

Índice

Dados da Empresa

Composição do Capital	1
Proventos em Dinheiro	2

DFs Individuais

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

Demonstração das Mutações do Patrimônio Líquido

DMPL - 01/01/2013 à 30/09/2013	10
DMPL - 01/01/2012 à 30/09/2012	11
Demonstração do Valor Adicionado	12
Comentário do Desempenho	13
Notas Explicativas	31
Comentário Sobre o Comportamento das Projeções Empresariais	104

Pareceres e Declarações

Relatório da Revisão Especial - Sem Ressalva	122
--	-----

Dados da Empresa / Composição do Capital

Número de Ações (Unidades)	Trimestre Atual 30/09/2013
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	29/04/2013	Dividendo		Ordinária		2,74682
Assembléia Geral Ordinária	29/04/2013	Dividendo		Preferencial	Preferencial Classe A	2,74682
Assembléia Geral Ordinária	29/04/2013	Dividendo		Preferencial	Preferencial Classe B	2,74682

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

Código da Conta	Descrição da Conta	Trimestre Atual 30/09/2013	Exercício Anterior 31/12/2012
1	Ativo Total	3.506.336	3.560.488
1.01	Ativo Circulante	928.613	905.230
1.01.01	Caixa e Equivalentes de Caixa	241.691	152.715
1.01.02	Aplicações Financeiras	82.239	62.315
1.01.02.01	Aplicações Financeiras Avaliadas a Valor Justo	82.239	62.315
1.01.02.01.03	Títulos e Valores Mobiliários	82.239	62.315
1.01.03	Contas a Receber	539.859	626.219
1.01.03.01	Clientes	381.073	464.286
1.01.03.01.01	Consumidores, Concessionários e Permissionárias	475.599	556.657
1.01.03.01.02	Provisão para créditos de liquidação duvidosa	-94.526	-92.371
1.01.03.02	Outras Contas a Receber	158.786	161.933
1.01.03.02.01	Consumidores Baixa Renda	30.957	50.191
1.01.03.02.03	Cauções e Depósitos	25.034	21.634
1.01.03.02.04	Recursos CDE - Decreto no 7.945/2013	11.456	0
1.01.03.02.05	Outros Créditos	82.306	80.499
1.01.03.02.06	Benefício fiscal - ágio incorporado	8.997	9.609
1.01.03.02.07	Crédito com Parte Relacionada	36	0
1.01.04	Estoques	3.391	2.326
1.01.06	Tributos a Recuperar	56.855	56.747
1.01.06.01	Tributos Correntes a Recuperar	56.855	56.747
1.01.06.01.01	Tributos a Compensar	56.855	56.747
1.01.07	Despesas Antecipadas	4.578	4.908
1.02	Ativo Não Circulante	2.577.723	2.655.258
1.02.01	Ativo Realizável a Longo Prazo	793.591	922.715
1.02.01.03	Contas a Receber	21.521	22.345
1.02.01.03.01	Clientes	22.905	23.688
1.02.01.03.02	Outras Contas a Receber	-1.384	-1.343
1.02.01.06	Tributos Diferidos	0	116.521
1.02.01.06.01	Imposto de Renda e Contribuição Social Diferidos	0	116.521
1.02.01.07	Despesas Antecipadas	1.424	1.424
1.02.01.09	Outros Ativos Não Circulantes	770.646	782.425
1.02.01.09.03	Depósitos vinculados a Litigio	45.510	45.023
1.02.01.09.04	Cauções e depósitos	34.579	32.949
1.02.01.09.05	Beneficio fiscal - ágio incorporado	66.854	73.449
1.02.01.09.06	Ativo indenizavel (concessao)	599.825	606.556
1.02.01.09.07	Tributos a compensar	23.878	24.448
1.02.03	Imobilizado	39.296	37.415
1.02.03.01	Imobilizado em Operação	18.664	19.738
1.02.03.03	Imobilizado em Andamento	20.632	17.677
1.02.04	Intangível	1.744.836	1.695.128
1.02.04.01	Intangíveis	1.744.836	1.695.128
1.02.04.01.01	Contrato de Concessão	1.706.441	1.665.297
1.02.04.01.02	Softwares	38.395	29.831

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

Código da Conta	Descrição da Conta	Trimestre Atual 30/09/2013	Exercício Anterior 31/12/2012
2	Passivo Total	3.506.336	3.560.488
2.01	Passivo Circulante	848.929	793.011
2.01.01	Obrigações Sociais e Trabalhistas	29.149	30.935
2.01.01.02	Obrigações Trabalhistas	29.149	30.935
2.01.02	Fornecedores	181.947	211.319
2.01.02.01	Fornecedores Nacionais	181.947	211.319
2.01.03	Obrigações Fiscais	75.500	95.134
2.01.03.01	Obrigações Fiscais Federais	21.579	28.427
2.01.03.02	Obrigações Fiscais Estaduais	52.214	64.423
2.01.03.02.01	ICMS	52.214	64.423
2.01.03.03	Obrigações Fiscais Municipais	1.707	2.284
2.01.03.03.01	ISS	1.707	2.284
2.01.04	Empréstimos e Financiamentos	173.517	187.617
2.01.04.01	Empréstimos e Financiamentos	147.488	116.078
2.01.04.01.01	Em Moeda Nacional	147.045	115.735
2.01.04.01.02	Em Moeda Estrangeira	443	343
2.01.04.02	Debêntures	26.029	71.539
2.01.05	Outras Obrigações	376.364	255.554
2.01.05.01	Passivos com Partes Relacionadas	81.233	74.469
2.01.05.01.01	Débitos com Coligadas	81.233	74.469
2.01.05.02	Outros	295.131	181.085
2.01.05.02.01	Dividendos e JCP a Pagar	214.907	97.503
2.01.05.02.05	Taxas Regulamentares	22.195	51.868
2.01.05.02.07	Contribuição de Iluminação Pública Arrecadada	8.103	8.359
2.01.05.02.09	Obrigações com Benefícios Pós-Emprego	12.597	12.098
2.01.05.02.10	Outras Obrigações	13.972	11.257
2.01.05.02.11	Subvenção CDE	23.357	0
2.01.06	Provisões	12.452	12.452
2.01.06.02	Outras Provisões	12.452	12.452
2.01.06.02.05	Provisões Luz para Todos	12.452	12.452
2.02	Passivo Não Circulante	1.059.703	1.207.147
2.02.01	Empréstimos e Financiamentos	752.871	766.154
2.02.01.01	Empréstimos e Financiamentos	327.061	285.059
2.02.01.01.01	Em Moeda Nacional	320.869	279.243
2.02.01.01.02	Em Moeda Estrangeira	6.192	5.816
2.02.01.02	Debêntures	425.810	481.095
2.02.01.02.01	Debentures	425.810	481.095
2.02.02	Outras Obrigações	187.149	172.021
2.02.02.02	Outros	187.149	172.021
2.02.02.02.03	Fornecedores	5.474	5.177
2.02.02.02.04	Tributos a Pagar	16.393	17.208
2.02.02.02.05	Obrigações com Benefícios Pós-Emprego	55.525	70.898
2.02.02.02.06	Taxas regulamentares	41.700	27.911
2.02.02.02.07	Outras Obrigações	68.057	50.827
2.02.03	Tributos Diferidos	25.274	184.850
2.02.03.01	Imposto de Renda e Contribuição Social Diferidos	25.274	184.850

