	1,77091

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

Código da Conta	Descrição da Conta	Trimestre Atual 01/04/2014 à 30/06/2014	Acumulado do Atual Exercício 01/01/2014 à 30/06/2014	Igual Trimestre do Exercício Anterior 01/04/2013 à 30/06/2013	Acumulado do Exercício Anterior 01/01/2013 à 30/06/2013
4.01	Lucro Líquido do Período	26.805	91.451	75.233	137.875
4.02	Outros Resultados Abrangentes	-1.419	-1.150	2.887	3.783
4.03	Resultado Abrangente do Período	25.386	90.301	78.120	141.658

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

Código da Conta	Descrição da Conta	Acumulado do Atual Exercício 01/01/2014 à 30/06/2014	Acumulado do Exercício Anterior 01/01/2013 à 30/06/2013
6.01	Caixa Líquido Atividades Operacionais	-15.202	302.600
6.01.01	Caixa Gerado nas Operações	103.178	239.048
6.01.01.01	Lucro líquido do exercício	91.451	137.875
6.01.01.03	Provisão para créditos de liquidação duvidosa - outros créditos	-1.128	9.799
6.01.01.04	Amortização e depreciação	68.786	57.324
6.01.01.05	Variações monetárias e juros líquidos	52.600	53.793
6.01.01.06	Baixas de intangível em serviço e de ativo financeiro	0	3.797
6.01.01.07	Tributos e contribuições social diferidos	-124.367	-19.151
6.01.01.08	Provisões(reversão) para riscos tributários, cíveis e trabalhistas	17.639	16.951
6.01.01.09	Benefício fiscal ágio incorporado	4.397	4.805
6.01.01.10	Resultado atuarial	4.294	-3.663
6.01.01.11	Provisão para perdas em estoques	-1.206	81
6.01.01.13	Receita do ativo indenizável	-9.288	-22.563
6.01.02	Variações nos Ativos e Passivos	-118.380	63.552
6.01.02.01	Consumidores, concessionários e permissionários	-92.946	74.049
6.01.02.02	Consumidores de baixa renda	14.884	18.489
6.01.02.03	Subvenção CDE - Desconto tarifário	-88.670	58.393
6.01.02.04	Tributos a compensar	-3.873	-740
6.01.02.05	Estoques	2.220	-737
6.01.02.06	Despesas pagas antecipadamente	968	-53
6.01.02.07	Cauções e depósitos	16.441	-14.055
6.01.02.08	Depósitos vinculados a litígios	9.251	-2.026
6.01.02.09	Outros Ativos	-23.991	-8.202
6.01.02.10	Fornecedores	15.384	-14.087
6.01.02.11	Foha de pagamento	-2.746	-4.805
6.01.02.12	Obrigações Fiscais	3.518	-15.875
6.01.02.13	Taxas regulamentares	430	-12.894
6.01.02.14	Partes relacionadas	0	7.637
6.01.02.15	Obrigações com benefício pós-emprego	-5.903	-2.729
6.01.02.16	Programas de pesquisa, desenvolvimento e de eficiência energética	7.866	0
6.01.02.17	Provisões para riscos tributários, cíveis e trabalhistas	-9.961	-6.191
6.01.02.18	Outros passivos	28.450	19.755
6.01.02.19	Repasse CDE	10.298	-32.377
6.02	Caixa Líquido Atividades de Investimento	-131.616	-155.488
6.02.01	Aplicações no intagível	-142.436	-102.968
6.02.03	Aplicações financeiras	10.820	-52.520
6.03	Caixa Líquido Atividades de Financiamento	76.746	-83.420
6.03.01	Pagamento de empréstmos e financiamentos	-70.008	-55.058
6.03.02	Pagamento de juros de empréstmos	-16.335	-14.059
6.03.03	Pagamento de juros de debêntures	-5.550	-3.996
6.03.04	Pagamento Contrato de dívida Faelce	-13.241	-6.695
6.03.05	Pagamento parcelamento especial	-3.388	-3.612
6.03.06	Captação de empréstimos e Financiamentos	185.268	0

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

Código da Conta	Descrição da Conta	Acumulado do Atual Exercício 01/01/2014 à 30/06/2014	Acumulado do Exercício Anterior 01/01/2013 à 30/06/2013
6.05	Aumento (Redução) de Caixa e Equivalentes	-70.072	63.692
6.05.01	Saldo Inicial de Caixa e Equivalentes	95.287	152.715
6.05.02	Saldo Final de Caixa e Equivalentes	25.215	216.407

DFs Individuais / Demonstração das Mutações do Patrimônio Líquido / DMPL - 01/01/2014 à 30/06/2014**(Reais Mil)**

Código da Conta	Descrição da Conta	Capital Social Integralizado	Reservas de Capital, Opções Outorgadas e Ações em Tesouraria	Reservas de Lucro	Lucros ou Prejuízos Acumulados	Outros Resultados Abrangentes	Patrimônio Líquido
5.01	Saldos Iniciais	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	91.451	-1.150	90.301
5.05.01	Lucro Líquido do Período	0	0	0	91.451	0	91.451
5.05.02	Outros Resultados Abrangentes	0	0	0	0	-1.150	-1.150
5.05.02.06	Ajuste de avaliação patrimonial-Swap	0	0	0	0	-1.742	-1.742
5.05.02.07	Tributos diferidos	0	0	0	0	592	592
5.07	Saldos Finais	442.946	358.671	707.469	91.451	3.267	1.603.804

DFs Individuais / Demonstração das Mutações do Patrimônio Líquido / DMPL - 01/01/2013 à 30/06/2013**(Reais Mil)**

Código da Conta	Descrição da Conta	Capital Social Integralizado	Reservas de Capital, Opções Outorgadas e Ações em Tesouraria	Reservas de Lucro	Lucros ou Prejuízos Acumulados	Outros Resultados Abrangentes	Patrimônio Líquido
5.01	Saldos Iniciais	442.946	358.671	759.133	0	-420	1.560.330
5.03	Saldos Iniciais Ajustados	442.946	358.671	759.133	0	-420	1.560.330
5.04	Transações de Capital com os Sócios	0	0	-117.404	0	0	-117.404
5.04.06	Dividendos	0	0	-117.404	0	0	-117.404
5.05	Resultado Abrangente Total	0	0	0	137.875	3.783	141.658
5.05.01	Lucro Líquido do Período	0	0	0	137.875	0	137.875
5.05.02	Outros Resultados Abrangentes	0	0	0	0	3.783	3.783
5.05.02.06	Ajuste de avaliação patrimonial-Swap	0	0	0	0	5.732	5.732
5.05.02.07	Tributos diferidos	0	0	0	0	-1.949	-1.949
5.06	Mutações Internas do Patrimônio Líquido	0	0	32.745	-32.745	0	0
5.06.04	Reserva de lucros-incentivo fiscal-ADENE	0	0	32.745	-32.745	0	0
5.07	Saldos Finais	442.946	358.671	674.474	105.130	3.363	1.584.584

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

Código da Conta	Descrição da Conta	Acumulado do Atual Exercício 01/01/2014 à 30/06/2014	Acumulado do Exercício Anterior 01/01/2013 à 30/06/2013
7.01	Receitas	2.044.159	1.804.855
7.01.01	Vendas de Mercadorias, Produtos e Serviços	1.895.213	1.702.862
7.01.02	Outras Receitas	9.811	15.637
7.01.03	Receitas refs. à Construção de Ativos Próprios	138.007	96.155
7.01.04	Provisão/Reversão de Créds. Liquidação Duvidosa	1.128	-9.799
7.02	Insumos Adquiridos de Terceiros	-1.318.483	-1.014.151
7.02.02	Materiais, Energia, Servs. de Terceiros e Outros	-1.164.936	-902.208
7.02.04	Outros	-153.547	-111.943
7.02.04.01	Custo de construção	-138.007	-96.155
7.02.04.02	Outras despesas operacionais	-15.540	-15.788
7.03	Valor Adicionado Bruto	725.676	790.704
7.04	Retenções	-68.786	-57.324
7.04.01	Depreciação, Amortização e Exaustão	-68.786	-57.324
7.05	Valor Adicionado Líquido Produzido	656.890	733.380
7.06	Vlr Adicionado Recebido em Transferência	32.988	57.564
7.06.02	Receitas Financeiras	32.988	57.564
7.07	Valor Adicionado Total a Distribuir	689.878	790.944
7.08	Distribuição do Valor Adicionado	689.878	790.944
7.08.01	Pessoal	68.260	70.874
7.08.01.01	Remuneração Direta	43.080	44.018
7.08.01.02	Benefícios	11.261	11.880
7.08.01.03	F.G.T.S.	2.242	2.716
7.08.01.04	Outros	11.677	12.260
7.08.01.04.01	Outros Encargos Sociais	3.432	2.900
7.08.01.04.02	Previdência Complementar	2.009	3.903
7.08.01.04.03	Participação nos Resultados	6.236	5.457
7.08.02	Impostos, Taxas e Contribuições	419.965	479.824
7.08.02.01	Federais	32.643	119.744
7.08.02.02	Estaduais	385.935	358.639
7.08.02.03	Municipais	1.387	1.441
7.08.03	Remuneração de Capitais de Terceiros	110.202	102.371
7.08.03.01	Juros	51.816	51.725
7.08.03.02	Aluguéis	7.617	5.729
7.08.03.03	Outras	50.769	44.917
7.08.05	Outros	91.451	137.875
7.08.05.01	Reserva de Incentivo Fiscal - ADENE	68.886	32.745
7.08.05.02	Retenção de Lucros	22.565	105.130

Comentário do Desempenho

Fortaleza, 24 de julho de 2014 – A Companhia Energética do Ceará - Coelce (Coelce) [BOV: COCE3 (ON); COCE5 (PNA); COCE6 (PNB)], eleita, em 2009, 2010, 2011 e 2012, a melhor distribuidora de energia elétrica do Brasil pela Associação Brasileira de Distribuidores de Energia Elétrica (ABRADEE), presente nos 184 municípios cearenses, que abrigam mais de 8,9 milhões de habitantes, divulga seus resultados do segundo trimestre de 2014 (2T14) e dos seis primeiros meses de 2014 (6M14). 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\$ 94 MILHÕES NO 2T14

Receita Líquida apresenta evolução de 23,2% em relação ao 2T13

DESTAQUES

A Coelce encerrou o 2T14 com um total de **3.558.674 consumidores**, o que representa um crescimento de **3,8%** em relação ao mesmo período do ano anterior.

O **volume de energia vendida e transportada** pela Coelce atingiu o montante de **2.661 GWh*** no 2T14, um incremento de **1,7%** em relação ao volume registrado no 2T13, de 2.617 GWh*.

Os indicadores de qualidade do fornecimento **DEC e FEC** encerraram o 2T14 em **10,03 horas*** e **5,06 vezes***, representando incrementos de **14,8%** e **2,8%**, respectivamente, em relação ao 2T13, mas inferiores aos limites da Aneel. A trajetória dos indicadores de qualidade foi impactada por eventos fortuitos, como o "apagão" que atingiu o Nordeste do país no dia 28 de agosto de 2013.

Os indicadores de produtividade **MWh/colaborador e MWh/consumidor** atingiram, no 2T14, os valores de **2.207*** e **0,75 ***, representando avanços de **8,0%** e redução **1,3%**, ambos em relação ao 2T13.

A **Receita Operacional Bruta** registrada no 2T14 foi de **R\$ 1.102 milhões**, um incremento de **21,9%** em relação ao 2T13, que alcançou no citado trimestre o montante de R\$ 904 milhões.

O **EBITDA**, no 2T14, alcançou o montante de **R\$ 94 milhões***, uma redução de **27,7%*** em relação ao 2T13, de **R\$ 129 milhões***. Com esse resultado, a Margem EBITDA da Companhia encerrou o 2T14 em **10,88%***, percentual inferior em **7,66 p.p.** comparado ao 2T13.

No 2T14, o **Lucro Líquido** totalizou **R\$ 27 milhões**, **64,4%** inferior ao 2T13, refletindo uma Margem Líquida de **3,12%**.

DESTAQUES DO PERÍODO

	2T14	2T13	Var. %	1T14	Var. % (1)	6M14	6M13	Var. % (2)
Volume de Energia - Venda e Transporte (GWh)*	2.661	2.617	1,7%	2.782	-4,3%	5.443	5.226	4,2%
Receita Bruta (R\$ mil)	1.101.997	904.353	21,9%	931.223	18,3%	2.033.220	1.799.017	13,0%
Receita Líquida (R\$ mil)	860.280	698.059	23,2%	707.334	21,6%	1.567.614	1.357.965	15,4%
EBITDA (3) (R\$ mil)*	93.577	129.399	-27,7%	76.714	22,0%	170.291	257.564	-33,9%
Margem EBITDA (%)*	10,88%	18,54%	-7,66 p.p	10,85%	0,03 p.p	10,86%	18,97%	-8,11 p.p
EBIT (4) (R\$ mil)*	60.383	100.731	-40,1%	41.122	46,8%	101.505	200.240	-49,3%
Margem EBIT (%)*	7,02%	14,43%	-7,41 p.p	5,81%	1,21 p.p	6,48%	14,75%	-8,27 p.p
Lucro Líquido (R\$ mil)	26.805	75.233	-64,4%	64.646	-58,5%	91.451	137.875	-33,7%
Margem Líquida (%)	3,12%	10,78%	-7,66 p.p	9,14%	-6,02 p.p	5,83%	10,15%	-4,32 p.p
CAPEX (R\$ mil)*	77.965	68.086	14,5%	54.886	42,0%	132.850	115.804	14,7%
DEC (12 meses)*	10,03	8,74	14,8%	9,65	3,9%	10,03	8,74	14,8%
FEC (12 meses)*	5,06	4,92	2,8%	5,10	-0,8%	5,06	4,92	2,8%
Índice de Arrecadação (12 meses)*	98,03%	99,74%	-1,71 p.p	98,33%	-0,30 p.p	98,03%	99,74%	-1,71 p.p
Perdas de Energia (12 meses)*	12,54%	12,55%	-0,01 p.p	12,43%	0,11 p.p	12,54%	12,55%	-0,01 p.p
Nº de Consumidores Totais*	3.558.674	3.427.439	3,8%	3.530.903	0,8%	3.558.674	3.427.439	3,8%
Nº de Colaboradores (Próprios)	1.206	1.281	-5,9%	1.208	-0,2%	1.206	1.281	-5,9%
MWh/Colaborador*	2.207	2.044	8,0%	2.302	-4,1%	4.509	4.083	10,4%
MWh/Consumidor*	0,75	0,76	-1,3%	0,79	-5,1%	1,54	1,54	-
PMSO (5)/Consumidor*	31,07	31,37	-1,0%	30,56	1,7%	61,39	63,79	-4,7%
Consumidor/Colaborador*	2.951	2.676	10,3%	2.923	1,0%	2.951	2.676	10,3%

(1) Variação entre 2T14 e 2T13; (2) Variação entre os 6M14 e 6M13

(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

2 PERFIL CORPORATIVO

Área de Concessão

A Companhia é responsável pela distribuição de energia elétrica em todo o Estado do Ceará, em uma área de 149 mil quilômetros quadrados, que compreende um total de 184 municípios. A base comercial da Companhia abrange aproximadamente 3,6 milhões de unidades consumidoras, e envolve uma população de mais 8,9 milhões de habitantes.

DADOS GERAIS*

	2T14	2T13	Var. %
Área de Concessão (km2)	148.921	148.921	-
Municípios (Qte.)	184	184	-
Habitantes (Qte.) (1)	8.811.446	8.745.876	0,7%
Consumidores (Unid.)	3.558.674	3.427.439	3,8%
Linhas de Distribuição (Km)	132.449	130.966	1,1%
Linhas de Transmissão (Km)	4.990	4.677	6,7%
Subestações (Unid.)	108	106	1,9%
Volume de Energia 12 meses (GWh)	10.949	10.288	6,4%
Posição no Nordeste em Volume de Energia	3ª	3ª	-
Marketshare no Brasil - Nº de Clientes (2)	4,69%	4,69%	-
Marketshare no Brasil - Volume de Energia (2)	2,32%	2,26%	0,06 p.p.

(1) O número de Habitantes do Ceará está estimado
 (2) O número de consumidores Brasil está estimado



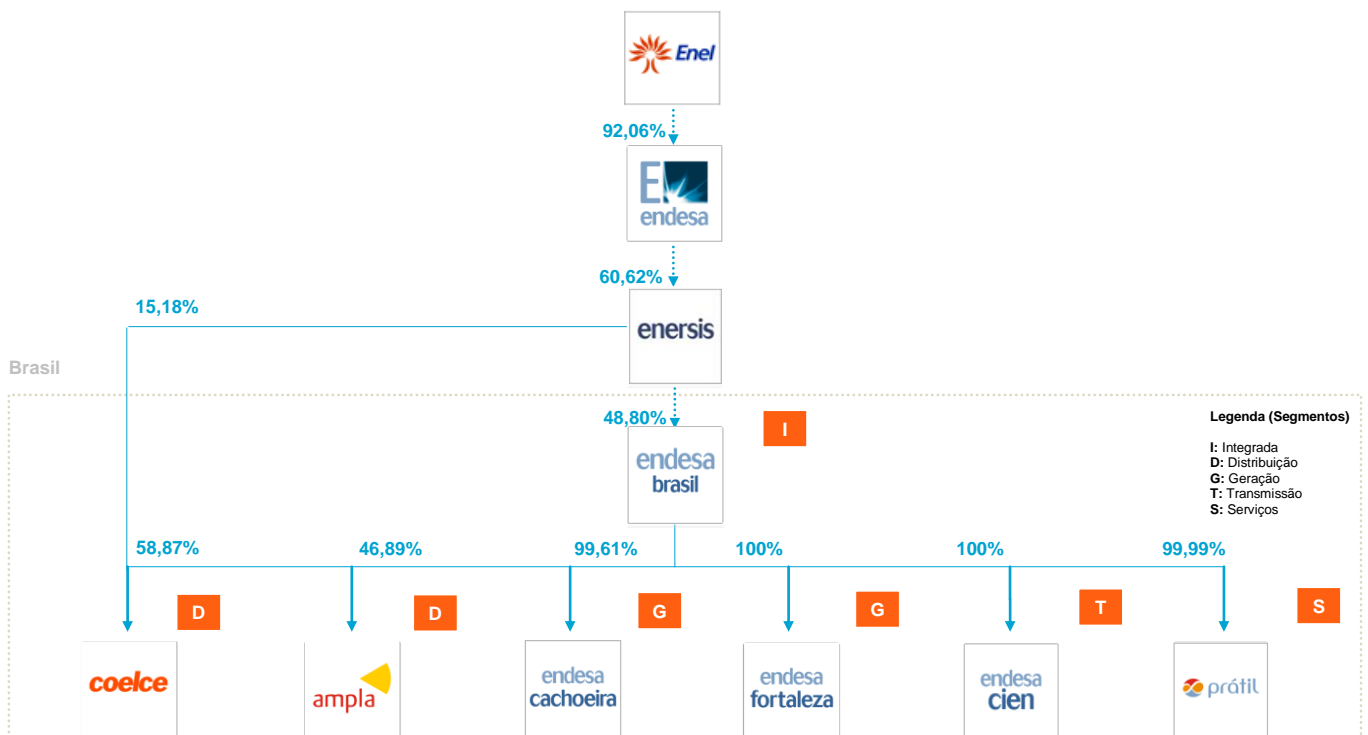
Estrutura de Controle e Organograma Societário Simplificado

Sociedade anônima de capital aberto, a Companhia é controlada pela Endesa 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, 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 30/06/2014)

	ON (1)	%	PNA	PNB	PN	%	TOTAL	%
Controladores	47.064.245	97,9%	10.588.006	424	10.588.430	35,5%	57.652.675	74,1%
Endesa 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%
Não Controladores	1.003.692	2,1%	17.664.694	1.534.238	19.198.932	64,5%	20.202.624	25,9%
Eletrobras	-	-	3.967.756	1.531.141	5.498.897	18,5%	5.498.897	7,1%
Fundos de Pensão	919.403	1,9%	3.714.637	-	3.714.637	12,5%	4.634.040	6,0%
Fundos e Clubes de Investimentos	3.710	0,0%	5.710.981	-	5.710.981	19,2%	5.714.691	7,4%
Pessoas Físicas	46.037	0,1%	3.424.995	377	3.425.372	11,5%	3.471.409	4,5%
Outros	34.542	0,1%	846.325	2.720	849.045	2,8%	883.587	0,9%
Totais	48.067.937	100,0%	28.252.700	1.534.662	29.787.362	100,0%	77.855.299	100,0%