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

Código da Conta	Descrição da Conta	Trimestre Atual 30/09/2013	Exercício Anterior 31/12/2012
2.02.03.01.01	Imposto de Renda e contribuição Social Diferidos	25.274	184.850
2.02.04	Provisões	94.409	84.122
2.02.04.01	Provisões Fiscais Previdenciárias Trabalhistas e Cíveis	94.409	84.122
2.02.04.01.01	Provisões Fiscais	4.537	4.603
2.02.04.01.02	Provisões Previdenciárias e Trabalhistas	23.945	19.886
2.02.04.01.04	Provisões Cíveis	65.927	59.633
2.03	Patrimônio Líquido	1.597.704	1.560.330
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	641.729	759.133
2.03.04.01	Reserva Legal	48.845	48.845
2.03.04.07	Reserva de Incentivos Fiscais	342.272	342.272
2.03.04.08	Dividendo Adicional Proposto	0	117.404
2.03.04.10	Reserva de reforço de capital de giro	250.612	250.612
2.03.05	Lucros/Prejuízos Acumulados	150.604	0
2.03.08	Outros Resultados Abrangentes	3.754	-420

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

Código da Conta	Descrição da Conta	Trimestre Atual 01/07/2013 à 30/09/2013	Acumulado do Atual Exercício 01/01/2013 à 30/09/2013	Igual Trimestre do Exercício Anterior 01/07/2012 à 30/09/2012	Acumulado do Exercício Anterior 01/01/2012 à 30/09/2012
3.01	Receita de Venda de Bens e/ou Serviços	707.662	2.065.627	720.652	2.127.230
3.02	Custo dos Bens e/ou Serviços Vendidos	-657.341	-1.700.920	-552.478	-1.565.864
3.03	Resultado Bruto	50.321	364.707	168.174	561.366
3.04	Despesas/Receitas Operacionais	-34.130	-148.274	-34.425	-106.495
3.04.01	Despesas com Vendas	-6.030	-20.584	-5.424	-22.216
3.04.02	Despesas Gerais e Administrativas	-26.297	-70.485	-21.895	-62.392
3.04.05	Outras Despesas Operacionais	-1.803	-57.205	-7.106	-21.887
3.05	Resultado Antes do Resultado Financeiro e dos Tributos	16.191	216.433	133.749	454.871
3.06	Resultado Financeiro	-2.277	-41.355	-31.991	-67.042
3.06.01	Receitas Financeiras	28.687	86.251	23.293	75.096
3.06.02	Despesas Financeiras	-30.964	-127.606	-55.284	-142.138
3.07	Resultado Antes dos Tributos sobre o Lucro	13.914	175.078	101.758	387.829
3.08	Imposto de Renda e Contribuição Social sobre o Lucro	-1.185	-24.474	-25.851	-105.913
3.08.01	Corrente	-27.240	-69.679	-14.871	-43.184
3.08.02	Diferido	26.055	45.205	-10.980	-62.729
3.09	Resultado Líquido das Operações Continuadas	12.729	150.604	75.907	281.916
3.11	Lucro/Prejuízo do Período	12.729	150.604	75.907	281.916
3.99	Lucro por Ação - (Reais / Ação)				
3.99.01	Lucro Básico por Ação				
3.99.01.01	ON	0,00000	0,00000	0,97498	3,62103
3.99.01.02	PNA	0,00000	0,00000	0,97498	3,62103
3.99.01.03	PNB	0,00000	0,00000	0,97498	3,62103
3.99.02	Lucro Diluído por Ação				
3.99.02.01	ON	0,00000	0,00000	0,97498	3,62103
3.99.02.02	PNA	0,00000	0,00000	0,97498	3,62103
3.99.02.03	PNB	0,00000	0,00000	0,97498	3,62103

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

Código da Conta	Descrição da Conta	Trimestre Atual 01/07/2013 à 30/09/2013	Acumulado do Atual Exercício 01/01/2013 à 30/09/2013	Igual Trimestre do Exercício Anterior 01/07/2012 à 30/09/2012	Acumulado do Exercício Anterior 01/01/2012 à 30/09/2012
4.01	Lucro Líquido do Período	-12.057	150.604	75.907	281.916
4.02	Outros Resultados Abrangentes	-3.278	4.174	0	0
4.03	Resultado Abrangente do Período	-15.335	154.778	75.907	281.916

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

Código da Conta	Descrição da Conta	Acumulado do Atual Exercício 01/01/2013 à 30/09/2013	Acumulado do Exercício Anterior 01/01/2012 à 30/09/2012
6.01	Caixa Líquido Atividades Operacionais	384.293	436.761
6.01.01	Caixa Gerado nas Operações	342.087	561.424
6.01.01.01	Lucro líquido do exercício	150.604	281.916
6.01.01.03	Provisão para créditos de liquidação duvidosa - outros créditos	13.275	17.529
6.01.01.04	Amortização e depreciação	107.274	85.493
6.01.01.05	Variações monetárias e juros líquidos	75.500	81.261
6.01.01.06	Baixas de intangível em serviço	38.194	4.047
6.01.01.07	Tributos e contribuições social diferidos	-45.205	62.729
6.01.01.08	Provisões(reversão) para riscos tributários, cíveis e trabalhistas	20.551	24.175
6.01.01.09	Benefício fiscal ágio incorporado	7.207	7.876
6.01.01.10	Resultado atuarial	-5.494	-5.848
6.01.01.11	Provisão para perdas em estoques	81	-136
6.01.01.12	Outros	0	5.032
6.01.01.13	Receita do ativo indenizável	-30.819	-2.650
6.01.01.14	Provisão para redução de recuperabilidade	10.919	0
6.01.02	Variações nos Ativos e Passivos	42.206	-124.663
6.01.02.01	Consumidores, concessionários e permissionários	70.798	-26.827
6.01.02.02	Consumidores de baixa renda	19.234	-32.038
6.01.02.03	Subvenção CDE - Desconto tarifário	23.357	0
6.01.02.04	Tributos a compensar	462	9.221
6.01.02.05	Estoques	-1.146	302
6.01.02.06	Despesas pagas antecipadamente	330	-4.318
6.01.02.07	Cauções e depósitos	-5.030	-2.591
6.01.02.08	Depósitos vinculados a litígios	-487	-3.068
6.01.02.09	Outros Ativos	-1.843	-27.516
6.01.02.10	Fornecedores	-29.075	-9.421
6.01.02.11	Foha de pagamento	-1.786	3.712
6.01.02.12	Obrigações Fiscais	-17.199	-46.895
6.01.02.13	Taxas regulamentares	-16.276	2.109
6.01.02.14	Partes relacionadas	6.764	3.056
6.01.02.15	Obrigações com benefício pós-emprego	-3.830	-969
6.01.02.16	Partes Relacionadas	-36	0
6.01.02.17	Provisões para riscos tributários, cíveis e trabalhistas	-10.264	-15.256
6.01.02.18	Outros passivos	19.689	25.836
6.01.02.19	Repasse CDE	-11.456	0
6.02	Caixa Líquido Atividades de Investimento	-190.350	-62.395
6.02.01	Aplicações no intagível	-170.426	-115.219
6.02.03	Aplicações financeiras	-19.924	52.824
6.03	Caixa Líquido Atividades de Financiamento	-104.967	-237.218
6.03.01	Pagamento de empréstmos e financiamentos	-81.089	-119.063
6.03.02	Pagamento de juros de empréstmos	-20.970	-35.710
6.03.03	Pagamento de juros de debêntures	-14.788	-19.437
6.03.04	Pagamento Contrato de dívida Faelce	-6.838	-7.090
6.03.05	Pagamento parcelamento especial	-5.138	0

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

Código da Conta	Descrição da Conta	Acumulado do Atual Exercício 01/01/2013 à 30/09/2013	Acumulado do Exercício Anterior 01/01/2012 à 30/09/2012
6.03.06	Captação de empréstimos e financiamentos	153.076	4.531
6.03.07	Pagamento de debêntures	-129.220	-60.449
6.05	Aumento (Redução) de Caixa e Equivalentes	88.976	137.148
6.05.01	Saldo Inicial de Caixa e Equivalentes	152.715	91.490
6.05.02	Saldo Final de Caixa e Equivalentes	241.691	228.638

DFs Individuais / Demonstração das Mutações do Patrimônio Líquido / DMPL - 01/01/2013 à 30/09/2013**(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	150.604	4.174	154.778
5.05.01	Lucro Líquido do Período	0	0	0	150.604	0	150.604
5.05.02	Outros Resultados Abrangentes	0	0	0	0	4.174	4.174
5.05.02.06	Ajuste de avaliação patrimonial-Swap	0	0	0	0	6.324	6.324
5.05.02.07	Tributos diferidos	0	0	0	0	-2.150	-2.150
5.06	Mutações Internas do Patrimônio Líquido	0	0	47.961	-47.961	0	0
5.06.04	Reserva de lucros-incentivo fiscal-ADENE	0	0	47.961	-47.961	0	0
5.07	Saldos Finais	442.946	358.671	689.690	102.643	3.754	1.597.704

DFs Individuais / Demonstração das Mutações do Patrimônio Líquido / DMPL - 01/01/2012 à 30/09/2012**(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	669.405	0	0	1.471.022
5.03	Saldos Iniciais Ajustados	442.946	358.671	669.405	0	0	1.471.022
5.04	Transações de Capital com os Sócios	0	0	-183.612	0	0	-183.612
5.04.06	Dividendos	0	0	-183.612	0	0	-183.612
5.05	Resultado Abrangente Total	0	0	0	281.916	0	281.916
5.05.01	Lucro Líquido do Período	0	0	0	281.916	0	281.916
5.06	Mutações Internas do Patrimônio Líquido	0	0	37.231	-37.231	0	0
5.06.04	Incentivo Fiscal ADENE	0	0	37.231	-37.231	0	0
5.07	Saldos Finais	442.946	358.671	523.024	244.685	0	1.569.326

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

Código da Conta	Descrição da Conta	Acumulado do Atual Exercício 01/01/2013 à 30/09/2013	Acumulado do Exercício Anterior 01/01/2012 à 30/09/2012
7.01	Receitas	2.719.919	2.960.210
7.01.01	Vendas de Mercadorias, Produtos e Serviços	2.555.358	2.849.973
7.01.02	Outras Receitas	12.538	19.131
7.01.02.01	Provisão para redução de recuperabilidade	-10.919	0
7.01.02.02	Outras Receitas	23.457	0
7.01.03	Receitas refs. à Construção de Ativos Próprios	165.298	108.635
7.01.04	Provisão/Reversão de Créds. Liquidação Duvidosa	-13.275	-17.529
7.02	Insumos Adquiridos de Terceiros	-1.603.593	-1.446.740
7.02.02	Materiais, Energia, Servs. de Terceiros e Outros	-1.383.780	-1.317.861
7.02.04	Outros	-219.813	-128.879
7.02.04.01	Custo de construção	-165.298	-108.635
7.02.04.02	Outras despesas operacionais	-54.515	-20.244
7.03	Valor Adicionado Bruto	1.116.326	1.513.470
7.04	Retenções	-107.274	-85.396
7.04.01	Depreciação, Amortização e Exaustão	-107.274	-85.396
7.05	Valor Adicionado Líquido Produzido	1.009.052	1.428.074
7.06	Vlr Adicionado Recebido em Transferência	86.251	82.976
7.06.02	Receitas Financeiras	86.251	82.976
7.07	Valor Adicionado Total a Distribuir	1.095.303	1.511.050
7.08	Distribuição do Valor Adicionado	1.095.303	1.511.050
7.08.01	Pessoal	106.149	104.983
7.08.01.01	Remuneração Direta	66.560	71.407
7.08.01.02	Benefícios	17.664	15.769
7.08.01.03	F.G.T.S.	3.687	4.618
7.08.01.04	Outros	18.238	13.189
7.08.01.04.01	Outros Encargos Sociais	4.477	4.778
7.08.01.04.02	Previdência Complementar	5.575	0
7.08.01.04.03	Participação nos Resultados	8.186	8.411
7.08.02	Impostos, Taxas e Contribuições	701.790	973.906
7.08.02.01	Federais	167.658	395.394
7.08.02.02	Estaduais	532.483	577.243
7.08.02.03	Municipais	1.649	1.269
7.08.03	Remuneração de Capitais de Terceiros	136.760	150.245
7.08.03.01	Juros	71.950	79.149
7.08.03.02	Aluguéis	9.154	7.264
7.08.03.03	Outras	55.656	63.832
7.08.05	Outros	150.604	281.916
7.08.05.01	Reserva de Incentivo Fiscal - ADENE	47.961	37.231
7.08.05.02	Retenção de Lucros	102.643	244.685

Comentário do Desempenho

COELCE REGISTRA EBITDA DE R\$ 66 MILHÕES NO 3T13

Receita Líquida apresenta redução de 1,8% em relação ao 3T12

DESTAQUES

A Coelce encerrou o 3T13 com um total de **3.465.301 consumidores**, o que representa um crescimento de **4,7%** em relação ao mesmo período do ano anterior.

O **volume de energia vendida e transportada** pela Coelce atingiu o montante de **2.664 GWh*** no 3T13, um incremento de **7,4%** em relação ao volume registrado no 3T12, de 2.481 GWh*.

Os indicadores de qualidade do fornecimento **DEC e FEC** encerraram o 3T13 em **9,78 horas*** e **5,44 vezes***, representando incrementos de **40,7%** e **25,9%**, respectivamente, em relação ao 3T12.

Os indicadores de produtividade **MWh/colaborador e MWh/consumidor** atingiram, no 3T13, os valores de **2.079***, representando um avanço de **8,8%**, e **0,77***, representando um avanço de **2,7%**, ambos em relação ao 3T12.

A **Receita Operacional Bruta** registrada no 3T13 foi de **R\$ 922 milhões**, uma redução de **6,6%** em relação ao 3T12, que alcançou no citado trimestre o montante de R\$ 986 milhões.

O **EBITDA**, no 3T13, alcançou o montante de **R\$ 66 milhões***, uma redução de **59,3%*** em relação ao 3T12, de **R\$ 162 milhões***. Com esse resultado, a Margem EBITDA da Companhia encerrou o 3T13 em **9,35%***, percentual inferior em **13,20 p.p.** comparado ao 3T12. Excluindo-se os eventos não recorrentes relevantes registrados no 3T13, o EBITDA teria atingido o montante de R\$ 112 milhões, 30,98% menor em relação ao mesmo período do ano anterior. A margem EBITDA ficaria em 15,85%.

No 3T13, o **Lucro Líquido** totalizou **R\$ 13 milhões**, **83,2%** inferior ao 3T12, refletindo uma Margem Líquida de **1,80%**. Excluindo-se os eventos não recorrentes relevantes registrados no 3T13, assim como seus respectivos efeitos tributários, o Lucro Líquido da Companhia teria atingido o montante de R\$ 56 milhões, redução de 27% em relação ao mesmo período do ano anterior. A margem líquida alcançaria 8%.

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. A elevação do *rating* deve-se, principalmente, a um sólido desempenho operacional e a uma política financeira prudente.