(1) As ações ordinárias possuem Tag Along de 80%



Comentário do Desempenho

3 DESEMPENHO OPERACIONAL

Mercado de Energia

Crescimento de Mercado

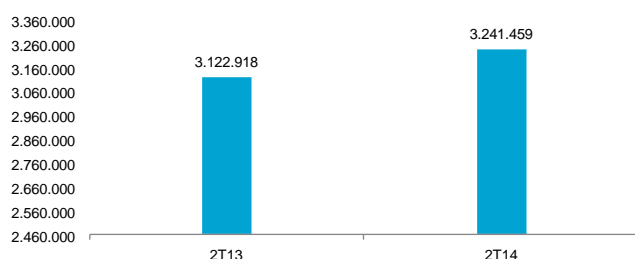
NÚMERO DE CONSUMIDORES (UNIDADES)*

	2T14	2T13	Var. %	1T14	Var. % (1)	6M14	6M13	Var. % (2)
Mercado Cativo	3.241.387	3.122.855	3,8%	3.220.738	0,6%	3.241.387	3.122.855	3,8%
Residencial - Convencional	1.325.708	1.248.580	6,2%	1.314.395	0,9%	1.325.708	1.248.580	6,2%
Residencial - Baixa Renda	1.229.792	1.222.489	0,6%	1.220.437	0,8%	1.229.792	1.222.489	0,6%
Industrial	6.026	5.920	1,8%	6.019	0,1%	6.026	5.920	1,8%
Comercial	174.885	170.052	2,8%	174.356	0,3%	174.885	170.052	2,8%
Rural	460.489	432.778	6,4%	461.326	-0,2%	460.489	432.778	6,4%
Setor Público	44.487	43.036	3,4%	44.205	0,6%	44.487	43.036	3,4%
Cientes Livres	70	61	14,8%	68	2,9%	70	61	14,8%
Industrial	37	35	5,7%	36	2,8%	37	35	5,7%
Comercial	33	26	26,9%	32	3,1%	33	26	26,9%
Revenda	2	2	-	2	-	2	2	-
Subtotal - Consumidores Efetivos	3.241.459	3.122.918	3,8%	3.220.808	0,6%	3.241.459	3.122.918	3,8%
Consumo Próprio	377	383	-1,6%	379	-0,5%	377	383	-1,6%
Consumidores Ativos sem Fornecimento	316.838	304.138	4,2%	309.716	2,3%	316.838	304.138	4,2%
Total - Número de Consumidores	3.558.674	3.427.439	3,8%	3.530.903	0,8%	3.558.674	3.427.439	3,8%

(1) Variação entre 2T14 e 2T13; (2) Variação entre os 6M14 e 6M13

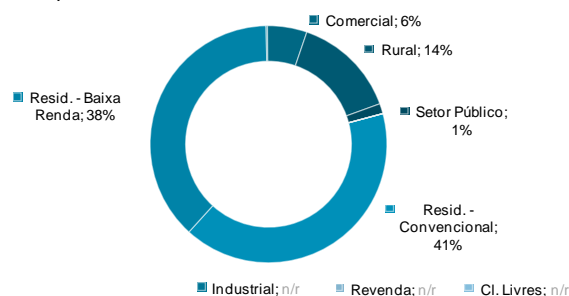
Número de Consumidores Efetivos (Unidades)*

Evolução 2T13 - 2T14



Número de Consumidores Efetivos (Unidades)*

Posição Final em jun/14



A Coelce encerrou o 2T14 com um incremento de 3,8% em relação ao número de consumidores registrado ao final do 2T13. O acréscimo observado entre os períodos analisados está concentrado na classe residencial (convencional) e rural, com mais 77.128 e 27.711 novos consumidores*, respectivamente.

Essa evolução reflete, o crescimento vegetativo do mercado cativo da Coelce, impulsionado pelo crescimento econômico do Estado do Ceará. Nos últimos 12 meses, os investimentos para conexão de novos clientes à rede da Companhia totalizaram, o montante de R\$ 171 milhões*.

Em termos de consumidores efetivos, a Companhia encerrou o 2T14 com um crescimento de 3,8% em relação ao 2T13.

Venda de Energia na Área de Concessão

VENDA E TRANSPORTE DE ENERGIA (GWH)*

	2T14	2T13	Var. %	1T14	Var. % (1)	6M14	6M13	Var. % (2)
Mercado Cativo	2.354	2.282	3,2%	2.465	-4,5%	4.819	4.572	5,4%
Cientes Livres	307	335	-8,4%	317	-3,2%	624	654	-4,6%
Total - Venda e Transporte de Energia	2.661	2.617	1,7%	2.782	-4,3%	5.443	5.226	4,2%

(1) Variação entre 2T14 e 2T13; (2) Variação entre os 6M14 e 6M13

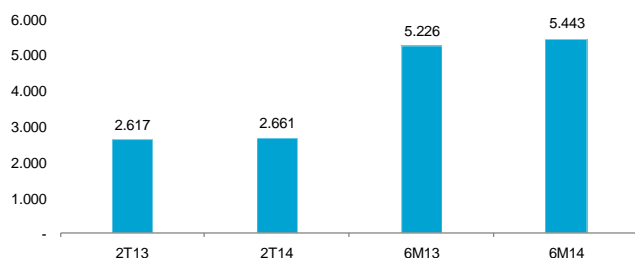
O volume total de venda e transporte de energia na área de concessão da Coelce no 2T14 apresentou um incremento de 1,7% (+44 GWh) em relação ao 2T13. Este crescimento é o efeito combinado de (i) uma evolução observada no mercado cativo da Companhia de 3,2% (+72 GWh), e (ii) um menor volume de energia transportada para os clientes livres no 2T14, que foi 8,4% (-28 GWh) inferior ao registrado no 2T13. 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

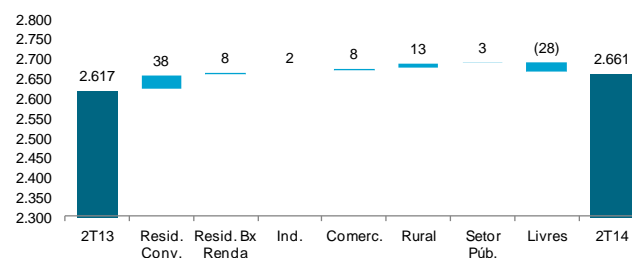
Venda e Transporte de Energia (GWh)*

Evolução 2T13 - 2T14 e 6M13 - 6M14



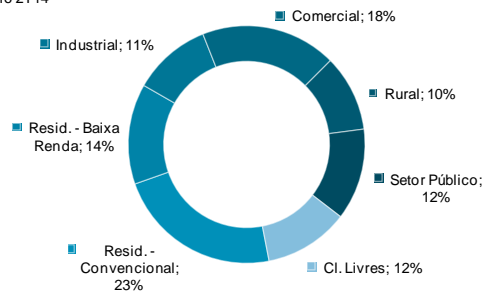
Evolução Anual do Consumo de Energia por Classe (GWh)*

Evolução 2T13 - 2T14



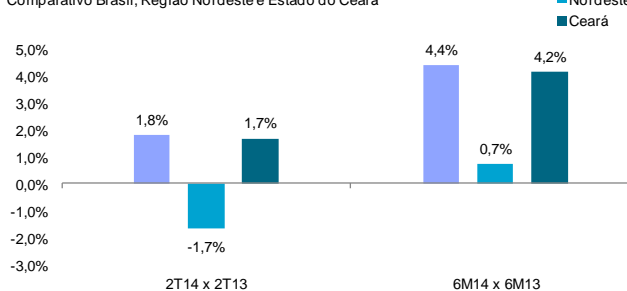
Venda e Transporte de Energia (GWh)*

Volume Total no 2T14



Evolução do Volume de Energia - Comparativos (%)*

Comparativo Brasil, Região Nordeste e Estado do Ceará



Mercado Cativo

VENDA DE ENERGIA NO MERCADO CATIVO (GWH)*

	2T14	2T13	Var. %	1T14	Var. % (1)	6M14	6M13	Var. % (2)
Residencial - Convencional	603	565	6,7%	632	-4,6%	1.235	1.124	9,9%
Residencial - Baixa Renda	364	356	2,2%	380	-4,2%	744	714	4,2%
Industrial	285	283	0,7%	283	0,7%	568	556	2,2%
Comercial	493	485	1,6%	512	-3,7%	1.005	964	4,3%
Rural	277	264	4,9%	325	-14,8%	602	564	6,7%
Setor Público	332	329	0,9%	333	-0,3%	665	650	2,3%
Total - Venda de Energia no Mercado Cativo	2.354	2.282	3,2%	2.465	-4,5%	4.819	4.572	5,4%

(1) Variação entre 2T14 e 2T13; (2) Variação entre os 6M14 e 6M13

O mercado cativo da Companhia apresentou uma evolução de 3,2% no 2T14 quando comparado ao 2T13. Os principais fatores que ocasionaram essa evolução no consumo foram (i) o crescimento vegetativo do mercado cativo, de 3,8%, compensado parcialmente, pela (ii) redução da venda de energia per capita no mercado cativo, de 0,7% (conforme quadro abaixo).

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

	2T14	2T13	Var. %	1T14	Var. % (1)	6M14	6M13	Var. % (2)
Residencial - Convencional	455	453	0,4%	481	-5,4%	932	900	3,6%
Residencial - Baixa Renda	296	291	1,7%	311	-4,8%	605	584	3,6%
Industrial	47.295	47.804	-1,1%	47.018	0,6%	94.258	93.919	0,4%
Comercial	2.819	2.852	-1,2%	2.937	-4,0%	5.747	5.669	1,4%
Rural	602	610	-1,3%	704	-14,5%	1.307	1.303	0,3%
Setor Público	7.463	7.645	-2,4%	7.533	-0,9%	14.948	15.104	-1,0%
Total - Venda per Capita no Mercado Cativo	726	731	-0,7%	765	-5,1%	1.487	1.464	1,6%

(1) Variação entre 2T14 e 2T13; (2) Variação entre os 6M14 e 6M13

A venda de energia per capita no mercado cativo no 2T14 apresentou uma redução de 0,7% em relação à observada no 2T13. As principais variações foram observadas nas seguintes classes:

(i) residencial convencional e residencial baixa renda: quando analisada em conjunto, apresentam uma evolução na venda de energia per capita de 1,3%, a qual se atribui, principalmente, ao aumento da renda da população e maior acesso a bens eletrodomésticos.

(ii) em todas as outras linhas: as reduções observadas foram ocasionadas, basicamente, pela diminuição da carga horária de das atividades, devido aos feriados e jornada de trabalho parciais durante a Copa do Mundo.

* Valores não auditados pelos auditores independentes

Comentário do Desempenho

Cientes Livres

TRANSPORTE DE ENERGIA PARA OS CLIENTES LIVRES (GWH)*

	2T14	2T13	Var. %	1T14	Var. % (1)	6M14	6M13	Var. % (2)
Industrial	282	316	-10,8%	293	-3,8%	575	619	-7,1%
Comercial	25	19	31,6%	24	4,2%	49	35	40,0%
Total - Transporte de Energia para os Clientes Livres*	307	335	-8,4%	317	-3,2%	624	654	-4,6%

(1) Variação entre 2T14 e 2T13; (2) Variação entre os 6M14 e 6M13

O transporte de energia para os clientes livres na área de concessão da Companhia no 2T14 apresentou uma redução de 8,4% (-27 GWh) em relação ao 2T13, refletindo: (i) uma redução de 20,1% no transporte de energia per capita aos clientes livres os períodos comparados, conforme quadro abaixo, compensado, em parte, pelo (ii) crescimento de 14,8%* do número de clientes livres *, no 2T14 (mais 9 novos clientes, sendo 2 industriais e 7 comerciais*).

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

	2T14	2T13	Var. %	1T14	Var. % (1)	6M14	6M13	Var. % (2)
Industrial	7.622	9.029	-15,6%	8.139	-6,4%	15.541	17.686	-12,1%
Comercial	758	731	3,7%	750	1,1%	1.485	1.346	10,3%
Média - Transporte per capita p/ Clientes Livres*	4.386	5.492	-20,1%	4.662	-5,9%	8.914	10.721	-16,9%

(1) Variação entre 2T14 e 2T13; (2) Variação entre os 6M14 e 6M13

A redução no transporte de energia per capita aos clientes livres no 2T14 em relação ao 2T13 é atribuída, principalmente, ao representativo incremento do preço no mercado de curto prazo de energia (mercado spot), como resultado do aumento do despacho térmico ocasionado pelo baixo nível dos reservatórios, em conjunto, com a diminuição da carga horária de das atividades, devido aos feriados e jornada de trabalho parciais durante a Copa do Mundo.

Balanco Energético

BALANÇO DE ENERGIA*

	2T14	2T13	Var. %	1T14	Var. % (1)	6M14	6M13	Var. % (2)
Demanda máxima de energia (MW)	1.816	1.756	3,4%	1.863	-2,5%	3.678	3.568	3,1%
Energia requerida (GWh)	3.079	2.946	4,5%	3.071	0,3%	6.150	5.905	4,1%
Energia distribuída (GWh)	2.648	2.591	2,2%	2.763	-4,2%	5.412	5.189	4,3%
Residencial - Convencional	599	559	7,2%	620	-3,4%	1.219	1.122	8,6%
Residencial - Baixa Renda	358	344	4,1%	378	-5,3%	736	698	5,4%
Industrial	286	281	1,8%	283	1,1%	568	551	3,1%
Comercial	493	479	2,9%	510	-3,3%	1.003	954	5,1%
Rural	270	265	1,9%	318	-15,1%	588	555	5,9%
Setor Público	330	322	2,5%	332	-0,6%	662	642	3,1%
Clientes Livres	307	335	-8,4%	317	-3,2%	624	654	-4,6%
Revenda	2	2	-	2	-	5	6	-16,7%
Consumo Próprio	3	4	-25,0%	3	-	7	7	-
Perdas na Distribuição - Sistema Coelce (GWh)	431	355	21,4%	308	39,9%	738	716	3,1%
Perdas na Distribuição - Sistema Coelce (%)	14,00%	12,05%	1,95 p.p	10,03%	3,97 p.p	12,00%	12,13%	-0,13 p.p

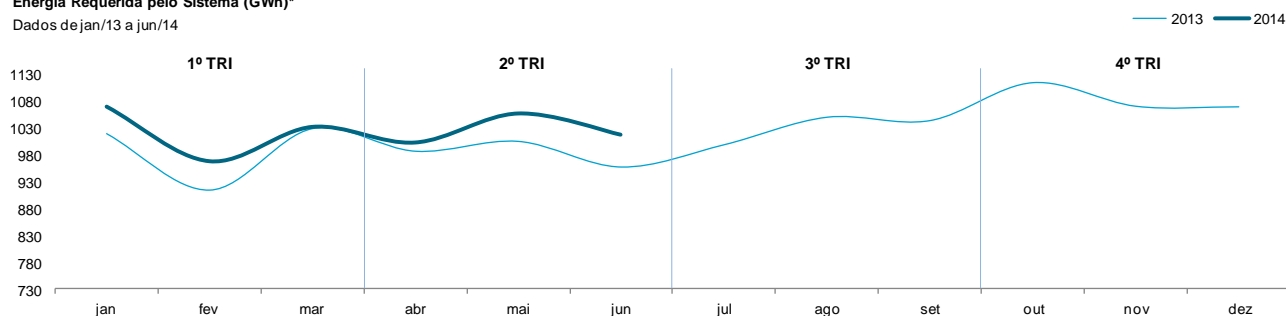
(1) Variação entre 2T14 e 2T13; (2) Variação entre os 6M14 e 6M13

A energia total requerida pelo sistema da Coelce no 2T14 apresentou um percentual 4,5% superior ao registrado no 2T13. Da mesma forma a energia efetivamente distribuída pelo sistema apresentou um incremento de 2,2%.

Sazonalidade

Energia Requerida pelo Sistema (GWh)*

Dados de jan/13 a jun/14



* Valores não auditados pelos auditores independentes

Comentário do Desempenho

Compra de Energia

COMPRA DE ENERGIA (GWH)*

	2T14	2T13	Var. %	1T14	Var. % (1)	6M14	6M13	Var. % (2)
Central Geradora Termelétrica Fortaleza - CGTF	671	671	-	664	1,1%	1.334	1.334	-
Centrais Elétricas - FURNAS	335	338	-0,9%	303	10,6%	638	669	-4,6%
Companhia Hidroelétrica do São Francisco - CHESF	388	393	-1,3%	384	1,0%	772	780	-1,0%
Companhia Energética de São Paulo - CESP	87	141	-38,3%	87	-	174	270	-35,6%
Petróleo Brasileiro S/A - Petrobrás	189	86	>100,0%	127	48,8%	316	171	84,8%
Eletronorte	145	92	57,6%	133	9,0%	278	181	53,6%
COPEL	38	60	-36,7%	40	-5,0%	78	119	-34,5%
CEMIG	35	111	-68,5%	35	-	70	220	-68,2%
Tractebel Energia S.A	54	46	17,4%	45	20,0%	99	91	8,8%
Eletronuclear S/A - Eletronuclear	96	96	-	95	1,1%	191	192	-0,5%
PROINFA	55	53	3,8%	52	5,8%	108	105	2,9%
Outros	656	546	20,1%	586	11,9%	1.242	1.069	16,2%
Total - Compra de Energia s/ CCEE	2.749	2.633	4,4%	2.551	7,8%	5.300	5.201	1,9%
Liquidação na CCEE	66	20	>100,0%	247	-73,3%	314	121	>100,0%
Total - Compra de Energia	2.815	2.653	6,1%	2.798	0,6%	5.614	5.322	5,5%
Energia Distribuída								
Wobben e Energyworks	7	7	-	11	-36,4%	17	18	-5,6%
Total - Compra de Energia c/ Energia Distribuída	2.822	2.660	6,1%	2.809	0,5%	5.631	5.340	5,4%

(1) Variação entre 2T14 e 2T13; (2) Variação entre os 6M14 e 6M13

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 apresentaram, no 2T14, um acréscimo de 6,1% em relação ao 2T13, ocasionado pela evolução do consumo no mercado cativo da Companhia.