Em setembro de 2013, a Companhia efetuou operação de pré-pagamento da 2ª série da 2ª emissão de debêntures no montante de R\$ 67 milhões. Essa operação teve como objetivo a redução dos custos financeiros para a companhia.

DESTAQUES DO PERÍODO

	3T13	3T12	Var. %	2T13	Var. % (1)	9M13	9M12	Var. % (2)
Volume de Energia - Venda e Transporte (GWh)*	2.664	2.481	7,4%	2.617	1,8%	7.891	7.238	9,0%
Receita Bruta (R\$ mil)	921.639	986.376	-6,6%	904.353	1,9%	2.720.656	2.967.886	-8,3%
Receita Líquida (R\$ mil)	707.662	720.652	-1,8%	698.059	1,4%	2.065.627	2.127.230	-2,9%
EBITDA (2) (R\$ mil)*	66.140	162.481	-59,3%	129.399	-48,9%	323.706	540.267	-40,1%
Margem EBITDA (%)*	9,35%	22,55%	-13,20 p.p	18,54%	-9,19 p.p	15,67%	25,40%	-9,73 p.p
EBIT (3) (R\$ mil)*	16.191	133.749	-87,9%	100.731	-83,9%	216.433	454.871	-52,4%
Margem EBIT (%)*	2,29%	18,56%	-16,27 p.p	14,43%	-12,14 p.p	10,48%	21,38%	-10,90 p.p
Lucro Líquido (R\$ mil)	12.729	75.907	-83,2%	75.233	-83,1%	150.604	281.916	-46,6%
Margem Líquida (%)	1,80%	10,53%	-8,73 p.p	10,78%	-8,98 p.p	7,29%	13,25%	-5,96 p.p
CAPEX (R\$ mil)*	76.086	66.800	13,9%	68.086	11,7%	191.891	153.871	24,7%
DEC (12 meses)*	9,78	6,95	40,7%	8,74	11,9%	9,78	6,95	40,7%
FEC (12 meses)*	5,44	4,32	25,9%	4,92	10,6%	5,44	4,32	25,9%
Índice de Arrecadação (12 meses)*	100,33%	99,43%	0,90 p.p	99,74%	0,59 p.p	100,33%	99,43%	0,90 p.p
Perdas de Energia (12 meses)*	12,54%	12,42%	0,12 p.p	12,55%	-0,01 p.p	12,54%	12,42%	0,12 p.p
Nº de Consumidores Totais*	3.465.301	3.311.067	4,7%	3.427.439	1,1%	3.465.301	3.311.067	4,7%
Nº de Colaboradores (Próprios)	1.281	1.298	-1,3%	1.281	-	1.281	1.298	-1,3%
MWh/Colaborador*	2.079	1.911	8,8%	2.044	1,7%	6.163	5.554	11,0%
MWh/Consumidor*	0,77	0,75	2,7%	0,76	1,3%	2,31	2,20	5,0%
PMSO (4)/Consumidor*	30,77	31,23	-1,5%	31,37	-1,9%	93,86	95,60	-1,8%
Consumidor/Colaborador*	2.705	2.551	6,0%	2.676	1,1%	2.705	2.551	6,0%

(1) Variação entre 3T13 e 2T13 e (2) Variação entre os 9M13 e 9M12

(2) EBITDA: EBIT + Depreciações e Amortizações, (3) EBIT: Resultado do Serviço e (4) PMSO: 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 3,5 milhões de unidades consumidoras, e envolve uma população de mais 8,8 milhões de habitantes.

DADOS GERAIS*

	3T13	3T12	Var. %
Área de Concessão (km ²)	148.921	148.921	-
Municípios (Qte.)	184	184	-
Habitantes (Qte.) (1)	8.778.576	8.669.844	1,3%
Consumidores (Unid.)	3.465.301	3.311.067	4,7%
Linhas de Distribuição (Km)	130.966	128.259	2,1%
Linhas de Transmissão (Km)	4.677	4.628	1,1%
Subestações (Unid.)	106	102	3,9%
Volume de Energia 12 meses (GWh)	10.471	9.616	8,9%
Posição no Nordeste em Volume de Energia	3ª	3ª	-
Marketshare no Brasil - Nº de Clientes (2)	4,69%	4,63%	0,06 p.p
Marketshare no Brasil - Volume de Energia (2)	2,29%	2,17%	0,12 p.p

(1) Fonte: IBGE Estimativa 2013

(2) O número de consumidores Brasil está estimado



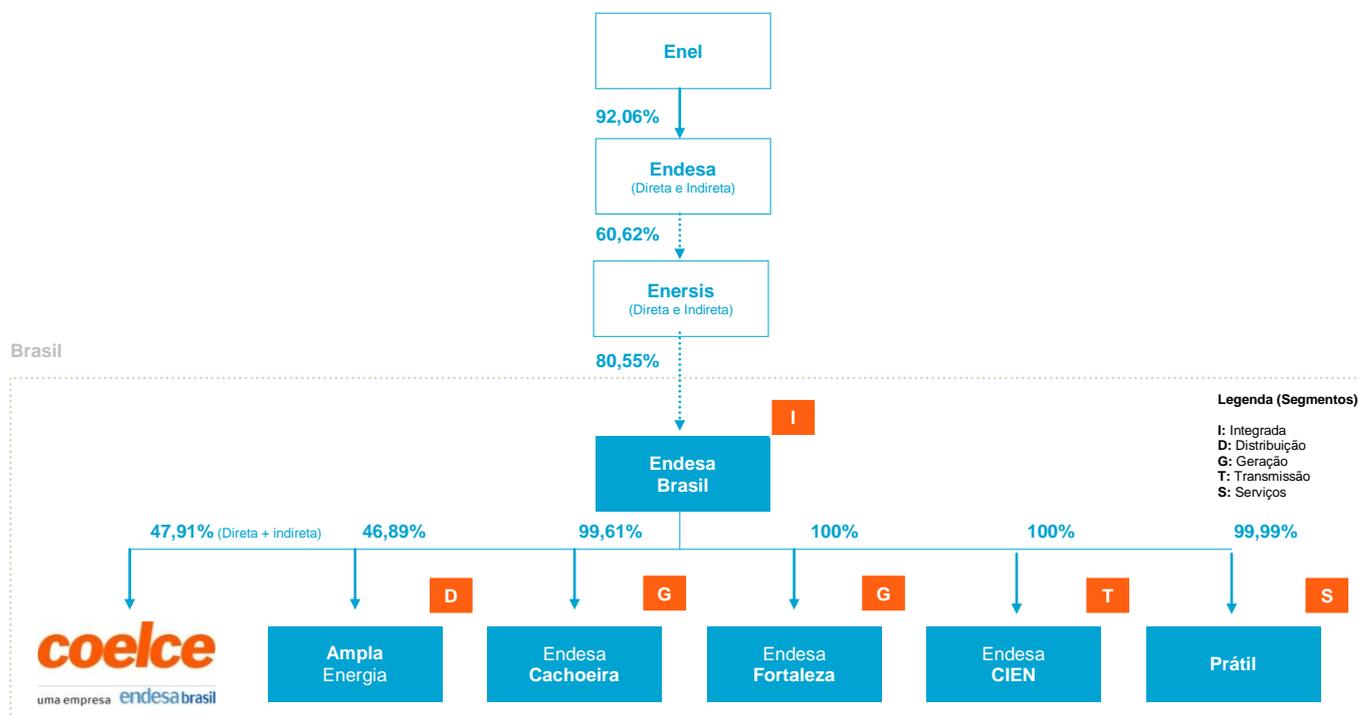
Estrutura de Controle e Organograma Societário Simplificado

Sociedade anônima de capital aberto, a Companhia é controlada pela Endesa Brasil, por meio da *holding* Investluz que detém 56,6% do capital total e 91,7% do capital votante, enquanto que a Endesa Brasil detém, diretamente, 2,3% do capital total. Desta forma, a Endesa Brasil detém, direta e indiretamente, 47,9% do capital votante da Coelce. O restante das ações pertence a pessoas físicas, investidores institucionais nacionais e estrangeiros, fundos de pensão, clubes e fundos de investimentos, bem como outras pessoas jurídicas, sendo negociado na BM&FBovespa.