Inputs e Outputs do Sistema

INPUTS E OUTPUTS DO SISTEMA (GWH)*

	2T14	2T13	Var. %	1T14	Var. % (1)	6M14	6M13	Var. % (2)
Totais - Inputs	2.815	2.653	6,1%	2.798	0,6%	5.614	5.322	5,5%
Compra de Energia	2.815	2.653	6,1%	2.798	0,6%	5.614	5.322	5,5%
Contratos	2.749	2.633	4,4%	2.551	7,8%	5.300	5.201	1,9%
CGTF	671	671	-	664	1,1%	1.334	1.334	-
FURNAS	335	338	-0,9%	303	10,6%	638	669	-4,6%
CHESF	388	393	-1,3%	384	1,0%	772	780	-1,0%
CESP	87	141	-38,3%	87	-	174	270	-35,6%
Petrobrás	189	86	>100,0%	127	48,8%	316	171	84,8%
Eletronorte	145	92	57,6%	133	9,0%	278	181	53,6%
COPEL	38	60	-36,7%	40	-5,0%	78	119	-34,5%
CEMIG	35	111	-68,5%	35	-	70	220	-68,2%
Tractebel	54	46	17,4%	45	20,0%	99	91	8,8%
Eletronuclear	96	96	-	95	1,1%	191	192	-0,5%
PROINFA	55	53	3,8%	52	5,8%	108	105	2,9%
Outros	656	546	20,1%	586	11,9%	1.242	1.069	16,2%
Liquidação CCEE	66	20	>100,0%	247	-73,3%	314	121	>100,0%
Totais - Outputs	2.815	2.653	6,1%	2.798	0,6%	5.614	5.322	5,5%
Perdas na Transmissão + Energia Não Faturada	45	44	2,3%	46	-2,2%	93	77	20,8%
Energia Distribuída - Mercado Cativo	2.339	2.254	3,8%	2.444	-4,3%	4.783	4.529	5,6%
Residencial - Convencional	599	559	7,2%	620	-3,4%	1.219	1.122	8,6%
Residencial - Baixa Renda	358	344	4,1%	378	-5,3%	736	698	5,4%
Industrial	286	281	1,8%	283	1,1%	568	551	3,1%
Comercial	493	479	2,9%	510	-3,3%	1.003	954	5,1%
Rural	270	265	1,9%	318	-15,1%	588	555	5,9%
Setor Público	330	322	2,5%	332	-0,6%	662	642	3,1%
Consumo Próprio + Revenda	3	4	-25,0%	3	-	7	7	-
Perdas na Distribuição - Sistema Coelce	431	355	21,4%	308	39,9%	738	716	3,1%

(1) Variação entre 2T14 e 2T13; (2) Variação entre os 6M14 e 6M13

Indicadores Operacionais

INDICADORES OPERACIONAIS E DE PRODUTIVIDADE*

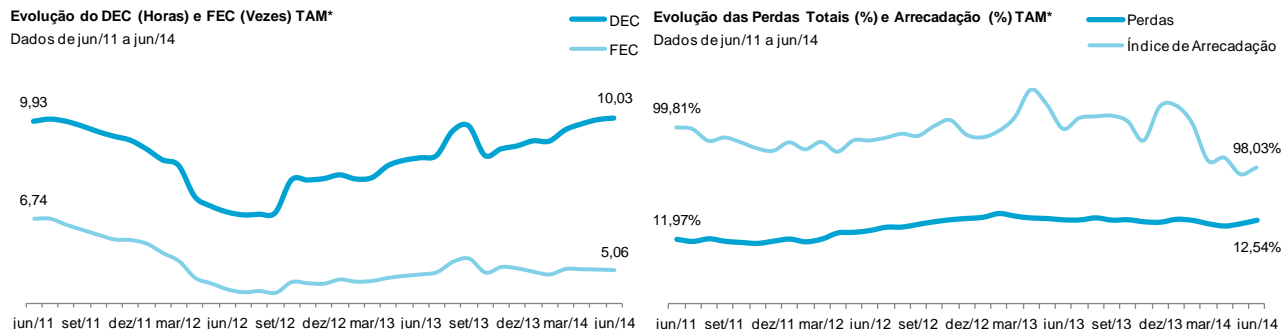
	2T14	2T13	Var. %	1T14	Var. % (1)	6M14	6M13	Var. % (2)
DEC 12 meses (horas)	10,03	8,74	14,8%	9,65	3,9%	10,03	8,74	14,8%
FEC 12 meses (vezes)	5,06	4,92	2,8%	5,10	-0,8%	5,06	4,92	2,8%
Perdas de Energia 12 meses (%)	12,54%	12,55%	-0,01 p.p	12,43%	0,11 p.p	12,54%	12,55%	-0,01 p.p
Índice de Arrecadação 12 meses (%)	98,03%	99,74%	-1,71 p.p	98,33%	-0,30 p.p	98,03%	99,74%	-1,71 p.p
MWh/Colaborador	2.207	2.044	8,0%	2.302	-4,1%	4.509	4.083	10,4%
MWh/Consumidor	0,75	0,76	-1,3%	0,79	-5,1%	1,54	1,54	-
PMSO (3)/Consumidor	31,07	31,37	-1,0%	30,56	1,7%	61,39	63,79	-3,8%

(1) Variação entre 2T14 e 2T13; (2) Variação entre os 6M14 e 6M13

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

* Valores não auditados pelos auditores independentes

Comentário do Desempenho



TAM – Valor acumulado nos últimos doze meses

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).
- 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).

A Coelce encerrou o 2T14 com DEC de 10,03 horas*, índice que apresenta um incremento de 14,8% em relação ao registrado no 2T13, de 8,74 horas*. O FEC alcançou o patamar de 5,06 vezes*, o que representa um incremento de 2,8% em relação ao 2T13, que fechou em 4,92 vezes*.

A Coelce investiu R\$ 58 milhões* em qualidade do sistema nos últimos 12 meses. Não obstante, a trajetória dos indicadores de qualidade foi impactada por eventos fortuitos, como o “apagão” que atingiu o Nordeste do país no dia 28 de agosto de 2013, isolada a região do Sistema Interligado Nacional (SIN) em função de um incêndio que provocou os curtos-circuitos na linha de transmissão Ribeiro Gonçalves – São João do Piauí (PI), os quais resultaram no desligamento de duas linhas de transmissão de 500 quilovolts (kV), segundo o ONS. O impacto deste evento, gerado nos indicadores do mês de agosto de 2013, foi de +0,6 horas para o DEC e +0,32 vezes para o FEC.

Disciplina de Mercado

As perdas de energia TAM – Taxa Anual Móvel (medição acumulada em 12 meses) houve uma melhoria de 0,01 p.p. em relação às perdas registradas no 2T13. Nos últimos 12 meses, foram investidos R\$ 31 milhões* no combate às perdas.

Em relação ao índice de arrecadação TAM (valores arrecadados sobre valores faturados, em 12 meses), o mesmo encerrou o 2T14 com o percentual inferior (1,71 p.p.) em relação ao encerramento do 2T13.

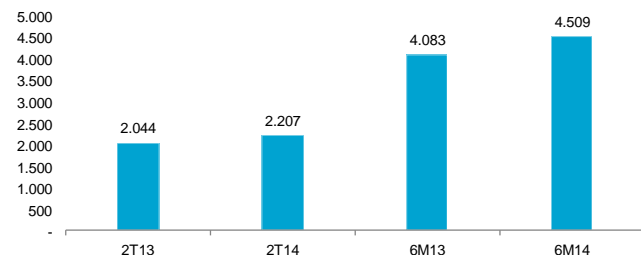
Produtividade

Os indicadores MWh/colaborador e MWh/consumidor refletem a produtividade da Companhia, em termos de geração de valor pela força de trabalho (colaboradores) e em termos de geração de valor pela base comercial (consumidores).

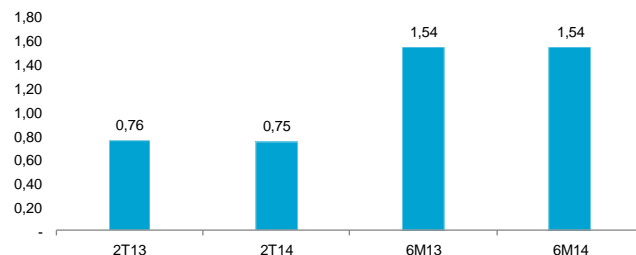
A Coelce encerrou o 2T14 com o indicador de MWh/colaborador com o índice 8,0% superior que o do 2T13. O indicador de MWh/cliente teve um índice 1,3% inferior que o do 2T13.

O indicador PMSO/consumidor, que busca avaliar a eficiência de custos pela base comercial da Companhia, alcançou o valor de R\$ 31,07/consumidor no 2T14, o que representa uma redução de 1,0% em relação ao mesmo período do ano anterior, que fechou em R\$ 31,37/consumidor.

Indicador de Produtividade - MWh/Colaborador*
Evolução 2T13 - 2T14 e 6M13 - 6M14



Indicador de Produtividade - MWh/Consumidor*
Evolução 2T13 - 2T14 e 6M13 - 6M14



* Valores não auditados pelos auditores independentes

Comentário do Desempenho

DESEMPENHO ECONÔMICO - FINANCEIRO

Resultado

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

	2T14	2T13	Var. %	1T14	Var. % (1)	6M14	6M13	Var. % (2)
Receita Operacional Bruta	1.101.997	904.353	21,9%	931.223	18,3%	2.033.220	1.799.017	13,0%
Deduções à Receita Operacional	(241.717)	(206.294)	17,2%	(223.889)	8,0%	(465.606)	(441.052)	5,6%
Receita Operacional Líquida	860.280	698.059	23,2%	707.334	21,6%	1.567.614	1.357.965	15,4%
Custos do Serviço e Despesas Operacionais	(799.897)	(597.328)	33,9%	(666.212)	20,1%	(1.466.109)	(1.157.725)	26,6%
EBITDA(3)*	93.577	129.399	-27,7%	76.714	22,0%	170.291	257.564	-33,9%
Margem EBITDA*	10,88%	18,54%	-7,66 p.p	10,85%	0,03 p.p	10,86%	18,97%	-8,11 p.p
EBIT(4)*	60.383	100.731	-40,1%	41.122	46,8%	101.505	200.240	-49,3%
Margem EBIT*	7,02%	14,43%	-7,41 p.p	5,81%	1,21 p.p	6,48%	14,75%	-8,27 p.p
Resultado Financeiro	(62.431)	(19.273)	>100,0%	(7.166)	>100,0%	(69.597)	(39.078)	78,1%
Imposto de Renda, Contribuição Social e Outros	28.853	(6.225)	<-100,0%	30.690	-6,0%	59.543	(23.287)	<-100,0%
Lucro Líquido	26.805	75.233	-64,4%	64.646	-58,5%	91.451	137.875	-33,7%
Margem Líquida	3,12%	10,78%	-7,66 p.p	9,14%	-6,02 p.p	5,83%	10,15%	-4,32 p.p
Lucro por Ação (R\$/ação)	0,34	0,97	-64,4%	0,83	-58,5%	1,17	1,77	-33,7%

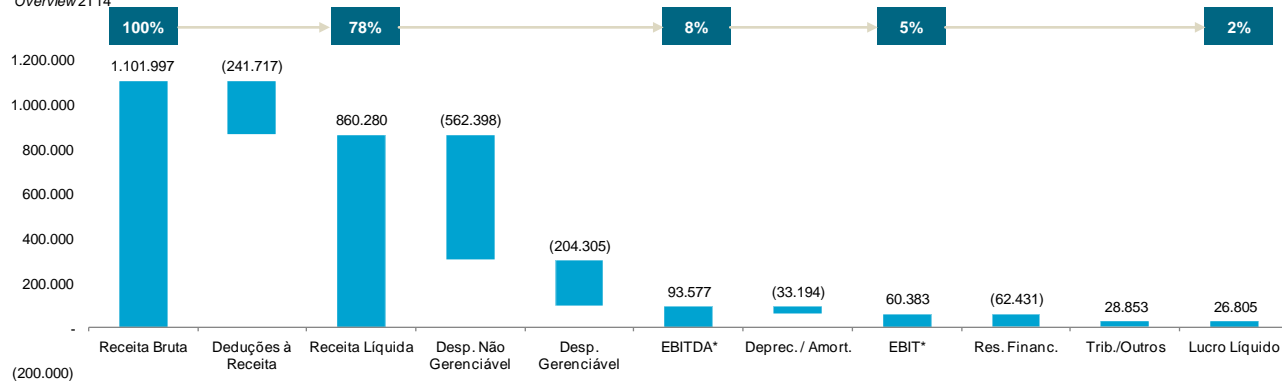
(1) Variação entre 2T14 e 2T13; (2) Variação entre os 6M14 e 6M13

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

Overview

Principais Contas do Resultado (R\$ Mil)

Overview 2T14



Receita Operacional Bruta

RECEITA OPERACIONAL BRUTA (R\$ MIL)

	2T14	2T13	Var. %	1T14	Var. % (1)	6M14	6M13	Var. % (2)
Fornecimento de Energia Elétrica	873.885	729.897	19,7%	772.036	13,2%	1.645.921	1.479.247	11,3%
Subsídio Baixa Renda	48.301	46.302	4,3%	49.207	-1,8%	97.508	97.985	-0,5%
Subvenção CDE - Desconto Tarifário	53.634	35.036	53,1%	35.036	53,1%	88.670	53.200	66,7%
Fornecimento de Energia Elétrica - Mercado Cativo	975.820	811.235	20,3%	856.279	14,0%	1.832.099	1.630.432	12,4%
Suprimento de Energia Elétrica	-	2.881	-100,0%	-	-	-	4.772	-100,0%
Receita pela Disponibilidade da Rede Elétrica	18.899	20.296	-6,9%	18.150	4,1%	37.049	45.123	-17,9%
Receita Operacional IFRIC- 12	95.780	58.419	64,0%	42.227	>100,0%	138.007	96.155	43,5%
Outras Receitas	11.498	11.522	-0,2%	14.567	-21,1%	26.065	22.535	15,7%
Total - Receita Operacional Bruta	1.101.997	904.353	21,9%	931.223	18,3%	2.033.220	1.799.017	13,0%

(1) Variação entre 2T14 e 2T13; (2) Variação entre os 6M14 e 6M13

A receita operacional bruta da Coelce alcançou, no 2T14, um incremento de 21,9% em relação ao 2T13, (+R\$ 198 milhões). Esse incremento é, basicamente, o efeito dos seguintes fatores:

- Incremento de 20,3% (R\$ 976 milhões versus R\$ 811 milhões) na receita pelo fornecimento de energia elétrica para o mercado cativo (+R\$ 165 milhões):

Este incremento está associado aos seguintes fatores:

- Aumento de 3,2% no volume de energia vendida para o mercado cativo da Companhia (2.354 GWh no 2T14 versus 2.282 GWh no 2T13);
- Efeito do Reajuste Tarifário Anual de 2014, aplicado a partir de 22 de abril de 2014, que incrementou as tarifas da Coelce em 16,77% em média;

A receita pelo fornecimento de energia elétrica para o mercado cativo ainda se encontra negativamente impactada pela:

- Devolução da segunda parcela da receita extraordinária obtida pela Companhia entre abril de 2011 e março de 2012, em função da não aplicação do resultado do 3º ciclo de revisão tarifária da Coelce em abril de 2011, fato ocasionado pela não conclusão das discussões em torno da metodologia definitiva. A devolução está sendo efetuada, via tarifa, em duas parcelas, nos reajustes de 2013 e de 2014. Para o reajuste de 2014, a devolução da segunda parte da receita extraordinária correspondeu a um componente financeiro de -4,6% (R\$ 138 milhões durante 12 meses, aprox. R\$ 35 milhões no 2T14).

* Valores não auditados pelos auditores independentes

Comentário do Desempenho

- Incremento de 53,1% (R\$ 54 milhões versus R\$ 35 milhões) na subvenção CDE (-R\$ 19 milhões): Este incremento está associado à contabilização integral, no 2T14, da parcela de ajuste (referente à diferença entre os valores previstos e realizados) relativa ao período de fevereiro de 2013 a fevereiro de 2014.

Excluindo-se o efeito da receita operacional - IFRIC 12, a receita operacional bruta da Companhia, no 2T14, alcançou o montante de R\$ 1.006 milhões, o que representa um incremento de 18,9% em relação ao mesmo período do ano anterior, cujo montante foi de R\$ 846 milhões (+R\$ 160 milhões).

Deduções da Receita

DEDUÇÕES DA RECEITA (R\$ MIL)

	2T14	2T13	Var. %	1T14	Var. % (1)	6M14	6M13	Var. % (2)
ICMS	(199.138)	(172.966)	15,1%	(186.796)	6,6%	(385.934)	(358.625)	7,6%
COFINS	(25.661)	(26.395)	-2,8%	(22.735)	12,9%	(48.396)	(55.458)	-12,7%
PIS	(5.571)	(5.730)	-2,8%	(4.936)	12,9%	(10.507)	(12.040)	-12,7%
Total - Tributos	(230.370)	(205.091)	12,3%	(214.467)	7,4%	(444.837)	(426.123)	4,4%
Quota Reserva Global de Reversão - RGR	-	6.667	-100,0%	-	-	-	6.667	-100,0%
Conta de Consumo de Combust. Fósseis - CCC	-	-	-	-	-	-	(5.012)	-100,0%
Programa de Eficiência Energética e P&D	(7.824)	(6.165)	26,9%	(7.129)	9,7%	(14.953)	(12.376)	20,8%
Encargo de Capacidade/Aquisição Emergencial/Outros	(3.523)	(1.705)	>100,0%	(2.293)	53,6%	(5.816)	(4.208)	38,2%
Total - Encargos Setoriais	(11.347)	(1.203)	>100,0%	(9.422)	20,4%	(20.769)	(21.596)	-3,8%
Total - Deduções da Receita	(241.717)	(206.294)	17,2%	(223.889)	8,0%	(465.606)	(441.052)	5,6%

(1) Variação entre 2T14 e 2T13; (2) Variação entre os 6M14 e 6M13

As deduções da receita apresentaram um incremento de 17,2% em relação ao mesmo trimestre do ano anterior (-R\$ 35 milhões). Essa redução é o efeito, principalmente, das seguintes variações:

- Incremento de 15,1% no tributo ICMS (-R\$ 26 milhões): Esta variação deve-se, principalmente, ao aumento da base de cálculo para apuração do ICMS, devido ao aumento do consumo de energia e ao reajuste tarifário.
- Incremento (-R\$ 10 milhões) nos encargos setoriais: O incremento mencionado se deve, principalmente, pelo lançamento de R\$ 6,7 milhões na conta da RGR no 2T13. Este valor refere-se à reversão do saldo provisionado (passivo) até dezembro de 2012, em função da extinção do referido encargo pela Lei 12.783/13.

Custos e Despesas Operacionais

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

	2T14	2T13	Var. %	1T14	Var. % (1)	6M14	6M13	Var. % (2)
Custos e despesas não gerenciáveis								
Energia Elétrica Comprada para Revenda (3)	(535.411)	(402.378)	33,1%	(457.636)	17,0%	(993.047)	(773.805)	28,3%
Taxa de Fiscalização da ANEEL	(1.102)	(1.210)	-8,9%	(1.210)	-8,9%	(2.312)	(2.350)	-1,6%
Encargo do Uso da Rede Elétrica/Encargo do Sistema (3)	(25.885)	1.154	<-100,0%	(21.653)	19,5%	(47.538)	(10.917)	>100,0%
Total - Não gerenciáveis	(562.398)	(402.434)	39,7%	(480.499)	17,0%	(1.042.897)	(787.072)	32,5%
Custos e despesas gerenciáveis								
Pessoal	(35.862)	(35.336)	1,5%	(34.847)	2,9%	(70.709)	(68.005)	4,0%
Material e Serviços de Terceiros	(65.513)	(58.959)	11,1%	(58.838)	11,3%	(124.351)	(117.486)	5,8%
Depreciação e Amortização	(33.194)	(28.668)	15,8%	(35.592)	-6,7%	(68.786)	(57.324)	20,0%
Custo de Desativação de Bens	2.038	(286)	<-100,0%	-	-	2.038	1.456	40,0%
Prov. para Créditos de Liquidação Duvidosa	2.994	(5.643)	<-100,0%	(1.866)	<-100,0%	1.128	(9.799)	<-100,0%
Provisões para Contingências	(1.035)	467	<-100,0%	(3.913)	-73,5%	(4.948)	(4.536)	9,1%
Despesa IFRIC-12 (Custo de Construção)	(95.780)	(58.419)	64,0%	(42.227)	>100,0%	(138.007)	(96.155)	43,5%
Outras Despesas Operacionais	(11.147)	(8.050)	38,5%	(8.429)	32,2%	(19.577)	(18.804)	4,1%
Total - Gerenciáveis	(237.499)	(194.894)	21,9%	(185.713)	27,9%	(423.212)	(370.653)	14,2%
Total - Custos do Serviço e Despesa Operacional	(799.897)	(597.328)	33,9%	(666.212)	20,1%	(1.466.109)	(1.157.725)	26,6%

(1) Variação entre 2T14 e 2T13; (2) Variação entre os 6M14 e 6M13

(3) Valores do 2T13 Reclássificado

Os custos e despesas operacionais no 2T14 apresentaram um incremento de 33,9% em relação ao 2T13 (-R\$ 203 milhões). Este aumento é o efeito, principalmente, das seguintes variações:

Incremento de 39,7% nos custos e despesas não gerenciáveis (-R\$ 160 milhões), principalmente, por:

- Aumento de 33,1% na linha de energia elétrica comprada para revenda (-R\$ 133 milhões):
O aumento acima mencionado se deve aos seguintes fatores:
 - Incremento de 6,1% no volume de energia comprada (CCEARs e Bilaterais) entre o 2T14 e 2T13;
 - Reajuste de preço dos contratos de compra de energia vigentes ocorridos entre os períodos (principalmente pelo índice de inflação IPCA; 75% dos contratos são 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-0;
 - Aumento do custo variável pago às térmicas despachadas dentro da ordem de mérito pelo ONS, para garantir o nível mínimo dos reservatórios nacionais;
 - Maior exposição ao mercado de curto prazo, tendo em vista o cenário de desconstrução involuntária, ocasionado pela redistribuição das cotas em função da Lei 12.783/13 e/ou por projetos térmicos postergados ou cancelados;

Estes acréscimos foram parcialmente compensados pela:

- (vi) Contabilização/reconhecimento das medidas do Governo Federal de auxílio às distribuidoras de energia, mediante o Decreto e 8.221/14. Os itens (iv) e (v) foram parcialmente compensados pelos repasses pela CONTA-ACR. A compensação contabilizada alcançou o montante de R\$ 70 milhões no 2T14.
- Redução na rubrica encargo de uso/encargo de serviço do sistema – ESS (-R\$ 27 milhões): Esta variação decorre, basicamente: (i) De uma reclassificação no 2T13 do montante no valor de +R\$ 17 milhões, classificados anteriormente (1T13) na rubrica de energia elétrica comprada para

Comentário do Desempenho

revenda, referentes à recuperação de CVA's passadas e (ii) No 2T13, o encargo de ESS foi integralmente compensado, em função do Decreto 7.945/13, o que não está ocorrendo agora no 2T14.