ESTRUTURA DE CONTROLE (EM 30/09/2013)

	ON (1)	%	PNA	PNB	PN	%	TOTAL	%
Controladores	44.061.433	91,7%	1.770.000	-	1.770.000	5,9%	45.831.433	58,9%
Investluz	44.061.433	91,7%	-	-	-	-	44.061.433	56,6%
Endesa Brasil	-	-	1.770.000	-	1.770.000	5,9%	1.770.000	2,3%
Não Controladores	4.006.504	8,3%	26.482.700	1.534.662	28.017.362	94,1%	32.023.866	41,1%
Eletrobras	-	-	3.967.756	1.531.141	5.498.897	18,5%	5.498.897	7,1%
Fundos de Pensão	921.603	1,9%	4.299.013	-	4.299.013	14,4%	5.220.616	6,7%
Fundos e Clubes de Investimentos	2.082.260	4,3%	11.392.551	24	11.392.575	38,2%	13.474.835	17,3%
Pessoas Físicas	956.959	2,0%	5.606.250	777	5.607.027	18,8%	6.563.986	8,4%
Outros	45.682	0,1%	1.217.130	2.720	1.219.850	4,2%	1.265.532	1,6%
Totais	48.067.937	100,0%	28.252.700	1.534.662	29.787.362	100,0%	77.855.299	100,0%

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



Comentário do Desempenho

DESEMPENHO OPERACIONAL

Mercado de Energia

Crescimento de Mercado

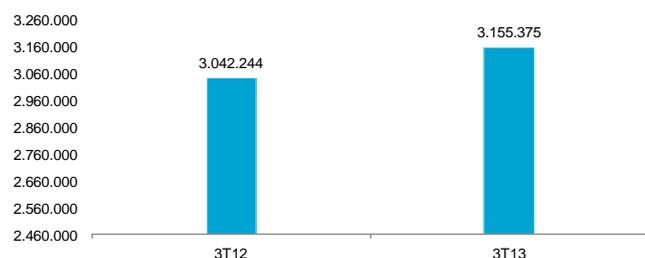
NÚMERO DE CONSUMIDORES (UNIDADES)*

	3T13	3T12	Var. %	2T13	Var. % (1)	9M13	9M12	Var. % (2)
Mercado Cativo	3.155.307	3.042.200	3,7%	3.122.855	1,0%	3.155.307	3.042.200	3,7%
Residencial - Convencional	1.267.617	1.207.665	5,0%	1.248.580	1,5%	1.267.617	1.207.665	5,0%
Residencial - Baixa Renda	1.215.730	1.201.493	1,2%	1.222.489	-0,6%	1.215.730	1.201.493	1,2%
Industrial	5.995	5.846	2,5%	5.920	1,3%	5.995	5.846	2,5%
Comercial	171.664	168.169	2,1%	170.052	0,9%	171.664	168.169	2,1%
Rural	450.896	416.473	8,3%	432.778	4,2%	450.896	416.473	8,3%
Setor Público	43.405	42.554	2,0%	43.036	0,9%	43.405	42.554	2,0%
Cientes Livres	66	42	57,1%	61	8,2%	66	42	57,1%
Industrial	36	34	5,9%	35	2,9%	36	34	5,9%
Comercial	30	8	275,0%	26	15,4%	30	8	275,0%
Revenda	2	2	-	2	-	2	2	-
Subtotal - Consumidores Efetivos	3.155.375	3.042.244	3,7%	3.122.918	1,0%	3.155.375	3.042.244	3,7%
Consumo Próprio	378	232	62,9%	383	-1,3%	378	232	62,9%
Consumidores Ativos sem Fornecimento	309.548	268.591	15,2%	304.138	1,8%	309.548	268.591	15,2%
Total - Número de Consumidores	3.465.301	3.311.067	4,7%	3.427.439	1,1%	3.465.301	3.311.067	4,7%

(1) Variação entre 3T13 e 2T13 e (2) Variação entre os 9M13 e 9M12

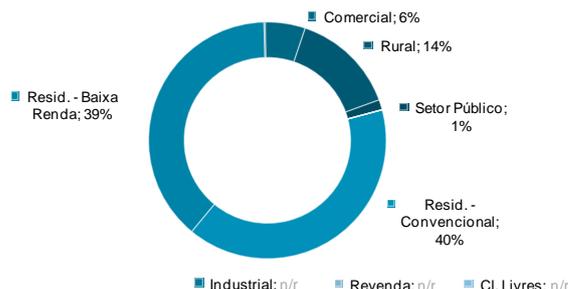
Número de Consumidores Efetivos (Unidades)*

Evolução 3T12 - 3T13



Número de Consumidores Efetivos (Unidades)*

Posição Final em set/13



A Coelce encerrou o 3T13 com 3.465.301 unidades consumidoras* ("consumidores"), 4,7% superior ao número de consumidores registrado ao final do 3T12. Esse crescimento representa um acréscimo de 154.234 novos consumidores* à base comercial da Companhia. O acréscimo observado entre os períodos analisados está concentrado na classe residencial (convencional e baixa renda, conjuntamente) e rural, com mais 74.189 e 34.423 novos consumidores*, respectivamente.

Essa evolução representa, em essência, o crescimento vegetativo do mercado cativo da Coelce, impulsionado pelo elevado crescimento econômico do Estado do Ceará. Nos últimos 12 meses, os investimentos para conexão de novos clientes à rede da Companhia e os investimentos realizados no Programa Luz para Todos (PLPT) totalizaram, juntos, o montante de R\$ 135 milhões*.

Em termos de consumidores efetivos, a Companhia encerrou o 3T13 com 3.155.375 consumidores*, um incremento de 3,7% em relação ao 3T12. Os consumidores efetivos representam o total dos consumidores excluindo-se as unidades de consumo próprio e os consumidores ativos sem fornecimento.

A Companhia fechou o 3T13 com 66 clientes livres*, um acréscimo de 24 novos clientes*, que representa um incremento de 57,1% em relação ao número registrado no fechamento do 3T12.