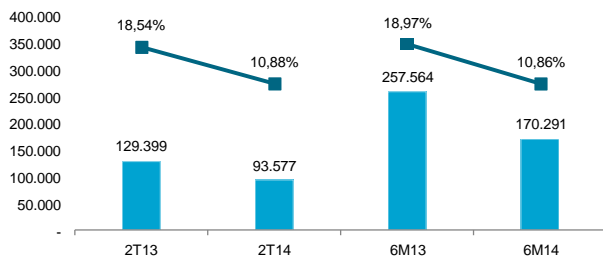
Incremento de 21,9% nos custos e despesas gerenciáveis (-R\$ 42 milhões), basicamente por:

- Incremento de 11,1% (-R\$ 66 milhões versus -R\$ 59 milhões) em material e serviços de terceiros (-R\$ 7 milhões): Essa variação se deve, principalmente, a um maior número de operações em campo ocorridas no período e os reajustes contratuais.
- Incremento de 15,8% na rubrica depreciação e amortização (-R\$ 7 milhões): O incremento se deve, basicamente, a uma maior base de cálculo, devido aos investimentos e ativações ocorridas no período.

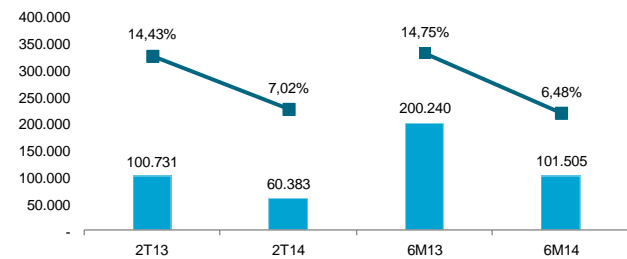
Excluindo-se o efeito do custo operacional - IFRIC 12, os custos e despesas gerenciáveis da Companhia, no 2T14, alcançaram o montante de -R\$ 141 milhões, o que representa um incremento de 3,8% em relação ao mesmo período do ano anterior, cujo montante foi de -R\$ 136 milhões (-R\$ 5 milhões).

EBITDA

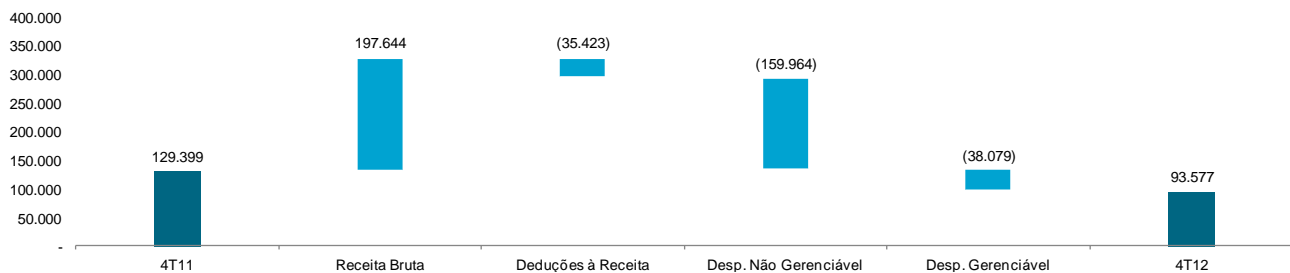
EBITDA (R\$ Mil) e Margem EBITDA (%)*
Evolução 2T13 - 2T14 e 6M13 - 6M14



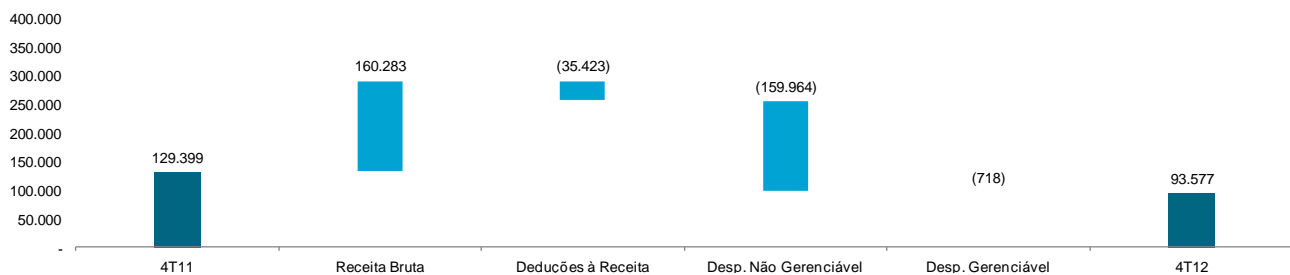
EBIT (R\$ Mil) e Margem EBIT (%)*
Evolução 2T13 - 2T14 e 6M13 - 6M14



Análise da Evolução do EBITDA (R\$ Mil)*
Evolução 2T13 - 2T14



Análise da Evolução do EBITDA (R\$ Mil)* s/ variações de Receita e Custo de Construção (IFRIC 12)
Evolução 2T13 - 2T14



Com base nas variações expostas acima, o EBITDA da Coelce no 2T14, atingiu o montante de R\$ 94 milhões*, o que representa uma redução de 27,7% em relação ao 2T13, cujo montante foi de R\$ 129 milhões* (-R\$ 35 milhões). A margem EBITDA da Companhia no 2T14 foi de 10,88%, refletindo um decréscimo de 7,66 p.p. em relação ao 2T13, de 18,54%*.

De acordo com a instrução CVM nº 527, de 04 de outubro de 2012, a divulgação do cálculo do EBITDA e do EBIT deve ser acompanhada da conciliação dos valores que os compõem, constantes das demonstrações financeiras da companhia. Assim, segue abaixo a conciliação dos cálculos do EBITDA e do EBIT:

* Valores não auditados pelos auditores independentes

Comentário do Desempenho

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

	2T14	2T13	Var. %	1T14	Var. % (1)	6M14	6M13	Var. % (2)
Lucro Líquido do Período	26.805	75.233	-64,4%	64.646	-58,5%	91.451	137.875	-33,7%
(+) Tributo sobre o Lucro	(28.853)	6.225	<-100,0%	(30.690)	-6,0%	(59.543)	23.287	<-100,0%
(+) Resultado Financeiro	62.431	19.273	>100,0%	7.166	>100,0%	69.597	39.078	78,1%
(=) EBIT	60.383	100.731	-40,1%	41.122	46,8%	101.505	200.240	-49,3%
(+) Depreciações e Amortizações	33.194	28.668	15,8%	35.592	-6,7%	68.786	57.324	20,0%
(=) EBITDA	93.577	129.399	-27,7%	76.714	22,0%	170.291	257.564	-33,9%

(1) Variação entre 2T14 e 2T13; (2) Variação entre os 6M14 e 6M13

O EBITDA funciona como um indicador de desempenho econômico geral e revela-se uma ferramenta significativa para comparar, periodicamente, o desempenho operacional da companhia, assim como para embasar determinadas decisões de natureza administrativa. O EBITDA permite uma melhor compreensão não apenas sobre o desempenho econômico, mas também serve como uma proxy para aferir a capacidade de cumprir com as obrigações passivas e como referência para se obter recursos para as despesas de capital e para o capital de giro.

Resultado Financeiro

RESULTADO FINANCEIRO (R\$ MIL)

	2T14	2T13	Var. %	1T14	Var. % (1)	6M14	6M13	Var. % (2)
Receitas Financeiras								
Renda de Aplicações Financeiras	2.364	5.512	-57,1%	2.083	13,5%	4.447	9.263	-52,0%
Acréscimo Moratório sobre Conta de Energia	8.346	9.537	-12,5%	9.033	-7,6%	17.379	20.074	-13,4%
Receita ativo indenizável	(19.140)	11.921	<-100,0%	28.428	<-100,0%	9.288	22.563	-58,8%
Outras	253	2.435	-89,6%	1.621	-84,4%	1.874	5.664	-66,9%
Total - Receitas Financeiras	(8.177)	29.405	<-100,0%	41.165	<-100,0%	32.988	57.564	-42,7%
Despesas financeiras								
Encargo de Dívidas	(21.190)	(17.316)	22,4%	(17.422)	21,6%	(38.612)	(34.314)	12,5%
Variações Monetárias	(6.248)	(6.833)	-8,6%	(6.956)	-10,2%	(13.204)	(17.411)	-24,2%
Atualizações de Impostos, Provisões e Multas	(18.722)	(16.695)	12,1%	(6.274)	>100,0%	(24.996)	(30.227)	-17,3%
IOF e IOC	(589)	-	-	(3.167)	-81,4%	(3.756)	(290)	>100,0%
Multas (ANEEL e outras)	(732)	(4.841)	-84,9%	(1.442)	-49,2%	(2.174)	(6.268)	-65,3%
Outras	(6.773)	(2.993)	>100,0%	(13.070)	-48,2%	(19.843)	(8.132)	>100,0%
Total - Despesas Financeiras	(54.254)	(48.678)	11,5%	(48.331)	12,3%	(102.585)	(96.642)	6,1%
Total - Receitas e Despesas Financeiras	(62.431)	(19.273)	>100,0%	(7.166)	>100,0%	(69.597)	(39.078)	78,1%

(1) Variação entre 2T14 e 2T13; (2) Variação entre os 6M14 e 6M13

O resultado financeiro da Coelce, no 2T14, apresentou um incremento maior do que 100,0% (-R\$ 43 milhões) em relação ao mesmo trimestre do ano anterior. Esta evolução é o efeito líquido, basicamente, das seguintes variações:

Redução maior do que 100,0% nas receitas financeiras (-R\$ 37 milhões), principalmente, por:

- Redução de 57,1% em renda de aplicações financeiras (-R\$ 3 milhões): A variação reflete a redução do caixa médio no trimestre em 62%, passando de R\$ 278 milhões em 2T13 para R\$ 105,6 milhões no 2T14. A redução ocorreu, principalmente, devido ao pagamento de dividendos em dezembro de 2013, no montante de R\$ 213,8 milhões. O volume de caixa também foi impactado em 2T14 devido às condições do setor elétrico.
- Redução na receita do ativo indenizável (-R\$ 31 milhões): A redução se deve, basicamente, a premissa de alinhar o modelo de cálculo do Ativo Indenizável com a atualização pelo VNR. Em função disso, foi realizada a atualização da depreciação acumulada referente ao ano de 2014, que refletiu na redução dos valores do ativo indenizável.

Incremento de 11,5% nas despesas financeiras (-R\$ 5 milhões), principalmente, por:

- Incremento de 22,4% (-R\$ 21 milhões versus -R\$ 17 milhões) em encargos de dívidas (-R\$ 4 milhões): Este incremento deve-se, basicamente, ao aumento da dívida bruta da companhia entre os trimestres comparados.

Tributos (IR/CSLL) e Outros

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

	2T14	2T13	Var. %	1T14	Var. % (1)	6M14	6M13	Var. % (2)
IR e CSLL	4.821	(26.060)	<-100,0%	(9.767)	<-100,0%	(4.946)	(51.228)	-90,3%
Incentivo Fiscal SUDENE	26.231	22.237	18,0%	42.655	-38,5%	68.886	32.745	>100,0%
Amortização do Ágio e Reversão da Provisão	(2.199)	(2.402)	-8,5%	(2.198)	0,0%	(4.397)	(4.804)	-8,5%
Total	28.853	(6.225)	<-100,0%	30.690	-6,0%	59.543	(23.287)	<-100,0%

(1) Variação entre 2T14 e 2T13; (2) Variação entre os 6M14 e 6M13

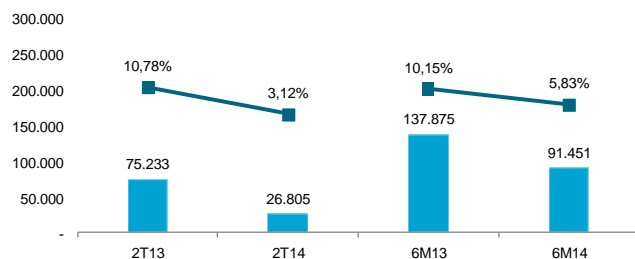
As despesas com Imposto de Renda (IR), Contribuição Social sobre o Lucro Líquido (CSLL) e Outros (Amortização do Ágio) no 2T14 registrou uma redução (+R\$ 35 milhões) em relação ao 2T13. Esta variação é o efeito do aumento do imposto diferido contabilizado no 2T14.

* Valores não auditados pelos auditores independentes

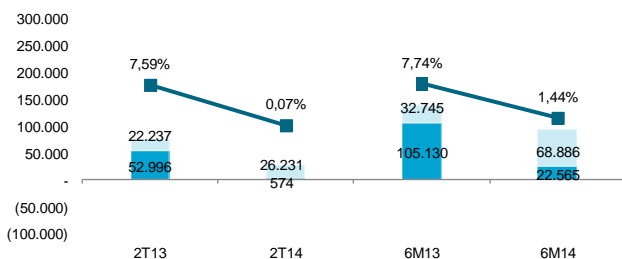
Comentário do Desempenho

Lucro Líquido

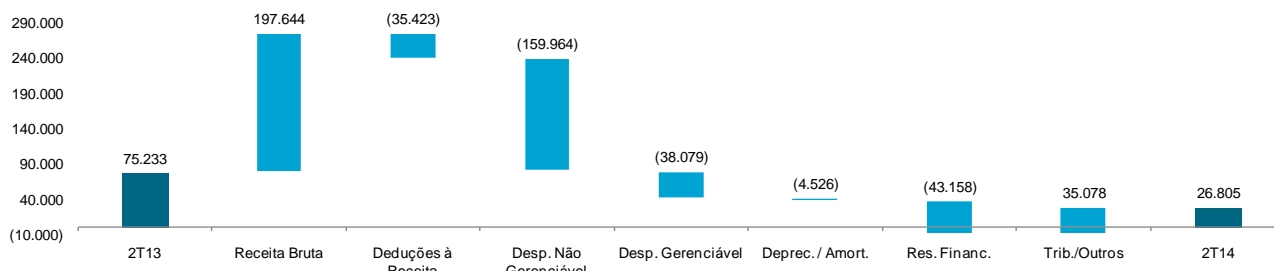
Lucro Líquido (R\$ Mil) e Margem Líquida (%)
Evolução 2T13 - 2T14 e 6M13 - 6M14



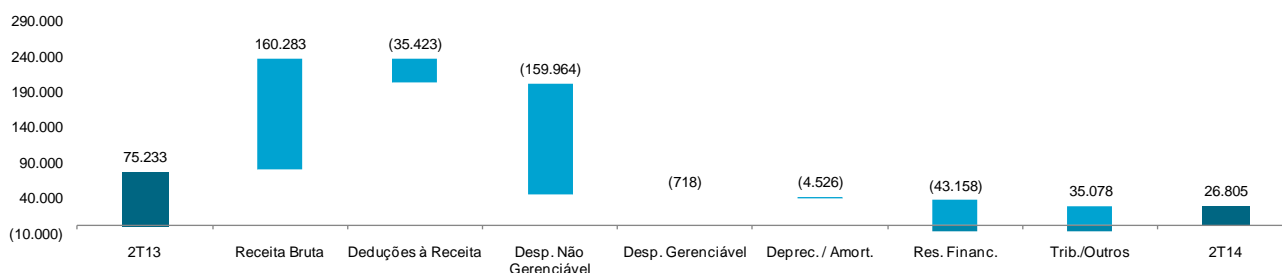
Lucro Líquido (R\$ Mil) e Margem Líquida (%)
Evolução 2T13 - 2T14 e 6M13 - 6M14



Análise da Evolução do Lucro Líquido (R\$ Mil)
Evolução 2T13 - 2T14



Análise da Evolução do Lucro Líquido (R\$ Mil), s/ variações de Receita e Custo de Construção (IFRIC 12)
Evolução 2T13 - 2T14



Com base nos efeitos expostos anteriormente, a Coelce registrou no 2T14 um Lucro Líquido de R\$ 27 milhões, valor 56,6% inferior ao registrado no 2T13, que foi de R\$ 75 milhões (-R\$ 48 milhões). Desta forma, a Margem Líquida no 2T13 alcançou 3,79%.

Endividamento

INDICADORES DE ENDIVIDAMENTO

	2T14	2T13	Var. %	1T14	Var. % (1)	6M14	6M13	Var. % (2)
Dívida bruta (R\$ mil)	1.068.896	938.724	13,9%	1.059.957	0,8%	1.068.896	938.724	13,9%
(-) Caixa, Equivalentes e Aplicações Financ. (R\$ mil)	26.418	331.242	-92,0%	118.536	-77,7%	26.418	331.242	-92,0%
Dívida líquida (R\$ mil)	1.042.478	607.482	71,6%	941.421	10,7%	1.042.478	607.482	71,6%
Dívida Bruta / EBITDA(3)*	3,40	1,75	94,3%	3,02	12,6%	3,40	1,75	94,3%
EBITDA(3) / Encargos de Dívida(3)*	4,27	7,57	-43,6%	5,02	-14,9%	4,27	7,57	-43,6%
Dívida bruta / (Dívida bruta + PL)	0,40	0,37	7,3%	0,39	1,3%	0,40	0,37	7,3%
Dívida líquida / (Dívida líquida + PL)	0,39	0,28	41,9%	0,37	7,4%	0,39	0,28	41,9%

(1) Variação entre 2T14 e 2T13; (2) Variação entre os 6M14 e 6M13

(3) EBITDA e Encargo de Dívida acumulados nos últimos 12 meses; (4) Dívida Líquida = Dívida Bruta - Caixa, Equivalentes e Aplicações Financeiras

A dívida bruta da Coelce encerrou o 2T14 com um incremento de 13,9% em relação ao 2T13 (+R\$ 130 milhões). Este incremento deve-se, basicamente, por captações de dívidas com o BNDES no valor de R\$ 193 milhões e com o Itaú no valor de R\$ 150 milhões; compensados parcialmente, pela liquidação da 2ª série da 2ª emissão de debêntures no valor de R\$ 130 milhões (sendo R\$ 67 milhões realizados através de evento de resgate antecipado total), à amortização de financiamentos de R\$ 125 milhões.

A operação de pré-pagamento das debêntures teve como objetivo a redução dos custos financeiros para a companhia, uma vez que os custos das debêntures estavam acima do custo médio de captação de dívida praticado no mercado no período analisado.

A Coelce encerrou o 2T14 com o custo da dívida médio de 9,09% a.a., ou CDI - 0,36% a.a.

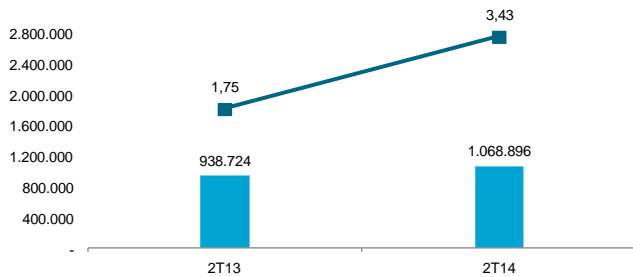
Em setembro de 2013, a agência classificadora de risco de crédito corporativo Standard & Poor's procedeu com o upgrade do *rating* corporativo da Companhia de brAA+ para brAAA (com perspectiva estável), refletindo a solidez creditícia atual e futura da Coelce. De acordo com a S&P, a elevação do *rating* da Coelce, deve-se principalmente a um sólido desempenho operacional e a uma política financeira prudente, o que permitiu apresentar métricas de

* Valores não auditados pelos auditores independentes

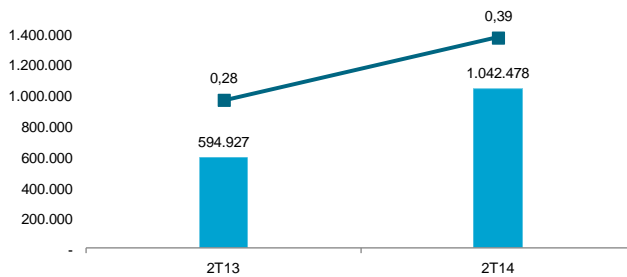
Comentário do Desempenho

crédito moderadas e liquidez adequada, apesar do cenário desafiador pelo qual as companhias de distribuição enfrentaram, particularmente no primeiro trimestre de 2013.

Dívida Bruta (R\$ Mil) e Dívida Bruta / EBITDA* (Veze)
Evolução 2T13 - 2T14



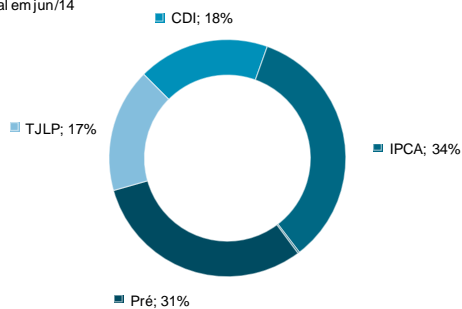
Dívida Líquida (R\$ Mil) e Alavancagem (Veze)
Evolução 2T13 - 2T14



Abertura da Dívida Bruta - CP e LP
Posição Final em jun/14



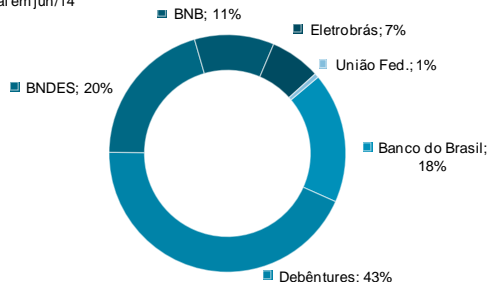
Abertura da Dívida Bruta - Indexadores
Posição Final em jun/14



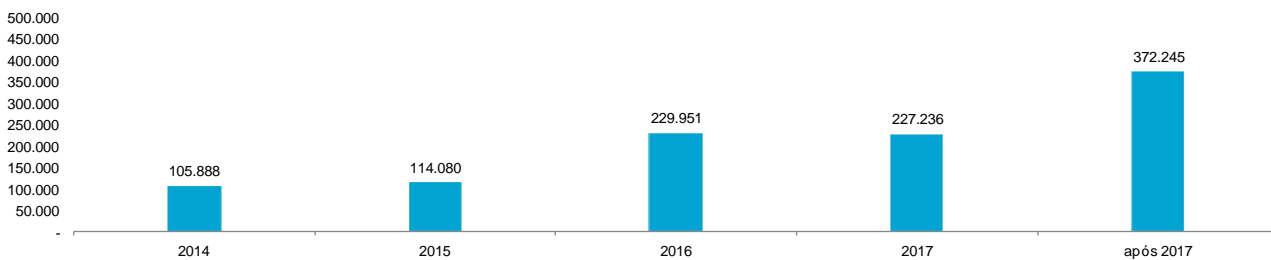
Abertura da Dívida Bruta - Moedas
Posição Final em jun/14



Abertura da Dívida Bruta - Credor
Posição Final em jun/14



Curva de Amortização (R\$ Mil)
Posição Final em jun/14



* Valores não auditados pelos auditores independentes

Comentário do Desempenho

Investimentos

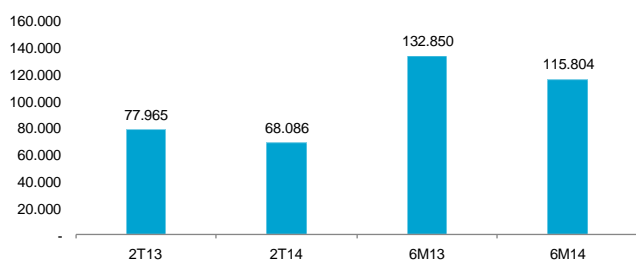
INVESTIMENTOS (R\$ MIL)*

	2T14	2T13	Var. %	1T14	Var. % (1)	6M14	6M13	Var. % (2)
Novas Conexões	53.406	30.252	76,5%	20.605	>100,0%	74.011	46.307	59,8%
Rede	19.133	24.254	-21,1%	12.959	47,6%	32.092	33.158	-3,2%
Combate às Perdas	9.079	7.474	21,5%	5.914	53,5%	14.993	14.876	0,8%
Qualidade do Sistema Elétrico	7.362	8.171	-9,9%	5.008	47,0%	12.369	9.449	30,9%
Outros	2.692	8.609	-68,7%	2.037	32,2%	4.730	8.833	-46,5%
Medidores	1.039	3.044	-65,9%	2.195	-52,7%	3.234	4.678	-30,9%
Outros (Non - Network)	10.732	5.977	79,6%	7.279	47,4%	18.010	11.957	50,6%
Varição de Estoque	(6.345)	4.559	<-100,0%	11.848	<-100,0%	5.503	19.704	-72,1%
Total Investido	77.965	68.086	14,5%	54.886	42,0%	132.850	115.804	14,7%
Aportes / Subsídios	16.818	(9.002)	<-100,0%	(7.400)	<-100,0%	9.418	(16.185)	<-100,0%
Investimento Líquido	94.783	59.084	60,4%	47.486	99,6%	142.268	99.619	42,8%

(1) Variação entre 2T14 e 2T13; (2) Variação entre os 6M14 e 6M13

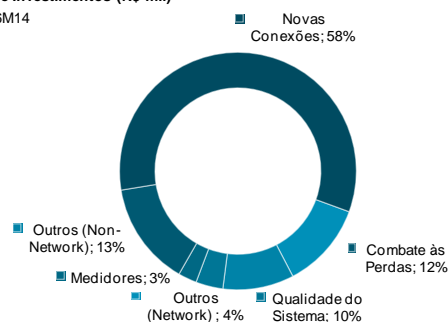
Investimentos Totais (R\$ Mil)*

Evolução 2T13 - 2T14 e 6M13 - 6M14



Portfólio de Investimentos (R\$ mil)

Dados de 6M14



Os investimentos realizados pela Coelce no 2T14 alcançaram, um incremento de 60,4% (+R\$ 36 milhões) em relação ao mesmo período do ano anterior maior volume, no 2T14, foi direcionado aos investimentos para Novas Conexões, que representou R\$ 53 milhões* de todo o valor investido no período mencionado.

O grande crescimento de investimentos em Novas Conexões, se deve principalmente, a demanda reprimida de anos anteriores. E outro fator, que contribuiu bastante para o crescimento acentuado do investimento líquido, foi a devolução do VI contrato com a Eletrobrás, em razão disso foi provisionado o valor de R\$ 23 milhões.

Mercado de Capitais

COTAÇÃO DE FECHAMENTO (R\$/AÇÃO)*

	2T14	2T13	Var. %	1T14	Var. % (1)	6M14	6M13	Var. % (2)
Ordinárias - ON (COCE3)	39,10	42,00	-6,9%	48,00	-18,5%	39,10	42,00	-6,9%
Preferenciais A - PNA (COCE5)	34,90	40,10	-13,0%	37,15	-6,1%	34,90	40,10	-13,0%
Preferenciais B - PNB (COCE6)	35,00	35,00	-	35,00	-	35,00	35,00	-

(1) Variação entre 2T14 e 2T13; (2) Variação entre os 6M14 e 6M13

INDICADORES DE MERCADO*

	2T14	2T13	Var. %	1T14	Var. % (1)	6M14	6M13	Var. % (2)
Informações sobre Ação Preferencial A (COCE5)								
Cotação (R\$/ação)	34,90	40,10	-13,0%	37,15	-6,1%	34,90	40,10	-13,0%
Média Diária de Negócios	90	258	-65,1%	236	-61,9%	163	243	-32,9%
Média Diária de Volume Financeiro (R\$)	1.232.899	3.330.867	-63,0%	4.578.942	-73,1%	2.905.920	3.307.903	-12,2%
Valor de Mercado (R\$ milhões)	2.919	3.205	-8,9%	3.411	-14,4%	2.919	3.205	-8,9%
Enterprise Value (EV) (2) (R\$ milhões)	3.962	3.813	3,9%	4.352	-9,0%	3.962	3.813	3,9%
EV/EBITDA (3)	12,72	7,10	79,2%	12,42	2,4%	12,72	7,10	79,2%
Preço da Ação PNA / Lucro por Ação (3) (P/L)	23,43	8,87	>100,0%	18,24	28,5%	23,43	8,87	>100,0%
Dividend Yield da Ação PNA (4)	7,88%	8,84%	-0,96 p.p	2,66%	5,22 p.p	7,88%	8,84%	-0,96 p.p
Valor de Mercado/Patrimônio Líquido	1,81	2,02	-10,4%	2,09	-13,4%	1,81	2,02	-10,4%

(1) Variação entre 2T14 e 2T13; (2) Variação entre os 6M14 e 6M13

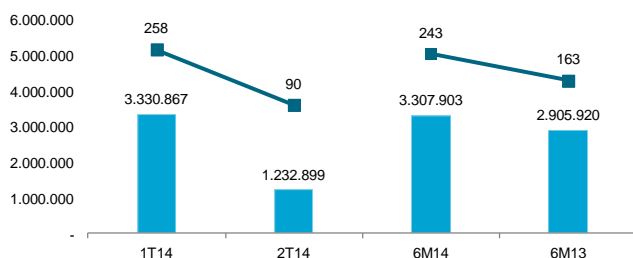
(2) EV = Valor de mercado + Dívida líquida; (3) EBITDA e Lucro por Ação dos quatro últimos trimestres; (4) Proventos por Ação pagos nos últimos 4 trimestres / Preço da Ação no final do período

* Valores não auditados pelos auditores independentes

Comentário do Desempenho

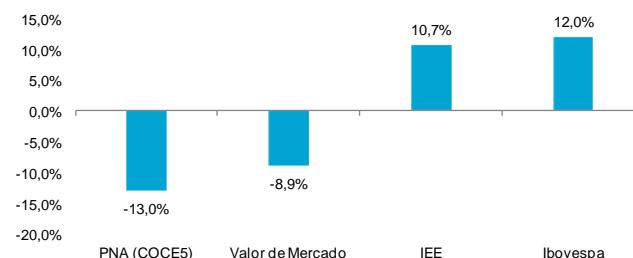
Média Diária de Negócios (Negócios) e Volume Médio Diário (R\$)*

Evolução 2T13 - 2T14 e 6M13 - 6M14



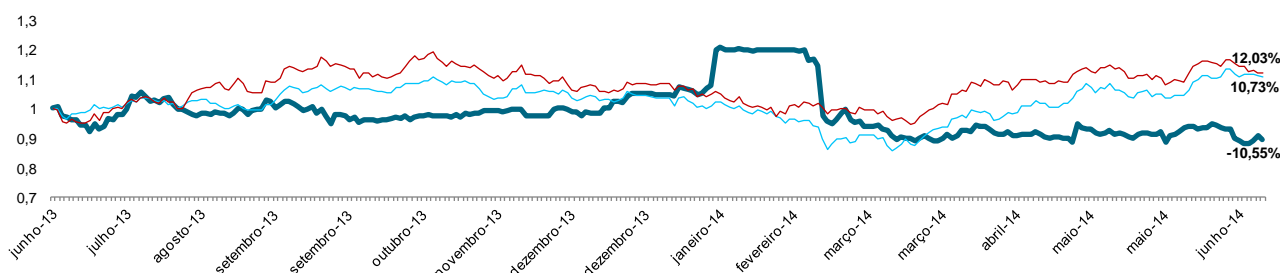
Indicadores de Mercado - Variação 12 meses (%)*

Dados até jun/14



Evolução diária COCE5, IEE e IBOVESPA - base 1

Dados de 12 meses - até jun/14



O *free float* do Capital Social da Coelce (ações em livre negociação na BM&FBovespa) é de 25,9%, enquanto os demais 74,1% estão nas mãos do grupo controlador.

A Coelce possui, atualmente, 3 papéis negociados na BM&FBovespa, sendo que o de maior liquidez é a ação preferencial A (COCE5), que no 2T14 teve uma média de 90 negócios diários (-65,1% vs. 2T13) e um volume financeiro diário médio de R\$ 1,2 milhões (-63,0% vs. 2T13). 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 13,0% nos 12 meses até dezembro de 2013, enquanto o IEE e o Ibovespa apresentaram respectivamente, valorização de 10,7% e 12,0%. Ajustando-se as cotações pelos proventos deliberados, a desvalorização da ação preferencial classe A (COCE5) seria de 10,5%.

5

OUTROS TEMAS RELEVANTES

16ª Edição do Prêmio ABRADDEE (2014)

Pelo 6º ano consecutivo, a Coelce ficou entre as três melhores distribuidoras do Brasil, pela 16ª edição (2014) do Prêmio ABRADDEE, premiação que a Associação Brasileira de Distribuidores de Energia Elétrica concede anualmente às distribuidoras de energia do país. A Companhia conquistou ainda, o 1º lugar nacional em Responsabilidade Social.

Decreto 8.221/14

Em 2 de abril de 2014 foi publicado o Decreto 8.221/2014, instituindo a criação da, denominada, "CONTA-ACR", e normatizando o que se previa em normas anteriores que a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) procedesse à contratação de empréstimos junto a bancos, para obter os fundos necessários para viabilizar os pagamento às empresas distribuidoras, do incremento de custos de energia aos quais as mesmas estiveram expostas devido aos fatores anteriormente mencionados. Subsequentemente, em 16/4/2014 a ANEEL emitiu a Resolução 612 e em 22/4/2014 a mesma emitiu o Despacho 1.256, detalhando o funcionamento da CONTA-ACR, e homologando os valores a serem repassados pela CCEE às empresas distribuidoras, relativamente à competência de fevereiro/2014.

Em 25 de abril de 2014 foi assinado um Contrato de Financiamento da Operação ACR – Ambiente de Contratação Regulada pela CCEE, junto a diversas instituições financeiras, com limite total de até R\$11,2 bilhões, a serem repassados às distribuidoras que incorreram nos custos adicionais descritos acima. A CCEE liquidará esse compromisso financeiro com o recebimento das cotas vinculadas ao pagamento das obrigações de cada distribuidora junto à CCEE. Essas cotas serão estabelecidas, futuramente, pela ANEEL para cada empresa distribuidora de energia e não possuem nenhuma vinculação com o valor de reembolso recebido por meio da operação de empréstimo captado pela CCEE. A Companhia não foi interveniente no contrato entre CCEE e os bancos financiadores, e não disponibilizou nenhuma garantia para esse contrato.

Reajuste Tarifário Anual de 2014

O Reajuste Tarifário da Coelce de 2014, com vigência a partir do dia 22 de abril de 2014, estabeleceu um incremento nas tarifas de 8,09%, sendo o efeito médio a ser percebido pelos consumidores da Companhia foi um incremento de 16,77%, tendo em vista a retirada da tarifa dos componentes financeiros oriundos do reajuste tarifário anual anterior (-8,68%).

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

Notas explicativas às informações trimestrais

Em 30 de junho de 2014

(Em milhares de reais, exceto quando especificado de outra forma)

1. Informações gerais

A Companhia Energética do Ceará - COELCE ("Companhia"), sociedade por ações de capital aberto registrada na BM&FBOVESPA S.A. - Bolsa de Valores, Mercadorias e Futuros com sede na Rua Padre Valdevino, nº 150, Fortaleza, Ceará, controlada pela Endesa 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. A concessão do serviço público de distribuição de energia elétrica se deu por meio do Contrato de Concessão de Distribuição nº 01, de 13 de maio de 1998, com vencimento para maio de 2028.

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 2013, publicadas na imprensa oficial em 17 de março de 2014. Essas informações trimestrais devem ser analisadas em conjunto com aquelas demonstrações financeiras, para melhor compreensão das informações apresentadas.

A autorização para emissão destas demonstrações financeiras ocorreu em reunião da Diretoria realizada em 23 de julho de 2014.

Notas Explicativas

Companhia Energética do Ceará – COELCE

3. Alterações na legislação brasileira e assuntos regulatórios

Desde o último trimestre de 2012 houve elevação dos custos na compra de energia no mercado de curto prazo, assim como energia produzida por geradores térmicos, ocasionada por diversos fatores, tais como: condições hidrológicas, redução da oferta decorrente de algumas usinas que não renovaram suas concessões nos moldes da Lei 12.783/13, elevado custo da energia térmica por conta do nível de despacho utilizado atualmente pelas usinas e atraso na entrada em operação comercial de alguns empreendimentos de geração.

A Lei 12.783/13 disciplinou o uso dos recursos da Conta de Desenvolvimento Energético (CDE), que inclui a neutralização da exposição de distribuição no mercado de curto prazo e a cobertura do custo adicional dos despachos de usinas térmicas acionadas em razão de segurança energética, assim como criou novas fontes para o seu custeio, inclusive prevendo a possibilidade que sejam feitas operações de crédito para suprir fundos à CDE.

Adicionalmente, em 2/4/2014 foi publicado o Decreto 8221/2014, instituindo a criação da, denominada, “CONTA-ACR”, e normatizando o que se previa em normas anteriores que a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) procedesse à contratação de empréstimos junto a bancos, para obter os fundos necessários para viabilizar os pagamentos às empresas distribuidoras, do incremento de custos de energia aos quais as mesmas estiveram expostas devido aos fatores anteriormente mencionados. Subsequentemente, em 16/4/2014 a ANEEL emitiu a Resolução 612 detalhando o funcionamento da CONTA-ACR.

Em 25 de abril de 2014 foi assinado um Contrato de Financiamento da Operação ACR – Ambiente de Contratação Regulada pela CCEE, junto a diversas instituições financeiras, com limite total de até R\$11,2 bilhões, que foram repassados às distribuidoras que incorreram nos custos adicionais descritos acima para as competências de fevereiro a abril/2014. A CCEE liquidará esse compromisso financeiro com o recebimento das cotas vinculadas ao pagamento das obrigações dos agentes do setor elétrico junto à CCEE. Essas cotas serão estabelecidas, futuramente, pela ANEEL para cada agente do setor elétrico e não possuem nenhuma vinculação com o valor de reembolso recebido por meio da operação de empréstimo captado pela CCEE. A Companhia não disponibilizou nenhuma garantia direta para esse contrato.

A contabilização dos recursos cobertos por esse repasse de CDE no resultado da Companhia, como redutora do grupo “Energia comprada para revenda”, ocorreu de acordo com o período de competência (mesmo período em que os custos também foram incorridos) e totalizou R\$194.268 em 30 de junho de 2014, composto por: (i) R\$19.449 relativos ao mês de janeiro de 2014, recebido diretamente dos fundos da CDE em 11 de março de 2014, (ii) R\$174.819 relativos ao meses de fevereiro a abril de 2014 os quais foram recebidos através da CONTA-ACR no decorrer deste trimestre.

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

	<u>30/06/2014</u>	<u>31/12/2013</u>
Caixa e contas correntes bancárias	20.722	11.807
Aplicações financeiras	4.493	83.480
Total	<u>25.215</u>	<u>95.287</u>

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.

Em 30 de junho de 2014 e 31 de dezembro de 2013, as aplicações financeiras classificadas como equivalentes de caixa são compostas da seguinte forma:

<u>Descrição</u>	<u>30/06/2014</u>	<u>31/12/2013</u>
CDB (Aplicações diretas)	620	67.761
CDB (Fundos exclusivos)	950	8.181
Operações compromissadas (Fundos exclusivos)	2.923	7.538
Total	<u>4.493</u>	<u>83.480</u>

A redução significativa nos saldos de caixa e equivalentes de caixa da Companhia no trimestre findo em 30 de junho de 2014 está associada ao incremento de custos com compra de energia derivado da exposição involuntária ao mercado spot e risco hidrológico (vide Nota 3), bem como pelo atraso no recebimento de repasses governamentais relativos a subsídios homologados pela ANEEL (vide Nota 8). Adicionalmente, a Companhia conta com linhas de crédito comprometidas e contas garantidas para assegurar o cumprimento de seus compromissos operacionais e financeiros no curto e médio prazo, no valor total de R\$ 150.000 (dos quais R\$ 35.268, estão sendo utilizados em 30 de junho de 2014). Ainda assim, como forma de cobertura adicional de liquidez, a Companhia conta com autorização da ANEEL para tomar empréstimos de sua controladora no Brasil em um valor máximo de R\$ 200.000, caso necessário.