Venda de Energia na Área de Concessão

VENDA E TRANSPORTE DE ENERGIA (GWH)*

	3T13	3T12	Var. %	2T13	Var. % (1)	9M13	9M12	Var. % (2)
Mercado Cativo	2.319	2.174	6,7%	2.282	1,6%	6.892	6.392	7,8%
Cientes Livres	345	307	12,4%	335	3,0%	999	846	18,1%
Total - Venda e Transporte de Energia	2.664	2.481	7,4%	2.617	1,8%	7.891	7.238	9,0%

(1) Variação entre 3T13 e 2T13 e (2) Variação entre os 9M13 e 9M12

O volume total de venda e transporte de energia na área de concessão da Coelce no 3T13 foi de 2.664 GWh*, o que representa um incremento de 7,4% (+183 GWh) em relação ao 3T12, cujo volume foi de 2.481 GWh*. Este crescimento é o efeito combinado de (i) uma evolução observada no mercado cativo da Companhia de 6,7% (+145 GWh) no 3T13 em relação ao 3T12 (2.319 GWh* vs. 2.174 GWh*), e (ii) um maior volume de energia transportada para os

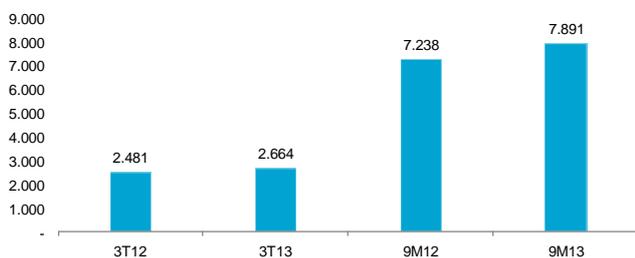
* Valores não auditados pelos auditores independentes

Comentário do Desempenho

clientes livres, cujo montante, no 3T13, de 345 GWh*, foi 12,4% superior ao registrado no 3T12, de 307 GWh* (+38 GWh). Essa energia (transportada) gera uma receita para a Coelce através da TUSD – Tarifa do Uso do Sistema de Distribuição.

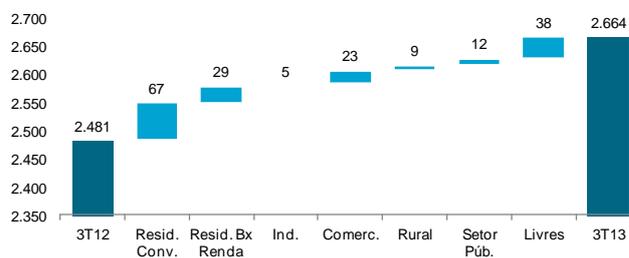
Venda e Transporte de Energia (GWh)*

Evolução 3T12 - 3T13 e 9M12 - 9M13



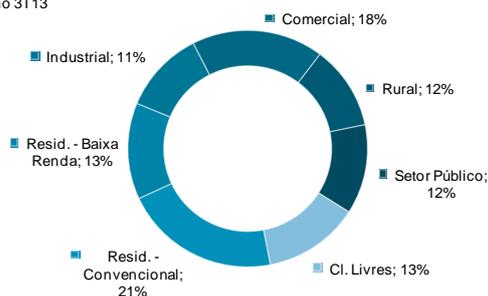
Evolução Anual do Consumo de Energia por Classe (GWh)*

Evolução 3T12 - 3T13



Venda e Transporte de Energia (GWh)*

Volume Total no 3T13



Mercado Cativo

VENDA DE ENERGIA NO MERCADO CATIVO (GWH)*

	3T13	3T12	Var. %	2T13	Var. % (1)	9M13	9M12	Var. % (2)
Residencial - Convencional	563	496	13,5%	565	-0,4%	1.688	1.501	12,5%
Residencial - Baixa Renda	351	322	9,0%	356	-1,4%	1.065	951	12,0%
Industrial	300	295	1,7%	283	6,0%	856	893	-4,1%
Comercial	474	451	5,1%	485	-2,3%	1.439	1.350	6,6%
Rural	305	296	3,0%	264	15,5%	868	772	12,4%
Setor Público	326	314	3,8%	329	-0,9%	976	925	5,5%
Total - Venda de Energia no Mercado Cativo	2.319	2.174	6,7%	2.282	1,6%	6.892	6.392	7,8%

(1) Variação entre 3T13 e 2T13 e (2) Variação entre os 9M13 e 9M12

O mercado cativo da Companhia apresentou uma evolução de 6,7% no 3T13 quando comparado ao 3T12. Os principais fatores que ocasionaram essa evolução no consumo foram (i) o crescimento vegetativo do mercado cativo, de 3,7%, que adicionou mais 113.107 novos consumidores* à base comercial cativa da Companhia, e o (ii) incremento da venda de energia per capita no mercado cativo, de 2,8% (conforme quadro abaixo).

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

	3T13	3T12	Var. %	2T13	Var. % (1)	9M13	9M12	Var. % (2)
Residencial - Convencional	444	411	8,0%	453	-2,0%	1.332	1.243	7,2%
Residencial - Baixa Renda	289	268	7,8%	291	-0,7%	876	792	10,6%
Industrial	50.042	50.462	-0,8%	47.804	4,7%	142.786	152.754	-6,5%
Comercial	2.761	2.682	2,9%	2.852	-3,2%	8.383	8.028	4,4%
Rural	676	711	-4,9%	610	10,8%	1.925	1.854	3,8%
Setor Público	7.511	7.379	1,8%	7.645	-1,8%	22.486	21.737	3,4%
Total - Venda per Capita no Mercado Cativo	735	715	2,8%	731	0,5%	2.184	2.101	4,0%

(1) Variação entre 3T13 e 2T13 e (2) Variação entre os 9M13 e 9M12

A venda de energia per capita no mercado cativo no 3T13 foi de 735* KWh/consumidor, representando um incremento de 2,8% em relação à observada no 3T12. 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 8,2%, ocasionada, principalmente, (i) pela pequena elevação da temperatura média no 3T13 quando comparada ao 3T12 (combinado com o fato de que os equipamentos de ar condicionado atingiram uma elevada penetração nas residências dos consumidores no Nordeste em 2013**), (ii) pelo estímulo oferecido pelo Governo Federal para a aquisição de equipamentos eletrodomésticos (que aumentaram as vendas dos referidos equipamentos em 18%** no ano de 2012 em relação ao ano de 2011, impactando o resultado de 2013) e pela (iii) facilidade de acesso ao crédito.

* Valores não auditados pelos auditores independentes

Comentário do Desempenho

(ii) rural: redução de 4,9% está relacionada ao maior volume de chuvas no 3T13 quando comparado ao 3T12, dessa forma, o acionamento dos equipamentos de irrigação foi menor ao comparar os períodos.

(iii) industrial: a redução observada de 0,8% reflete, basicamente, a transferência de 2 clientes industriais com elevado padrão de consumo do mercado cativo para o mercado livre.

Clientes Livres

TRANSPORTE DE ENERGIA PARA OS CLIENTES LIVRES (GWH)*

	3T13	3T12	Var. %	2T13	Var. % (1)	9M13	9M12	Var. % (2)
Industrial	322	296	8,8%	316	1,9%	941	813	15,7%
Comercial	23	11	109,1%	19	21,1%	58	33	75,8%
Total - Transporte de Energia para os Clientes Livres*	345	307	12,4%	335	3,0%	999	846	18,1%

(1) Variação entre 3T13 e 2T13 e (2) Variação entre os 9M13 e 9M12

O transporte de energia para os clientes livres na área de concessão da Companhia no 3T13 foi de 345 GWh*, o que representa um incremento de 12,4% (+38 GWh) em relação ao 3T12, tendo em vista, basicamente, (i) o crescimento de 57,1%* do número de clientes livres de 42*, no 3T12, para 66*, no 3T13 (mais 24 novos clientes*), compensado, parcialmente, por uma (ii) redução de 28,5% no transporte de energia per capita aos clientes livres os períodos comparados, conforme quadro abaixo.