Notas Explicativas**Companhia Energética do Ceará – COELCE****5. Títulos e valores mobiliários**

Em 30 de junho de 2014 e 31 de dezembro 2013, as aplicações financeiras classificadas como títulos e valores mobiliários são compostas da seguinte forma:

Descrição	30/06/2014	31/12/2013
Fundos de investimentos	309	300
Títulos públicos (Investimentos exclusivos)	826	6.676
Cotas de fundos (Investimentos exclusivos)	6	3.614
Outros (Investimentos exclusivos)	62	1.433
Total	1.203	12.023

Através de fundos exclusivos, 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.

6. Consumidores, concessionários e permissionários

Classe de consumidores	Saldos			Valor bruto	
	Vincendos	Vencidos até 90 dias	Vencidos há mais de 90 dias	30/06/2014	31/12/2013
Circulante					
Residencial	81.357	73.377	20.241	174.975	136.392
Industrial	9.968	5.780	7.961	23.709	21.073
Comercial	34.558	19.221	10.905	64.684	51.848
Rural	21.014	10.115	8.631	39.760	32.007
Poder público	20.252	7.004	1.188	28.444	21.365
Iluminação pública	5.965	1.608	202	7.775	4.902
Serviço público	7.219	621	288	8.128	7.169
Subtotal	180.333	117.726	49.416	347.475	274.756
Encargo emergencial	-	-	2.487	2.487	2.487
Créditos junto a clientes com ações judiciais (a)	-	-	65.672	65.672	64.948
Consumidores livres	3.773	-	-	3.773	3.466
Parcelamento de débitos	13.188	-	-	13.188	15.764
Fornecimento não faturado	138.933	-	-	138.933	118.778
Contas a receber com partes relacionadas - vide Nota 20	43	-	-	43	49
Outros créditos	1.848	3.608	-	5.456	1.009
Subtotal	338.118	121.334	117.575	577.027	481.257
Provisão para créditos de liquidação duvidosa	-	-	(94.984)	(94.984)	(93.307)
Total circulante	338.118	121.334	22.591	482.043	387.950
Não circulante					
Comercialização na CCEE	-	-	15.289	15.289	15.289
Parcelamento de débitos	7.163	-	-	7.163	7.152
Provisão para créditos de liquidação duvidosa	(1.398)	-	(15.289)	(16.687)	(16.657)
Total não circulante	5.765	-	-	5.765	5.784

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

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

	<u>31/12/2013</u>	<u>Reversão</u>	<u>Reversão de baixas</u>	<u>30/06/2014</u>
Provisão para crédito de liquidação duvidosa	(109.964)	1.128	(2.835)	(111.671)
Circulante	(93.307)			(94.984)
Não circulante	(16.657)			(16.687)

A provisão para créditos de liquidação duvidosa foi constituída com base nos critérios estabelecidos pela legislação regulatória aliada à análise dos riscos de perdas dos valores vencidos de clientes, questões judiciais e um percentual sobre dívidas parceladas. 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 (última instância). A Companhia mantém PCLD para esses casos no montante de R\$ 54.343 em 30 de junho de 2014 (R\$ 53.858 em 31 de dezembro de 2013), suficientes para cobrir eventuais perdas em relação a essas ações.

7. Consumidores de baixa renda

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

Em virtude dos critérios estabelecidos pelas resoluções mencionadas e calendário de cadastramento dos clientes que tem direito a receber o benefício, o saldo a receber em 30 de junho de 2014 é de R\$ 32.657 (R\$ 47.541 em 31 de dezembro de 2013) relativo às subvenções dos meses de maio e junho 2014. A referida subvenção é calculada mensalmente pela Companhia e submetida à ANEEL para aprovação e homologação através de Despacho específico.

8. 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, de 26 de abril de 2002, redação dada pela Medida Provisória nº 605, de 23 de janeiro de 2013, e em cumprimento ao disposto no art. 3º do Decreto nº 7.891, de 23 de janeiro de 2013. Os recursos são oriundos da CDE, e são homologados pela ANEEL no processo de reajuste anual das distribuidoras.

Em 15 de abril de 2014, foi emitida a resolução homologatória nº 1.711/2014 aprovando o valor mensal de R\$ 14.617 a ser repassado pela Eletrobras durante o período de março de 2014 a fevereiro de 2015, dos quais o montante de R\$1.087 corresponde ao ajuste referente à diferença entre os valores previstos e realizados em relação ao período de fevereiro de 2013 a março de 2014, e o valor de R\$13.530 corresponde à previsão para o período de Abril de 2014 a março de 2015.

Em 30 de junho de 2014 a Companhia possui registrado o valor de R\$100.349 (R\$ 11.679 em 31 de dezembro de 2013) os quais são compostos por: (i) R\$ 40.591 relativo à previsão dos meses de abril, maio e junho de 2014; (ii) R\$13.044 corresponde ao registro integral da parcela de ajuste relativa a fevereiro de 2013 a fevereiro de 2014; e (iii) R\$ 46.714 corresponde às parcelas em aberto referente ao período tarifário anterior.

Devido a falta de recursos do governo na conta da CDE, os repasses não estão ocorrendo tempestivamente que contribuiu para situação de caixa da companhia mencionada na Nota 4.

Notas Explicativas**Companhia Energética do Ceará – COELCE****9. Tributos a compensar**

	30/06/2014		31/12/2013	
	Circulante	Não circulante	Circulante	Não circulante
Imposto de renda e contribuição social	14.896	-	11.677	-
ICMS	35.172	18.489	24.869	29.320
ICMS parcelamento	11.056	-	11.056	-
PIS e COFINS	3.483	-	2.390	-
Outros tributos	773	-	684	-
Total	65.380	18.489	50.676	29.320

O saldo de ICMS refere-se basicamente aos créditos vinculados à aquisição de bens do ativo permanente, os quais estão sendo compensados mensalmente à razão de 1/ 48 avos.

10. Cauções e depósitos

Instituição	Tipo de Aplicação	30/06/2014		31/12/2013	
		Circulante	Não Circulante	Circulante	Não Circulante
Itaú-Unibanco TOP DI	Fundo de Investimento	21.930	-	25.055	-
Bradesco	CDB	-	732	-	120
Itaú	CDB	-	629	-	602
Banco do Brasil	CDB	-	-	-	9.729
BNB	CDB	-	15.928	-	20.302
Banco do Brasil	Título do Tesouro EUA	-	4.730	-	4.582
Caixa	Caução	320	-	320	-
Outros		-	20	-	20
Total		22.250	22.039	25.375	35.355

Os valores em garantias são aplicados em fundos de investimento de renda fixa, CDBs e outros instrumentos financeiros de baixo risco. Em 30 de junho de 2014 a Companhia possui registrado no ativo circulante o montante de R\$ 22.250 (R\$ 25.375 em 31 de dezembro de 2013) e no ativo não circulante o montante de R\$ 22.038 (R\$ 35.355 em 31 de dezembro de 2013), 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.

Notas Explicativas**Companhia Energética do Ceará – COELCE****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 exercício, será feita reversão da provisão na mesma proporção da amortização da parcela do ágio do respectivo exercício.

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:

Benefício fiscal - ágio incorporado	30/06/2014	31/12/2013
Ágio da incorporação	775.960	775.960
Amortização acumulada	(572.130)	(559.198)
Provisão sobre o ágio	(429.365)	(429.365)
Reversão da provisão sobre o ágio	294.587	286.052
Saldo	69.052	73.449
Circulante	8.421	8.793
Não Circulante	60.631	64.656
Reserva de capital	30/06/2014	31/12/2013
Ágio da incorporação	775.960	775.960
(-) Desdobramento e resgate de ações	(125.407)	(125.407)
Provisão sobre o ágio	(429.365)	(429.365)
Saldo	221.188	221.188

Notas Explicativas**Companhia Energética do Ceará – COELCE****12. Tributos diferidos**

A Companhia reconheceu imposto de renda e contribuição social diferidos sobre diferenças temporárias, cuja composição e origem estão demonstrados a seguir:

	Imposto de renda		Contribuição social		Total	
	30/06/2014	31/12/2013	30/06/2014	31/12/2013	30/06/2014	31/12/2013
Ativo						
Diferenças temporárias						
Provisão para riscos tributários, cíveis e trabalhistas	42.404	40.862	15.265	14.710	57.669	55.572
Provisão para créditos de liquidação duvidosa	27.918	27.491	10.050	9.897	37.968	37.388
Provisão para obsolescência de estoque	1.760	2.061	633	742	2.393	2.803
Diferido perda de bens	2.730	2.730	983	983	3.713	3.713
Perda plano de pensão	33.377	33.377	12.016	12.016	45.393	45.393
Provisão SWAP	1.552	639	508	231	2.060	870
Desreconhecimento de ativo regulatório	54.028	-	21.785	-	75.813	-
Outras provisões	1.771	23	638	7	2.409	30
Total	165.540	107.183	61.878	38.586	227.418	145.769
Passivo						
Diferenças temporárias						
Correção monetária especial (CME) e complementar (CMC)	(807)	(833)	(1.466)	(1.526)	(2.273)	(2.359)
Desreconhecimento de passivo regulatório	-	(36.261)	-	(10.719)	-	(46.980)
Ativo indenizável (concessão)	(56.919)	(54.597)	(20.829)	(19.993)	(77.748)	(74.590)
Swap Passivo	(2.752)	(2.313)	(991)	(832)	(3.743)	(3.145)
Total	(60.478)	(94.004)	(23.286)	(33.070)	(83.764)	(127.074)
Tributos diferidos						
Ativos (passivos) diferidos	105.062	13.179	38.592	5.516	143.654	18.695

Estudos técnicos de viabilidade indicam a recuperação dos valores de imposto de renda e da contribuição social, nos parâmetros determinados pelo Pronunciamento Técnico CPC 32 - Tributos sobre o lucro, os quais correspondem às melhores estimativas da Administração, cuja expectativa de realização está apresentada a seguir:

Ano de realização	30/06/2014
2014	19.842
2015	14.027
2016	18.540
2017	19.608
2018 a 2020	60.825
2021 a 2023	94.576
Total	227.418

As projeções utilizadas para estabelecer o prazo de realização estão sujeitas a alterações periódicas.

Notas Explicativas**Companhia Energética do Ceará – COELCE****13. Depósitos vinculados a litígios**

	<u>30/06/2014</u>	<u>31/12/2013</u>
Trabalhistas	10.161	15.240
Cíveis	19.352	22.435
Fiscais	3.500	4.589
Total	<u>33.013</u>	<u>42.264</u>

14. Ativo indenizável (concessão)

Refere-se à parcela dos investimentos realizados e não amortizados até o final da concessão classificada como um ativo financeiro por ser um direito incondicional de receber caixa ou outro ativo financeiro diretamente do poder concedente decorrente da aplicação das Interpretações Técnicas ICPC 01 – (R1) Contrato de Concessão e ICPC 17 – Contrato de Concessão: Evidenciação e da Orientação Técnica OCPC 05 – Contrato de Concessão.

A indenização será efetuada com base nas parcelas dos investimentos vinculados a bens reversíveis, ainda não amortizados ou depreciados, que tenham sido realizados com o objetivo de garantir a continuidade e atualidade do serviço concedido.

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

Saldo em 31 de dezembro de 2012	<u>606.556</u>
Transferências do ativo intangível	2.243
Receitas financeiras - ativo indenizável	<u>22.000</u>
Saldo em 31 de dezembro de 2013	<u>630.799</u>
Transferências do ativo intangível	105.150
Receita Financeira - ativo indenizável	9.288
Saldo em 30 de junho de 2014	<u>745.237</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.

Quando da extinção da concessão ao final do contrato, ou em outra possibilidade neste prevista, dar-se-á, de pleno direito a reversão ao Poder Concedente, dos bens vinculados ao serviço público de distribuição de energia, procedendo às devidas avaliações e levantamentos para a determinação do montante de indenização devida à companhia, sendo observados os valores e as datas de incorporação destes bens ao sistema elétrico.

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.

15. Intangível

A movimentação dos saldos do intangível está demonstrada a seguir:

Notas Explicativas

Companhia Energética do Ceará – COELCE

	Em serviço				Em curso			
	Custo	Amortização acumulada	Obrigações especiais	Valor líquido	Custo	Obrigações especiais	Valor líquido	Total
Saldo em 31 de dezembro de 2012	3.687.702	(1.608.390)	(617.553)	1.461.759	430.084	(196.715)	233.369	1.695.128
Adições	-	-	-	-	287.479	(33.638)	253.841	253.841
Baixas	(41.242)	3.045	-	(38.197)	-	-	-	(38.197)
Amortização	-	(176.634)	28.195	(148.439)	-	-	-	(148.439)
Transferências	97.141	-	(4.729)	92.412	(97.141)	4.729	(92.412)	-
Transferências para o ativo indenizável	(2.243)	-	-	(2.243)	-	-	-	(2.243)
(-) Provisão para redução de recuperabilidade	(21.930)	11.011	-	(10.919)	-	-	-	(10.919)
Saldo em 31 de dezembro de 2013	3.719.428	(1.770.968)	(594.087)	1.354.373	620.422	(225.624)	394.798	1.749.171
Adições	-	-	-	-	128.589	9.418	138.007	138.007
Amortização	-	(79.988)	15.328	(64.660)	-	-	-	(64.660)
Transferências	257.502	-	(397)	257.105	(257.502)	397	(257.105)	-
Transferências para o ativo indenizável	(105.150)	-	-	(105.150)	-	-	-	(105.150)
Saldo em 30 de junho de 2014	3.871.780	(1.850.956)	(579.156)	1.441.668	491.509	(215.809)	275.700	1.717.368

O ativo intangível em curso refere-se, substancialmente, a obras de expansão e preservação do sistema de distribuição de energia elétrica que é reconhecido na medida em que a Companhia tem o direito de cobrar pelos serviços prestados aos consumidores dos serviços públicos.

A Administração da Companhia entende que a amortização do ativo intangível deve respeitar a vida útil estimada de cada bem integrante da infraestrutura de distribuição, de acordo com 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 Financeiro nos moldes da Lei nº 12.783.

Obrigações especiais vinculadas à concessão do serviço público de energia elétrica

Representam os valores da União, dos Estados, dos Municípios e dos consumidores, bem como as doações não condicionadas a qualquer retorno em favor do doador e as subvenções destinadas a investimentos no serviço público de energia elétrica na atividade de distribuição.

Em conformidade com o ofício nº 1.314/2007-SFF/ANEEL, de 27 de junho de 2007, que determina o registro da amortização mensal na obrigação especial, que decorre da participação nos investimentos não condicionadas a qualquer retorno para a concessão, tal registro é iniciado somente a partir da segunda revisão tarifária da Companhia, e a amortização teve seus primeiros registros em abril de 2009, baseados em uma taxa média.

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

Notas Explicativas

Companhia Energética do Ceará – COELCE

16. Fornecedores

	<u>30/06/2014</u>	<u>31/12/2013</u>
Suprimento e transporte de energia		
Compra de Energia	170.094	161.922
Energia Livre	5.883	5.602
Encargo de Uso da Rede	6.412	5.622
Diferencial Eletronuclear	12.557	15.862
Partes relacionadas (vide nota 20)	92.828	84.375
Materiais e serviços	78.024	77.031
Total	<u>365.798</u>	<u>350.414</u>
Circulante	351.984	336.881
Não circulante	13.814	13.533

17. Obrigações fiscais

	<u>30/06/2014</u>			<u>31/12/2013</u>		
	<u>Circulante</u>	<u>Não Circulante</u>	<u>Total</u>	<u>Circulante</u>	<u>Não Circulante</u>	<u>Total</u>
Imposto de renda - IRPJ e contribuição social - CSLL	4.307	-	4.307	10.226	-	10.226
Imposto sobre circulação de mercadorias e serviços - ICMS	56.395	-	56.395	48.317	-	48.317
REFIS - Parcelamento ICMS	1.399	-	1.399	3.814	-	3.814
REFIS IV - Federal (Previdenciário)	1.680	15.684	17.364	1.643	16.156	17.799
Contribuição para financiamento da seguridade social - COFINS	8.992	-	8.992	7.731	-	7.731
Programa de integração social - PIS	1.953	-	1.953	1.679	-	1.679
Imposto sobre serviços - ISS	1.876	-	1.876	1.709	-	1.709
PIS/COFINS/IRRF/CSRF (Retidos na Fonte)	996	-	996	1.109	-	1.109
Outros tributos e contribuições	4.156	-	4.156	4.386	-	4.386
Total	<u>81.754</u>	<u>15.684</u>	<u>97.438</u>	<u>80.614</u>	<u>16.156</u>	<u>96.770</u>

18. Empréstimos e financiamentos

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

	<u>30/06/2014</u>			<u>31/12/2013</u>		
	<u>Encargos Circulante</u>	<u>Principal Circulante</u>	<u>Principal Não circulante</u>	<u>Encargos Circulante</u>	<u>Principal Circulante</u>	<u>Principal Não circulante</u>
Moeda estrangeira:						
União Federal – Bônus de Capitalização (i)	-	-	-	3	163	-
União Federal – Bônus de Desconto (i)	7	-	2.513	8	-	2.673
União Federal – Bônus ao Par (i)	47	-	3.602	49	-	3.831
Total moeda estrangeira	<u>54</u>	<u>-</u>	<u>6.115</u>	<u>60</u>	<u>163</u>	<u>6.504</u>
Moeda nacional:						
Eletrobras (ii)	-	11.173	62.726	13	11.177	68.315
União Federal – Lei 8.727 (Caixa Econômica Federal) (iii)	-	-	-	1	76	-
União Federal – Lei 8.727 (Eletrobras) (iii)	-	-	-	25	3.092	-
Banco do Brasil (BB Fat Fomentar)	-	-	-	2	936	-
Banco do Nordeste – FNE (iv)	334	36.366	79.640	412	61.315	90.259
BNDES FINEM 2007 (Sindicalizado) (v)	80	24.553	-	171	49.106	-
BNDES FINAME 2012-2013 (vi)	43	4.121	32.970	46	2.061	35.031
BNDES FINEM 2012-2013 A (vi)	227	12.960	64.798	244	6.480	71.278
BNDES FINEM 2012-2013 B (vi)	254	12.960	64.799	273	6.480	71.278
ITAU CCB (vii)	4.708	-	150.000	-	-	-
Working capital Santander (viii)	-	35.268	-	-	-	-
Total moeda nacional	<u>5.646</u>	<u>137.401</u>	<u>454.933</u>	<u>1.187</u>	<u>140.723</u>	<u>336.161</u>
Custos de transação	-	(63)	-	-	(193)	-
Total moeda nacional líquido dos custos de transação	<u>5.646</u>	<u>137.338</u>	<u>454.933</u>	<u>1.187</u>	<u>140.530</u>	<u>336.161</u>
Total de empréstimos e financiamentos	<u>5.700</u>	<u>137.338</u>	<u>461.048</u>	<u>1.247</u>	<u>140.693</u>	<u>342.665</u>

Notas Explicativas

Companhia Energética do Ceará – COELCE

	Início	Vencimento	Tipo de Amortização	Garantias	Encargos Financeiros
Moeda estrangeira:					
União Federal – Bônus de Capitalização (i)	15/08/1997	10/04/2014	Semestral	Recebíveis e Conta Reserva	USD + 8,2% a.a.
União Federal – Bônus de Desconto (i)	15/08/1997	11/04/2024	Ao Final	Recebíveis e Conta Reserva	USD + Libor + 1,0125% a.a.
União Federal – Bônus ao Par (i)	15/08/1997	11/04/2024	Ao Final	Recebíveis e Conta Reserva	USD + 6,2% a.a.
Moeda nacional:					
Eletrobrás (ii)	03/03/2000	30/09/2023	Mensal	Recebíveis e Nota Promissória	6,95% a.a.
União Federal – Lei 8.727 (Caixa Econômi)	30/06/1994	01/03/2014	Mensal	Recebíveis	TR + 10,028% a.a.
União Federal – Lei 8.727 (Eletrobras) (iii)	30/06/1994	01/03/2014	Mensal	Recebíveis	IGPM + 10,028% a.a.
Banco do Brasil (BB Fat Fomentar)	23/01/2007	18/02/2014	Mensal	Fiança Bancária	TJLP + 4,5% a.a.
Banco do Nordeste – FNE (iv)	29/12/2004	15/03/2019	Mensal	Fiança Bancária e Conta Reserva	10% a.a.
BNDES FINEM 2007 (Sindicalizado) (v)	28/04/2008	15/12/2014	Mensal	Recebíveis e Conta Reserva	TJLP + 3,7% a.a.
BNDES FINAME 2012-2013 (vi)	28/08/2013	15/06/2023	Mensal	Recebíveis e Conta Reserva	3,00% a.a.
BNDES FINEM 2012-2013 A (vi)	28/08/2013	15/06/2020	Mensal	Recebíveis e Conta Reserva	TJLP + 2,8% a.a.
BNDES FINEM 2012-2013 B (vi)	28/08/2013	15/06/2020	Mensal	Recebíveis e Conta Reserva	TJLP + 3,8% a.a.
ITAÚ CCB (vii)	20/03/2014	20/03/2019	Mensal	-	112%CDI
WORKING CAPITAL SANTANDER (viii)	30/09/2013	27/06/2014	Mensal	-	CDI + 1,8% a.a.