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

	3T13	3T12	Var. %	2T13	Var. % (1)	9M13	9M12	Var. % (2)
Industrial	8.944	8.706	2,7%	9.029	-0,9%	26.139	23.912	9,3%
Comercial	767	1.375	-44,2%	731	4,9%	1.933	4.125	-53,1%
Média - Transporte per capita p/ Clientes Livres*	5.227	7.310	-28,5%	5.492	-4,8%	15.136	20.143	-24,9%

(1) Variação entre 3T13 e 2T13 e (2) Variação entre os 9M13 e 9M12

A redução no transporte de energia per capita aos clientes livres, de 28,5%* no 3T13 em relação ao 3T12 foi fruto, principalmente, da migração de clientes do mercado cativo para o mercado livre (sendo 2 industriais e 22 comerciais). Os novos clientes livres comerciais apresentaram um padrão médio de consumo inferior em 61,3% ao dos clientes comerciais que já se encontravam no mercado livre da Companhia no 3T12, o que justifica essa redução do transporte de energia per capita desta classe no 3T13 em relação ao 3T12.

Balanco Energético

BALANÇO DE ENERGIA*

	3T13	3T12	Var. %	2T13	Var. % (1)	9M13	9M12	Var. % (2)
Demanda máxima de energia (MW)	1.834	1.698	8,0%	1.756	4,4%	1.834	1.698	8,0%
Energia requerida (GWh)	3.090	2.881	7,3%	2.946	4,9%	8.995	8.293	8,5%
Energia distribuída (GWh)	2.695	2.512	7,3%	2.591	4,0%	7.884	7.265	8,5%
Residencial - Convencional	566	499	13,4%	559	1,3%	1.688	1.504	12,2%
Residencial - Baixa Renda	355	320	10,9%	344	3,2%	1.053	938	12,3%
Industrial	303	300	1,0%	281	7,8%	854	893	-4,4%
Comercial	481	455	5,7%	479	0,4%	1.435	1.352	6,1%
Rural	307	307	-	265	15,8%	862	780	10,5%
Setor Público	333	318	4,7%	322	3,4%	975	932	4,6%
Clientes Livres	345	307	12,4%	335	3,0%	999	846	18,1%
Revenda	2	3	-33,3%	2	-	8	10	-20,0%
Consumo Próprio	3	3	-	4	-25,0%	10	10	-
Perdas na Distribuição - Sistema Coelce (GWh)	395	369	7,0%	355	11,3%	1.111	1.028	8,1%
Perdas na Distribuição - Sistema Coelce (%)	12,78%	12,81%	-0,03 p.p	12,05%	0,73 p.p	12,35%	12,40%	-0,05 p.p

(1) Variação entre 3T13 e 2T13 e (2) Variação entre os 9M13 e 9M12

A energia total requerida pelo sistema da Coelce no 3T13 foi de 3.090 GWh*, um percentual 7,3% superior ao registrado no 3T12 (2.881 GWh*). Da mesma forma a energia efetivamente distribuída pelo sistema apresentou um incremento de 7,3% (2.695 GWh* versus 2.512 GWh*).

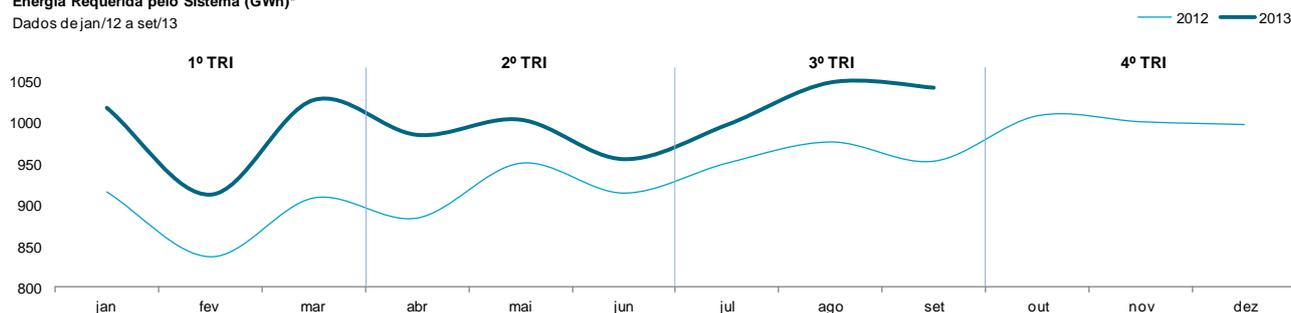
* Valores não auditados pelos auditores independentes

Comentário do Desempenho

Sazonalidade

Energia Requerida pelo Sistema (GWh)*

Dados de jan/12 a set/13



Compra de Energia

COMPRA DE ENERGIA (GWH)*

	3T13	3T12	Var. %	2T13	Var. % (1)	9M13	9M12	Var. % (2)
Central Geradora Termelétrica Fortaleza - CGTF	678	676	0,3%	671	1,0%	2.012	2.014	-0,1%
Centrais Elétricas - FURNAS	341	435	-21,6%	337	1,2%	1.009	1.178	-14,3%
Companhia Hidroelétrica do São Francisco - CHESF	397	303	31,0%	393	1,0%	1.177	816	44,2%
Companhia Energética de São Paulo - CESP	141	179	-21,2%	141	-	412	482	-14,5%
Eletronorte	95	127	-25,2%	92	3,3%	275	342	-19,6%
COPEL	61	125	-51,2%	60	1,7%	180	335	-46,3%
CEMIG	112	97	15,5%	109	2,8%	328	263	24,7%
PROINFA	58	55	5,5%	53	9,4%	163	157	3,8%
Outros	819	685	19,6%	778	5,3%	2.349	1.877	25,1%
Total - Compra de Energia s/ CCEE	2.702	2.682	0,7%	2.634	2,6%	7.905	7.464	5,9%
Liquidação na CCEE	78	(80)	-197,5%	20	290,0%	198	103	92,2%
Total - Compra de Energia	2.780	2.602	6,8%	2.654	4,7%	8.103	7.567	7,1%
Energia Distribuída								
Wobben e Energyworks	15	15	-	7	114,3%	32	31	3,2%
Total - Compra de Energia c/ Energia Distribuída	2.795	2.617	6,8%	2.661	5,0%	8.135	7.598	7,1%

(1) Variação entre 3T13 e 2T13 e (2) Variação entre os 9M13 e 9M12

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 totalizaram, no 3T13, o montante de 2.795 GWh* para atender a energia demandada pelo sistema da Coelce. Esse montante representa um acréscimo de 6,8% (+178 GWh) em relação ao 3T12, que foi de 2.617 GWh*, ocasionado pela evolução do consumo no mercado cativo da Companhia.