(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).

(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) União Federal - Lei 8.727– Cessão de crédito, que fez a Eletrobras e a Caixa Econômica Federal à União Federal.

(iv) 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.

(v) BNDES FINEM: Financiamento para o plano de investimento 2007/2009 da Companhia contratado em 28 de abril de 2008, no montante de R\$ 330.000, junto ao sindicato liderado pelo Unibanco, com repasse de recursos do BNDES. A Companhia captou 74% do total do contrato.

(vi) 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.

(vii) 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.

(viii) Contratos contraídos devido à necessidade de capital de giro da Companhia.

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

Nas operações de empréstimo junto ao Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social – BNDES, a Companhia comprometeu-se a cumprir as seguintes obrigações, durante a vigência dos contratos, as quais foram adequadamente atendidas em 30 de junho de 2014:

Obrigações Especiais Financeiras	Banco	Índice
Endividamento financeiro líquido / LAJIDA (máximo)	BNDES / FINEM	3,5
Endividamento financeiro líquido / Endividamento financeiro líquido + Patrimônio líquido (máximo)	BNDES / FINEM	0,6

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

	30/06/2014
2015	31.228
2016	62.184
2017	111.366
2018	110.773
2019	94.211
Após 2019	51.286
	461.048

Os contratos de DMLP com variação em moeda estrangeira contratados com a União Federal, tendo o Banco do Brasil S.A. como agente financeiro, não estão vinculados a contratos de swap. Apesar da exposição cambial deste contrato de DMLP, o percentual de exposição cambial está dentro do limite estipulado na política de riscos financeiros da Companhia, representando apenas 1,39% da dívida total, na posição de 30 de junho de 2014.

19. Debêntures

	30/06/2014			31/12/2013		
	Encargos	Principal		Encargos	Principal	
		Circulante	Não Circulante		Circulante	Não Circulante
1ª Série 3ª Emissão	2.342	-	104.000	2.219	-	104.000
2ª Série 3ª Emissão	16.406	-	348.400	4.698	-	334.764
(-) Custo de transação	-	(409)	(976)	-	(652)	(924)
Total sem efeito de swap	<u>18.748</u>	<u>(409)</u>	<u>451.424</u>	<u>6.917</u>	<u>(652)</u>	<u>437.840</u>
Resultado das operações de swap	-	(465)	(4.485)	-	(229)	(6.463)
Total de debêntures	<u>18.748</u>	<u>(874)</u>	<u>446.939</u>	<u>6.917</u>	<u>(881)</u>	<u>431.377</u>

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

Características das emissões:

Características	1ª Série 3ª Emissão	2ª Série 3ª Emissão
Conversibilidade	Debêntures simples, não conversíveis em ações	Debêntures simples, não conversíveis em ações
Espécie	Quirografária	Quirografária
Tipo e forma	Nominativas e escriturais, sem emissão de cautelas ou certificados	Nominativas e escriturais, sem emissão de cautelas ou certificados
Quantidade de títulos	10.400 debêntures simples	29.600 debêntures simples
Valor nominal	R\$ 10	R\$ 10
Data de emissão	15 de outubro de 2011	15 de outubro de 2011
Vencimento inicial	15 de outubro de 2015	15 de outubro de 2016
Vencimento final	15 de outubro de 2016	15 de outubro de 2018
Atualização monetária	Sem atualização	IPCA
Repactuação	Não haverá	Não haverá
Remuneração	CDI+0,97%aa	6,85%aa
Exigibilidade de juros	Semestral	Anual
Amortizações	Em duas parcelas Anuais	Em três parcelas anuais
Data das amortizações	2015 e 2016	2016, 2017 e 2018

A Companhia está sujeita à manutenção de determinados índices financeiros, calculados trimestralmente, com base em suas demonstrações financeiras.

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

Em 30 de junho, o indicador Dívida financeira líquida / EBITDA estava em 3,00, calculado conforme definido na escritura de emissão das debêntures. Não obstante, a Companhia está em conformidade com os termos contratuais, considerando que de acordo com a escritura, somente o não atendimento pela Companhia por dois trimestres consecutivos, de qualquer desses índices financeiros, implica na possibilidade de vencimento antecipado e imediata exigibilidade do pagamento da dívida.

Notas Explicativas

Companhia Energética do Ceará – COELCE

Curva de amortização do longo prazo das debêntures:

	2015	2016	2017	2018	Total
1ª série - 3ª emissão	52.000	52.000	-	-	104.000
2ª série - 3ª emissão	-	116.124	116.124	116.152	348.400
(-) Custo de transação	(189)	(357)	(253)	(177)	(976)
Total a amortizar	51.811	167.767	115.871	115.975	451.424

20. 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	30/06/2014				
			*Ativo circulante	*Passivo circulante	*Passivo não circulante	Receita/(despesa)	Intangível
Endesa Fortaleza - CGTF	(a.1)	Compra de Energia	-	90.341	-	(276.483)	-
Endesa Cachoeira - CDSA	(a.2)	Compra de Energia	-	643	-	(3.053)	-
Companhia de Interconexão Energética - CIEN	(b.1)	Encargo de Uso	-	168	-	(789)	-
Fundação Coelce de Seguridade Social-FAELCE	(c.1)	Confissão de dívida	-	109	-	-	-
Fundação Coelce de Seguridade Social-FAELCE	(c.2)	Plano de pensão	-	-	82.371	(1.170)	151
EN-Comercio e Serviço SA (PRATIL)	(d.1)	Arrecadação	43	-	-	239	-
Enel Energy Europe	(e.1)	Serviço	-	1.676	-	(1.279)	-
			43	92.937	82.371	(282.535)	151
(-) Plano de pensão				(109)	(82.371)	-	-
Parte relacionadas			43	92.828	-	(282.535)	151

Empresas	Ref	Natureza da operação	31/12/2013		30/06/2013		
			*Ativo circulante	*Passivo circulante	*Passivo não circulante	Despesa	Intangível
Endesa Fortaleza - CGTF	(a.1)	Compra de Energia	-	81.983	-	(248.183)	-
Endesa Cachoeira - CDSA	(a.2)	Compra de Energia	-	630	-	(2.584)	-
Companhia de Interconexão Energética - CIEN	(b.1)	Encargo de Uso	-	152	-	(654)	-
Fundação Coelce de Seguridade Social-FAELCE	(c.1)	Confissão de dívida	-	12.824	-	-	-
Fundação Coelce de Seguridade Social-FAELCE	(c.2)	Plano de pensão	-	-	84.506	(3.587)	316
EN-Comercio e Serviço SA (PRATIL)	(d.1)	Arrecadação	49	-	-	-	-
Enel Energy Europe	(e.1)	Serviço	-	1.610	-	-	-
			49	97.199	84.506	(255.008)	316
(-) Plano de pensão				(12.824)	(84.506)	-	-
Parte relacionadas			49	84.375	-	(255.008)	316

* Esses valores são classificados como contas a receber, fornecedores e obrigações com benefícios pós-emprego, respectivamente (vide Notas 6, 16 e 22).

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

- a.1) CGTF - Central Geradora Termelétrica S.A. – Os saldos referem-se exclusivamente às operações de compra de energia por parte da Companhia.
- a.2) CDSA - Centrais Elétricas Cachoeira Dourada S.A. - Os saldos referem-se exclusivamente às operações de compra de energia por parte da Companhia.
- b.1) CIEN - Companhia de Interconexão Energética - Os saldos incorridos estão relacionados com as despesas com a Rede Básica no período.

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

c.1) FAELCE - Confissão de dívida

A Companhia é patrocinadora do fundo de pensão administrado pela Fundação Coelce de Seguridade Social - FAELCE.

Em 30 de junho de 1999 a Companhia celebrou com a FAELCE um contrato tendo por objeto a consolidação da dívida no valor de R\$ 46.600, correspondendo os saldos devedores dos termos de compromisso firmados em 31 de dezembro de 1992, em 23 de maio de 1996 e em 31 de janeiro de 1997.

Em 30 de junho de 2007 foi assinado um terceiro aditivo com o valor da dívida atualizada em R\$ 62.200, conforme Resolução CGPC nº 17/96 do Ministério da Previdência e Assistência Social, com prazo para pagamento total de 14 parcelas semestrais e sucessivas, iniciando em 31 de dezembro de 2007 e terminando em 30 de junho de 2014.

Em garantia da operação, a Companhia cedeu à FAELCE os direitos creditórios que possui ou venha a possuir, representados pela arrecadação das contas de energia elétrica efetivamente realizadas. A FAELCE poderá sacar da conta corrente bancária da Companhia, até o montante das parcelas da dívida vencidas e não pagas, após 45 dias da verificação da inadimplência da Companhia, se lhe convier.

c.2) 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”.

d.1) EN-Brasil Comércio e Serviços S.A. (“Prátil”) - Contrato com a Prátil para a cobrança na fatura de energia elétrica de valores referentes aos serviços e/ou produtos ofertados por esta aos clientes da Companhia.

e.1) Enel Energy - 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 junho de 2014 foi de R\$ 5.188 (R\$ 5.734 em 30 de junho de 2013). A Companhia mantém ainda benefícios usuais de mercado para rescisões de contratos de trabalho.

Notas Explicativas**Companhia Energética do Ceará – COELCE****21. Programas de P&D e de eficiência energética**

	30/06/2014		31/12/2013	
	Circulante	Não Circulante	Circulante	Não Circulante
Programa de Eficiência Energética	7.726	36.130	7.725	28.512
Programa de Pesquisa e Desenvolvimento	8.863	21.750	10.765	18.603
Fundo Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico - FNDCT	29	-	494	-
Ministério de Minas e Energia- MME	(360)	-	(125)	-
Total	16.258	57.880	18.859	47.115

Conforme Lei nº 9.991, de 24 de julho de 2000, 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 registrados e corrigidos pela SELIC até a efetiva realização.

O saldo negativo de MME se refere a valores pagos a maior e que poderão ser compensados posteriormente.

22. 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 com o mesmo valor que o participante efetua. 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 previdencial da referida entidade.

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 junho de 2007 foi assinado um terceiro aditivo, conforme resolução CGPC nº 17/96 do Ministério da Previdência e Assistência Social, sob as seguintes condições:

Notas Explicativas

Companhia Energética do Ceará – COELCE

- ▶ Prazo para pagamento total: 14 parcelas semestrais e sucessivas, iniciando em 31 de dezembro de 2007 e terminando em 30 de junho de 2014.
- ▶ Pagamento dos juros: mensais e sucessivos, corrigidos pelo INPC.
- ▶ Amortização do principal: semestral calculado sobre o saldo devedor de cada mês, depois da aplicação da correção monetária pelo INPC.

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.

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

	<u>30/06/2014</u>	<u>30/06/2013</u>
Custo do serviço corrente	(212)	1.446
Custos dos juros	4.294	(3.663)
Total de despesas (receitas)	4.082	(2.217)

Análise da obrigação atuarial

As principais premissas adotadas pelo atuário independente para a realização do cálculo estão apresentadas a seguir pelos seus valores nominais:

<u>Especificação</u>	<u>Planos BD</u>	<u>Plano CD</u>	<u>Plano Médico</u>	<u>Plano FGTS</u>
Taxa de desconto	9,80%	9,80%	9,80%	9,80%
Taxa de rendimento esperado dos ativos	9,80%	9,80%	N/A	N/A
Taxa de crescimento salarial	7,61%	7,61%	N/A	7,61%
Taxa de inflação esperada	5,50%	5,50%	5,50%	5,50%
Reajuste de benefício concedidos de prestação continuada	5,50%	5,50%	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	Não aplicável

Foi adotada premissa de crescimento dos custos médicos decrescente, variando de 11,57% a.a. (5,75% a.a. em termos reais) no primeiro ano de projeção, atingindo o valor de 6,51% a.a. (0,95% a.a. em termos reais) para 2023 em diante.

Para projeção dos custos foi adotada premissa de crescimento dos custos em função da idade (*aging fator*) de 3,00% a.a. Foi adotada premissa de crescimento real das contribuições ao plano de saúde em 1,50% a.a para o trimestre findo em 31 de março de 2014. Todos os participantes farão opção por permanecer no plano de saúde na aposentadoria.

Notas Explicativas**Companhia Energética do Ceará – COELCE****23. 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:

	31/12/2013	30/06/2014			Saldo acumulado
	Saldo acumulado	Adições/ reversões	Atualização monetária	Pagamentos	
Trabalhistas(a)	24.606	2.346	1.991	(2.007)	26.936
Cíveis (b)	62.301	2.218	3.081	(3.242)	64.358
Fiscais (c)	4.622	384	175	(383)	4.798
Regulatório (d)	70.408	-	7.444	(4.329)	73.523
Total	161.937	4.948	12.691	(9.961)	169.615

a) Riscos trabalhistas

As principais causas trabalhistas tem naturezas diversas e 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 de natureza cível, inclusive consumeirista, nos quais a Companhia é ré, sendo grande parte da provisão vinculada a 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.

c) Riscos fiscais

O principal valor refere-se a um processo administrativo de compensação de COFINS pago a maior. A SRF entendeu que a compensação efetuada não procedia, pois houve retificação do valor envolvido. A Companhia alega basicamente o desconhecimento da retificação e a decadência do excesso resultante da retificação. No entanto, diante dos fatos, a Companhia entendeu por bem alterar a probabilidade de perda para provável e efetuar provisão. O valor atualizado de R\$ 2.639 em 30 de junho de 2014.

d) Riscos regulatórios

Em 30 de junho de 2014, a Companhia efetuou uma reclassificação nos montantes relacionados às multas ARCE (Penalidades regulatórias, que estão diretamente relacionadas com indicadores de desempenho da ANEEL), ora divulgado em outros passivos não circulantes e que a partir de agora serão demonstradas na nota de contingências, para melhor apresentação e comparabilidade das informações.

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>30/06/2014</u>	<u>31/12/2013</u>
Trabalhistas (a)	44.606	33.013
Cíveis (b)	622.163	385.664
Fiscais (c)	386.776	326.441
Juizados especiais	9.058	10.430
	<u>1.062.603</u>	<u>755.548</u>

(a) Riscos trabalhistas

As principais causas trabalhistas são relacionadas a pagamento de horas extras, reintegração, responsabilidade subsidiária e solidária, diferenças salariais, verbas rescisórias, dano moral e material, acidente de trabalho, etc.

(b) Riscos cíveis

Engloba processos classificados como possível, nos quais a Companhia é ré, vinculada a 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.

(c) Riscos fiscais

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

- c.1) No âmbito estadual, a Companhia discute diversos temas referentes ao ICMS que totalizam o montante de R\$ 298.736 em 30 de junho de 2014 e tratam de: regime especial originado do termo de acordo 035/91; base cadastral de consumidores isentos, imunes e não tributáveis; crédito oriundo da aquisição de bens destinados ao ativo imobilizado; transferência de créditos; cancelamento de faturas; estorno de crédito – consumidor baixa renda; imposto em determinadas operações; energia adquirida para consumo próprio e diferença entre valores contabilizados e valores informados nas declarações fiscais.
- c.2) No âmbito municipal, a Companhia possui processos judiciais e administrativos com o Município de Fortaleza referentes ao ISS que totalizam o montante de R\$ 50.050 em 30 de junho de 2014 e tratam de: serviços acessórios; locação de bens móveis; retenção na fonte e serviços prestados em outros Municípios. E com o Município de Iguatu execução fiscal no valor de R\$ 2.961 em 30 de junho de 2014.
- c.3) Em relação aos tributos federais, a Companhia possui processos administrativos referentes ao IRPJ que totalizam o montante de R\$ 7.790 em 30 de junho de 2014, processo judicial referente ao IRPJ e à CSLL no valor de R\$ 18.978 em 30 de junho de 2014, bem como um processo judicial referente a COFINS no valor de R\$ 1.047 em 30 de junho de 2014.

A Companhia, além dos processos descritos, possui ainda outros de menor valor que envolvem temas de CSLL, PIS, COFINS, ICMS, IPTU e ISS.

24. Patrimônio líquidoa) 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)		Total (I) + (II)			
Endesa 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%
Enersis	3.002.812	6,25%	8.818.006	31,21%	424	0,03%	8.818.430	29,60%	11.821.242	15,18%
Eletrobrás	-	0,00%	3.967.756	14,04%	1.531.141	99,77%	5.498.897	18,46%	5.498.897	7,06%
Fundos e Clubes de Investimento	3.710	0,01%	5.710.981	20,22%	-	0,00%	5.710.981	19,18%	5.714.691	7,34%
Fundo de Pensão	919.403	1,91%	3.714.637	13,15%	-	0,00%	3.714.637	12,47%	4.634.040	5,95%
Outros	80.579	0,17%	4.271.320	15,12%	3.097	0,20%	4.274.417	14,35%	4.354.996	5,60%
Total de Ações	48.067.937	100,00%	28.252.700	100,00%	1.534.662	100,00%	29.787.362	100,00%	77.855.299	100,00%

No dia 14 de janeiro de 2014, a Companhia comunicou ao mercado que foi informada, naquela data, que a Enersis S.A., sua acionista controladora indireta, sociedade anônima chilena de capital aberto com sede na Cidade de Santiago, Chile, na Calle Santa Rosa, n.º 76, em reunião de seu Conselho de Administração realizada naquela data, aprovou a realização de uma Oferta Pública Voluntária para Aquisição de Ações (OPA), juntamente com o Banco Itaú BBA S.A., na qualidade de instituição intermediária, nos termos da Instrução da Comissão de Valores Mobiliários nº 361, de 5 de março de 2002 (Instrução CVM 361/02), conforme alterada, com o objetivo de adquirir até a totalidade das Ações Ordinárias, Ações Preferenciais Classe A, e Ações Preferenciais Classe B de emissão da Companhia em circulação no mercado.

O Leilão da OPA ocorreu no dia 17 de fevereiro de 2014, tendo a Enersis S.A. adquirido 2.964.650 Ações Ordinárias; 8.818.006 Ações Preferenciais Classe A e 424 Ações Preferenciais Classe B. Em razão das aquisições acima, o grupo econômico da Enersis S.A. passou a deter, direta e indiretamente, (i) 47.043.336 Ações Ordinárias, representativas de 97,83% do total de Ações Ordinárias de emissão da Companhia e 60,40% do capital social da Companhia; (ii) 10.588.006 Ações Preferenciais Classe "A", representativas de, 37,47% do total de Ações Preferenciais Classe "A" de emissão da Companhia e 13,60% do capital social da Companhia; e (iii) 424 Ações Preferenciais Classe "B", representativas de 0,03% do total de Ações Preferenciais Classe "B" de emissão da Companhia e 0,00054% do capital social da Companhia.

Tendo em vista que a Enersis S.A. adquiriu mais de 2/3 do total de Ações Ordinárias em circulação, está obrigada, diretamente ou por meio de outra sociedade por ela controlada direta ou indiretamente, a adquirir, nas condições estabelecidas no Edital da OPA, Ações Ordinárias em circulação de qualquer(s) interessado(s) em vendê-las, pelo prazo de 3 meses contado de 17 de fevereiro de 2014, conforme estabelecido na Cláusula 10.2 do Edital da OPA, e nos termos do §2º do artigo 10 da Instrução CVM 361/02.

Sendo assim, a Enersis S.A. adquiriu até o dia 31 de março de 2014 mais 17.253 Ações Ordinárias, totalizando a quantidade de 2.981.903 do total de Ações Ordinárias de emissão da Companhia, em razão desta aquisição, o grupo econômico da Enersis, passou a deter, direta e indiretamente, 47.043.336 Ações Ordinárias, representativas de 97,86% do total de Ações Ordinárias de emissão da Companhia e 60,42% do capital social da Companhia.

Notas Explicativas**Companhia Energética do Ceará – COELCE****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 31 de junho de 2014 o valor de R\$ 70.114 (R\$ 60.520 em 31 de dezembro de 2013) de incentivo fiscal SUDENE, calculado com base no lucro da exploração, aplicado a redução de 75% do imposto de renda apurado pelo lucro real.

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.

Notas Explicativas**Companhia Energética do Ceará – COELCE**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 junho de 2014 reconheceu o valor líquido negativo de R\$ 1.150 (R\$ 3.783 em 30 de junho de 2013) na rubrica de outros resultados abrangentes.

25. Lucro por ação

Em atendimento à Deliberação CVM nº 636, de 06 de agosto de 2010, que aprovou o CPC 41 - Resultado por ação ("CPC 41"), a Companhia apresenta a seguir as informações sobre o resultado por ação para o período findo em 30 de junho de 2014 e 2013.

	<u>30/06/2014</u>	<u>30/06/2013</u>
Lucro do período	91.451	137.875
Lucro atribuível as ações ordinárias	56.462	85.124
Nº de ações ordinárias (em unidades)	48.067.937	48.067.937
Lucro básico e diluído em reais por ação	1,1746	1,7709

O cálculo básico de resultado por ação é feito através da divisão do lucro líquido do período, atribuído aos detentores de ações ordinárias da Companhia, pela quantidade média ponderada de ações ordinárias disponíveis durante o período.

O resultado diluído por ação é calculado através da divisão do lucro líquido atribuído aos detentores de ações ordinárias da Companhia pela quantidade média ponderada de ações ordinárias disponíveis durante o período mais a quantidade média ponderada de ações ordinárias que seriam emitidas na conversão de todas as ações ordinárias potenciais diluídas em ações ordinárias.

O capital social, totalmente subscrito e integralizado é dividido em 48.067.937 ações ordinárias e 28.252.700 ações preferenciais classe A e 1.534.662 ações preferenciais classe B, totalizando 77.855.299 (setenta e sete milhões, oitocentos e cinquenta e cinco mil e duzentos e noventa e nove) ações.

O lucro por ação, básico e diluído, da Companhia é de R\$ 1,17 (um real e dezessete centavos) em 30 de junho de 2014 (R\$ 1,77 – um real e setenta e sete centavos, em 30 de junho de 2013). Não existe diferença entre o lucro por ação básico e diluído.

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

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

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

Notas Explicativas

Companhia Energética do Ceará – COELCE

26. Receita líquida

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

Tipo de aplicação	Nº de consumidores		MWh		R\$	
	30/06/2014	30/06/2013	30/06/2014	30/06/2013	30/06/2014	30/06/2013
	(Não revisado)		(Não revisado)			
Fornecimento faturado	3.241.457	3.122.916	4.776.565	4.595.635	1.625.766	1.508.160
Fornecimento não faturado	-	-	-	-	20.155	(28.913)
Consumidores, concessionários e permissionários	-	-	-	-	1.645.921	1.479.247
Subvenção baixa renda	-	-	-	-	97.508	97.985
Subvenção CDE - desconto tarifário	-	-	-	-	88.670	53.200
Energia elétrica de curto prazo	-	-	-	-	-	4.772
Receita de uso da rede elétrica-consumidores livres-revenda	70	58	-	-	37.093	45.156
Receita de ultrapassagem de demanda e excedente de reativos - Clientes Livres	-	-	-	-	(44)	(33)
Receita de construção	-	-	-	-	138.007	96.155
Outras receitas	-	-	-	-	26.065	22.535
Receita operacional bruta					2.033.220	1.799.017
(-) Deduções da receita						
ICMS	-	-	-	-	(385.934)	(358.625)
COFINS	-	-	-	-	(48.396)	(55.458)
PIS	-	-	-	-	(10.507)	(12.040)
RGR - Quota para reserva global de reversão	-	-	-	-	-	6.667
CCC - Conta de consumo de combustível	-	-	-	-	-	(5.012)
Programa de pesquisa e desenvolvimento e eficiência energética	-	-	-	-	(14.953)	(12.376)
Outros impostos e contribuições sobre a Receita	-	-	-	-	(5.816)	(4.208)
Total de deduções de receita					(465.606)	(441.052)
Total	3.241.527	3.122.974	4.776.565	4.595.635	1.567.614	1.357.965

Notas Explicativas**Companhia Energética do Ceará – COELCE****27. Custos e despesas operacionais**

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

Descrição	30/06/2014					30/06/2013
	Custo do serviço	Despesa de vendas	Despesas gerais e Administrativas	Outras	Total	Total
Pessoal	(51.453)	-	(19.256)	-	(70.709)	(68.005)
Material	(4.399)	(45)	(324)	-	(4.768)	(5.723)
Serviços de terceiros	(93.596)	(3.908)	(22.079)	-	(119.583)	(111.763)
Energia elétrica comprada para revenda	(993.047)	-	-	-	(993.047)	(773.805)
Encargos do uso do sistema de transmissão	(47.538)	-	-	-	(47.538)	(10.917)
Depreciação e amortização	(66.396)	-	(2.390)	-	(68.786)	(57.324)
Custo na desativação de bens	2.038	-	-	-	2.038	1.456
Provisão / Reversão de perdas de estoques	-	-	-	1.206	1.206	-
Provisões para créditos de liquidação duvidosa	-	1.128	-	-	1.128	(9.799)
Taxa de fiscalização da ANEEL	-	-	-	(2.312)	(2.312)	(2.350)
Custo de construção	(138.007)	-	-	-	(138.007)	(96.155)
Provisão para riscos fiscais, cíveis e trabalhistas	-	-	(4.948)	-	(4.948)	(4.536)
Outras despesas operacionais	(9.407)	(3)	(4.081)	(7.292)	(20.783)	(18.804)
Total	(1.401.805)	(2.828)	(53.078)	(8.398)	(1.466.109)	(1.157.725)

Despesa de pessoal

	30/06/2014	30/06/2013
Remuneração	(36.977)	(38.507)
Encargos sociais	(16.510)	(18.204)
Provisão de férias e décimo	(6.378)	(5.511)
Plano de saúde	(4.654)	(4.781)
Auxílio alimentação e outros benefícios	(6.607)	(7.099)
Participação nos resultados	(5.961)	(5.458)
Previdencia Privada	(2.009)	(3.903)
Outros	(219)	(180)
(-) Transferências para intangível em curso	8.606	15.638
Total	(70.709)	(68.005)

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

A composição dos custos com energia elétrica está disposta abaixo:

Custo com energia elétrica comprada para revenda (*)	R\$	
	30/06/2014	30/06/2013
Energia elétrica comprada		
Central Geradora Termelétrica de Fortaleza - CGTF	(269.114)	(245.134)
CCEE - Câmara de comercialização de energia elétrica	(30.227)	(14.719)
CCEAR's - Contratos de comercialização de energia no ambiente regulado	(495.884)	(459.750)
Programa de Inc. as Fontes Alternativas - PROINFA	(29.682)	(26.647)
Eletrobras termonuclear S/A-Eletronuclear	(28.175)	(21.830)
Cotas de garantia física	(37.766)	(30.252)
(-) Recuperação Despesa Térmicas	37.777	-
Risco Hidrológico	(27.195)	(6.324)
(-) Recuperação Despesa Risco Hidrológico	(17.505)	6.324
Exposição Involuntária	(217.086)	(57.081)
(-) Recuperação Despesa Exposição Involuntária	174.781	40.228
Outros	(52.971)	41.380
Subtotal	(993.047)	(773.805)
Encargos de uso rede de transmissão		
Rede básica	(31.593)	(22.668)
Encargos de conexão	(3.850)	(4.208)
Outros custos com energia		
Encargo de segurança energética - ESS Seg. Energética	-	(80.490)
(-) Recuperação despesa encargo de segurança energética - ESS Seg. Energética	-	80.490
Encargo do serviço do sistema - ESS	(12.095)	(15.831)
(-) Recuperação despesa encargo do serviço do sistema - ESS aporte CDE	-	31.790
Subtotal	(47.538)	(10.917)
Total	(1.040.585)	(784.722)

(*) O aumento dos custos de energia recorrem basicamente aos motivos já mencionados na Nota 3.

Notas Explicativas**Companhia Energética do Ceará – COELCE****28. Resultado financeiro**

A composição do resultado financeiro está disposta abaixo:

	<u>30/06/2014</u>	<u>30/06/2013</u>
Receitas financeiras		
Renda de aplicação financeira	4.447	9.263
Multas e acréscimos moratórios em conta de energia	17.379	20.074
Receita de ativo indenizável	9.288	22.563
Encargos fundo de pensão	-	3.663
Outras receitas financeiras	1.874	2.001
Total	<u>32.988</u>	<u>57.564</u>
Despesas financeiras		
Variações monetárias	(13.204)	(17.411)
Encargos de dívidas	(38.612)	(34.314)
Encargos fundo de pensão	(4.294)	-
Atualização de provisão para riscos tributários, cíveis e trabalhistas	(12.691)	(30.227)
Atualizações de impostos e multas	(12.305)	-
Custo de transação	(188)	(793)
Correção P&D/PEE	(298)	(231)
IOF/IOC	(3.756)	(290)
Multas	(2.174)	(6.268)
Indenização DIC/FIC	(3.558)	(2.398)
Baixa depósito judicial	(4.191)	-
Outras despesas financeiras	(7.314)	(4.710)
Total	<u>(102.585)</u>	<u>(96.642)</u>

Notas Explicativas**Companhia Energética do Ceará – COELCE****29. 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:

Descrição	30/06/2014	%	30/06/2013	%
Lucro antes do IRPJ e CSSL	31.908	100%	161.162	100%
Alíquota nominal	(10.849)	(34%)	(54.795)	(34%)
Adições permanentes				
Participações nos lucros (Administradores)	(933)	8,60%	(791)	1,44%
Despesas indedutíveis - Multas	(547)	5,04%	(1.001)	1,83%
Doações não dedutíveis	(583)	5,37%	(108)	0,20%
Despesa depreciação não dedutível	540	(4,98%)	-	-
	<u>(1.523)</u>		<u>(1.900)</u>	
Exclusões permanentes				
Superavit atuarial	776	(7,15%)	-	-
Ajuste ágio - societário	2.902	(26,75%)	3.172	(5,79%)
Reversão da provisão do ágio	(4.397)	40,53%	(4.805)	8,77%
	<u>(719)</u>		<u>(1.633)</u>	
Deduções permanentes				
Lucro da exploração	68.886	(634,97%)	32.745	(59,76%)
Incentivo fiscal - PAT	619	(5,71%)	623	(1,14%)
Incentivo fiscal - Rouanet	1.468	(13,53%)	-	-
Adicional IRPJ	120	(1,11%)	12	(0,02%)
	<u>71.093</u>		<u>33.380</u>	
Outros ajustes				
Ajustes imaterial	1.541	(14,20%)	1.661	(3,03%)
	<u>1.541</u>		<u>1.661</u>	
IRPJ/CSLL contabilizado				
IRPJ/CSL diferidos no resultado (receita)	124.367	389,77%	19.152	11,88%
IRPJ/CSL diferidos - ágio no resultado (despesa)	(4.397)	(13,78%)	(4.805)	(2,98%)
IRPJ/CSL corrente no resultado (despesa)	(60.427)	(189,38%)	(37.634)	(23,35%)
Alíquota efetiva	<u>59.543</u>	<u>186,61%</u>	<u>(23.287)</u>	<u>(14,45%)</u>

Notas Explicativas

Companhia Energética do Ceará – COELCE

30. 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.

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:

Notas Explicativas

Companhia Energética do Ceará – COELCE

	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 junho de 2014						
Empréstimos e Financiamentos Pré-fixados	9.193	18.586	36.631	163.193	47.478	275.081
Empréstimos e Financiamentos Pós-fixados	6.416	24.198	48.157	329.333	29.832	437.936
Debêntures	-	-	35.989	544.538	-	580.527
	15.609	42.784	120.777	1.037.064	77.310	1.293.544
31 de dezembro de 2013						
Empréstimos e Financiamentos Pré-fixados	6.678	15.537	67.467	174.368	61.180	320.837
Empréstimos e Financiamentos Pós-fixados	5.977	14.560	60.467	133.434	44.392	263.223
Debêntures	-	-	35.272	534.957	-	570.229
	12.655	30.097	163.206	842.759	105.572	1.154.289

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:

	Menos de um mês	De um a três meses	De três meses a um ano	De um a cinco anos	Mais de cinco anos	Total
31 de março de 2014						
"Swaps" de juros 08/11/12	-	-	(2.417)	(1.977)	-	(4.394)
	-	-	(2.417)	(1.977)	-	(4.394)
31 de dezembro de 2013						
"Swaps" de juros 08/11/12	-	-	(1.335)	(2.082)	-	(3.417)
	-	-	(1.335)	(2.082)	-	(3.417)

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 garantidas que tem contratada em 30 de junho de 2014 o valor de R\$ 150.000.

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 18 e 19, 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 24)).

A Companhia realizou ao longo do primeiro trimestre de 2014 operações de contratos futuros de juros. Essas operações foram utilizadas exclusivamente na gestão dos recursos da renda fixa, com objetivo realizar operações de proteção dos títulos detidos à vista, efetuar operações de posicionamento em taxas de juros e trocar de indexadores dos títulos detidos à vista. As estratégias nos mercados futuros são consideradas no conjunto de todos os ativos que fazem parte da carteira, ou seja, seus resultados individuais visam contribuir para a obtenção do resultado global da parcela de renda fixa, estabelecido na política de investimentos.

O índice de endividamento no final do trimestre findo em 30 de junho de 2014 é 39% e no exercício findo em 31 de dezembro de 2013 é 34%.

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.

A tabela abaixo demonstra a análise de sensibilidade dos impactos no resultado da Companhia caso as variações nas taxas de juros e índices de inflação no ano de 2013 fosse igual à esperada para 2014, segundo projeções baseadas na curva futura da BM&F:

30/06/2014	Aumento / Redução em pontos base	Efeitos	
		No resultado	No patrimônio líquido
Passivos financeiros			
CDI	-0,02%	9	9
IPCA	4,67%	(464)	(464)
IGPM	3,73%	(2)	(2)
Total		(457)	(457)

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:

Ativo	Categoria	Nível	30/06/2014		31/12/2013	
			Contábil	Valor justo	Contábil	Valor justo
Caixa e equivalente de caixa	Valor justo por meio de resultado	2	25.215	25.215	95.287	95.287
Titulos e valores mobiliários	Valor justo por meio de resultado	2	1.203	1.203	12.023	12.023
Cauções e depósitos vinculados	Empréstimos e recebíveis	2	44.289	44.289	60.730	60.730
Consumidores, concessionários e permissionários	Empréstimos e recebíveis	2	487.808	487.808	393.734	393.734
Ativo indenizável (concessão)	Disponível para venda	3	745.237	745.237	630.799	630.799
Passivo						
Empréstimos e financiamentos em moeda nacional	Outros passivos financeiros	2	597.917	556.331	477.878	475.815
Debêntures em moeda nacional	Outros passivos financeiros	2	469.763	469.805	444.105	444.105
Empréstimos, financiamentos em moeda estrangeira	Outros passivos financeiros	2	6.169	6.168	6.727	5.662
Intrumentos financeiros derivativos	Outros passivos financeiros	2	(4.950)	(4.950)	(6.694)	(6.694)
Fornecedores	Empréstimos e recebíveis	2	365.798	365.798	350.414	350.414

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

As aplicações financeiras registradas nas demonstrações financeiras (classificadas tanto como caixa e equivalentes de caixa quanto títulos e valores mobiliários) aproximam-se dos valores de mercado, pois são efetuadas a juros pós-fixados.

Valor justo hierárquico

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

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

Instrumento financeiro derivativo

Os valores da curva e de mercado do instrumento financeiro (*swap*) de 30 de junho de 2014 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 junho de 2014.

Derivativo	Valor da curva	Valor de mercado (contábil)	Diferença
Swap DI x PRÉ 08.11.12 HSBC Bank Brasil S..	465	4.950	4.485

A Companhia possui instrumentos derivativos com objetivo exclusivo de proteção econômica e financeira. Em 30 de junho de 2014 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 junho de 2014, a Companhia detinha operações de *swap* conforme demonstrado abaixo:

Descrição	Contraparte	Data dos contratos	Data de vencimento	Posição	Valores de referência	
					Moeda local	
					30/06/2014	31/12/2013
Contratos de swaps						
Valor	HSBC BANK BRASIL S.A.	08/11/2012	17/10/2016	CDI + 0,97%aa 9,43%	-BRL 4.950	-BRL 6.692
		Valor justo	Efeito acumulado até 30/06/2014		Efeito acumulado até 31/12/2013	
Descrição	Contraparte	30/06/2014	Valor a receber/recebido	Valor a pagar/pago	Valor justo	Valor a receber/recebido
Contratos de swaps						
(+) Ativo		104.235	-	-	103.870	-
(-) Passivo	HSBC BANK BRASIL S.A.	99.285	-	-	97.178	-
(=) Ajuste		4.950	4.950	-	6.692	6.692

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

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.

Análise de sensibilidade suplementar sobre instrumentos financeiros, conforme Instrução CVM nº 475, de dezembro de 2008

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.

Indexador do contrato	30/06/2014	Cenário + 25%	Cenário + 50%
IPCA	43.974	47.663	52.334
CDI	15.961	19.533	23.177
TJLP	13.338	16.627	18.692
FIXO	13.085	14.398	14.398
Dólares norte-americano	366	2.078	3.291
TOTAL	86.724	100.299	111.892

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

Contrato	30/06/2014	Cenário + 25%	Cenário + 50%
Debênture 1ª série - 3ª emissão	12.515	15.216	17.859
Swap Ponta Ativa	(12.515)	(15.216)	(17.859)
Swap Ponta Passiva	8.981	9.019	9.019
Total	8.981	9.019	9.019

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.

31. Compromissos

Os compromissos relacionados a contratos de longo prazo com a compra de energia acontecerão nos valores de R\$ 930.187 em 2014, R\$ 1.860.407 em 2015, R\$ 1.965.508 em 2016, R\$ 2.050.023 em 2017 e R\$ 43.197.534 após 2017.

Os valores relativos aos contratos de compra de energia representam o volume total contratado pelo preço corrente no final do trimestre findo em 31 de março de 2014 que foram homologados pela ANEEL.

Notas Explicativas**Companhia Energética do Ceará – COELCE****32. 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 junho de 2014 foi de R\$ 5.961 (R\$ 5.458 em 30 de junho de 2013).

33. 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 Endesa.

Riscos	Data de vigência		Importância segurada	Limite máximo de garantia de sinistro
	De	Até		
Risco operacional	01/11/2013	31/10/2014	751.570	112.925
Responsabilidade civil	01/11/2013	31/10/2014	n/a	498.870

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 junho de 2014, que compreendem o balanço patrimonial em 30 de junho de 2014 e as respectivas demonstrações do resultado e do resultado abrangente para os períodos de três e seis meses findos naquela data, e das mutações do patrimônio líquido e dos fluxos de caixa para o período de seis 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 e com a norma internacional IAS 34 - Interim Financial Reporting, emitida pelo International Accounting Standards Board - IASB, assim como pela apresentação dessas informações de forma condizente com as normas expedidas pela Comissão de Valores Mobiliários, aplicáveis à elaboração das Informações Trimestrais - ITR. Nossa responsabilidade é a de expressar uma conclusão sobre essas informações contábeis intermediárias com base em nossa revisão.

Alcance da revisão

Conduzimos nossa revisão de acordo com as normas brasileiras e internacionais de revisão de informações intermediárias (NBC TR 2410 - Revisão de Informações Intermediárias Executada pelo Auditor da Entidade e ISRE 2410 - Review of Interim Financial Information Performed by the Independent Auditor of the Entity, 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) e o IAS 34 aplicáveis à elaboração de Informações Trimestrais - ITR e apresentadas de forma condizente com as normas expedidas pela Comissão de Valores Mobiliários.

Outros assuntos

Demonstrações do valor adicionado

Revisamos, também, as demonstrações do valor adicionado (DVA), referentes ao período de seis meses findo em 30 de junho de 2014, preparadas 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. Essas demonstrações foram submetidas 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 foram elaboradas, em todos os seus aspectos relevantes, de forma consistente com as informações contábeis intermediárias tomadas em conjunto.

Rio de Janeiro, 23 de julho de 2014

ERNST & YOUNG

Auditores Independentes S.S.

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

Márcio F. Ostwald

Contador CRC - 1RJ 086.202/O-4

Motivos de Reapresentação

Versão	Descrição
2	Correção textual em uma frase do comentário de desempenho.