Comentário do Desempenho

Inputs e Outputs do Sistema

INPUTS E OUTPUTS DO SISTEMA (GWH)*

	3T13	3T12	Var. %	2T13	Var. % (1)	9M13	9M12	Var. % (2)
Totais - Inputs	2.780	2.602	6,8%	2.654	4,7%	8.103	7.567	7,1%
Compra de Energia	2.780	2.602	6,8%	2.654	4,7%	8.103	7.567	7,1%
Contratos	2.702	2.682	0,7%	2.634	2,6%	7.905	7.464	5,9%
CGTF	678	676	0,3%	671	1,0%	2.012	2.014	-0,1%
FURNAS	341	435	-21,6%	337	1,2%	1.009	1.178	-14,3%
CHESF	397	303	31,0%	393	1,0%	1.177	816	44,2%
CESP	141	179	-21,2%	141	-	412	482	-14,5%
Eletronorte	95	127	-25,2%	92	3,3%	275	342	-19,6%
COPEL	61	125	-51,2%	60	1,7%	180	335	-46,3%
CEMIG	112	97	15,5%	109	2,8%	328	263	24,7%
PROINFA	58	55	5,5%	53	9,4%	163	157	3,8%
Outros	819	685	19,6%	778	5,3%	2.349	1.877	25,1%
Liquidação CCEE	78	(80)	-197,5%	20	290,0%	198	103	92,2%
Totais - Outputs	2.780	2.602	6,8%	2.654	4,7%	8.103	7.567	7,1%
Perdas na Transmissão + Energia Não Faturada	37	31	19,4%	45	-17,8%	115	130	-11,5%
Energia Distribuída - Mercado Cativo	2.348	2.202	6,6%	2.254	4,2%	6.877	6.409	7,3%
Residencial - Convencional	566	499	13,4%	559	1,3%	1.688	1.504	12,2%
Residencial - Baixa Renda	355	320	10,9%	344	3,2%	1.053	938	12,3%
Industrial	303	300	1,0%	281	7,8%	854	893	-4,4%
Comercial	481	455	5,7%	479	0,4%	1.435	1.352	6,1%
Rural	307	307	-	265	15,8%	862	780	10,5%
Setor Público	333	318	4,7%	322	3,4%	975	932	4,6%
Consumo Próprio	3	3	-	4	-25,0%	10	10	-
Perdas na Distribuição - Sistema Coelce	395	369	7,0%	355	11,3%	1.111	1.028	8,1%

(1) Variação entre 3T13 e 2T13 e (2) Variação entre os 9M13 e 9M12

Indicadores Operacionais

INDICADORES OPERACIONAIS E DE PRODUTIVIDADE*

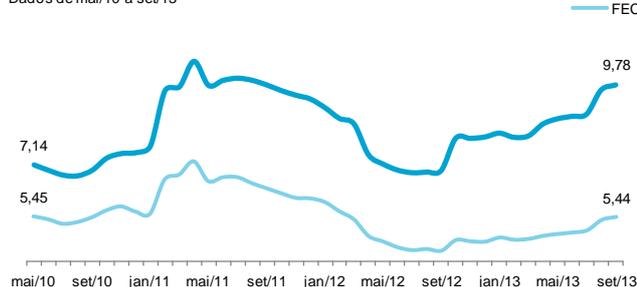
	3T13	3T12	Var. %	2T13	Var. % (1)	9M13	9M12	Var. % (2)
DEC 12 meses (horas)	9,78	6,95	40,7%	8,74	11,9%	9,78	6,95	40,7%
FEC 12 meses (vezes)	5,44	4,32	25,9%	4,92	10,6%	5,44	4,32	25,9%
Perdas de Energia 12 meses (%)	12,54%	12,42%	0,12 p.p	12,55%	-0,01 p.p	12,54%	12,42%	0,12 p.p
Índice de Arrecadação 12 meses (%)	100,33%	99,43%	0,90 p.p	99,74%	0,59 p.p	100,33%	99,43%	0,90 p.p
MWh/Colaborador	2.079	1.911	8,8%	2.044	1,7%	6.163	5.554	11,0%
MWh/Consumidor	0,77	0,75	2,7%	0,76	1,3%	2,31	2,20	5,0%
PMSO (2)/Consumidor	30,77	31,23	-1,5%	31,37	-1,9%	93,86	95,60	-1,8%

(1) Variação entre 3T13 e 2T13 e (2) Variação entre os 9M13 e 9M12

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

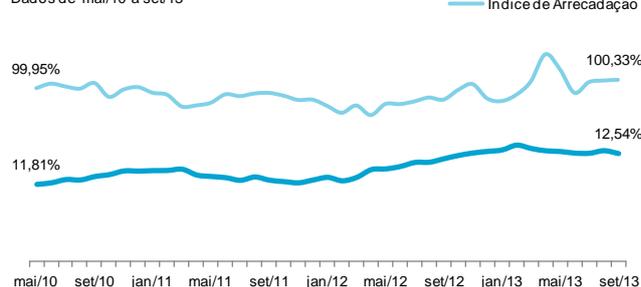
Evolução do DEC (Horas) e FEC (Vezes) TAM*

Dados de mai/10 a set/13



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

Dados de mai/10 a set/13



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).

* Valores não auditados pelos auditores independentes

Comentário do Desempenho

A Coelce encerrou o 3T13 com DEC de 9,78 horas*, índice que apresenta um incremento de 40,7% em relação ao registrado no 3T12, de 6,95 horas*. O FEC alcançou o patamar de 5,44 vezes*, o que representa um incremento de 25,9% em relação ao 3T12, que fechou em 4,32 vezes*. A Coelce investiu R\$ 26 milhões* em qualidade do sistema nos últimos 12 meses.

A trajetória descendente dos indicadores de qualidade foi impactada pela ocorrência de dois "apagões" que atingiram a região Nordeste do país: (i) no final de outubro de 2012, segundo o Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), o apagão foi causado por um curto-circuito na linha de transmissão Colinas-Imperatriz (MA), que faz parte da interligação entre os sistemas Sul/Sudeste/Centro-Oeste e Norte/Nordeste. Esse evento impactou em +9,05 horas e +0,34 vezes o DEC e FEC de outubro de 2012, respectivamente; e (ii) no dia 28 de agosto de 2013, o a região Nordeste foi isolada 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) que resultaram nos desligamentos de duas linhas de transmissão de 500 quilovolts (kV), segundo o ONS. O impacto 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) alcançaram o valor de 12,54%* no 3T13, um incremento de 0,12 p.p. em relação às perdas registradas no 3T12, de 12,42%*. Essa variação é o resultado do aumento das temperaturas observadas no 3T13 em relação ao 3T12. Nos últimos 12 meses, foram investidos R\$ 27 milhões* no combate às perdas.

Em relação ao índice de arrecadação TAM (valores arrecadados sobre valores faturados, em 12 meses), o mesmo encerrou o 3T13 em 100,33%*, percentual superior (0,90 p.p.) em relação ao encerramento do 3T12, de 99,43%*.

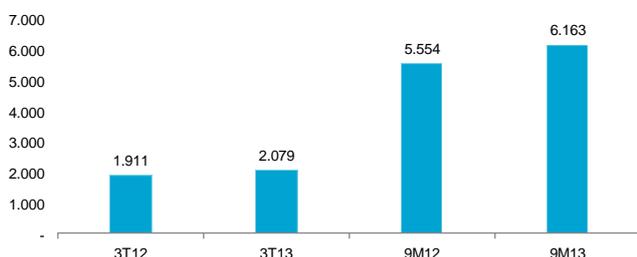
Produtividade

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).

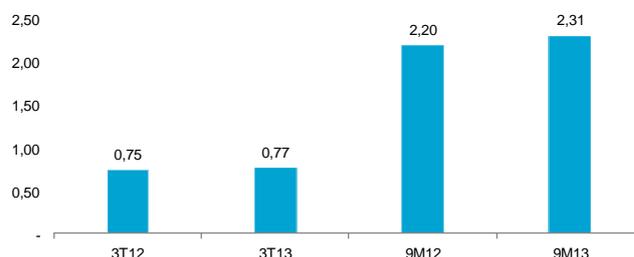
A Coelce encerrou o 3T13 com o indicador de MWh/colaborador de 2.079*, índice 8,8% superior que o do 3T12, de 1.911*. O indicador de MWh/cliente alcançou o patamar de 0,77*, índice 2,7% superior que o do 3T12, de 0,75*.

O indicador PMSO/consumidor, que busca avaliar a eficiência de custos pela base comercial da Companhia, alcançou o valor de R\$ 30,77/consumidor no 3T13, o que representa uma redução de 1,5% em relação ao mesmo período do ano anterior, que fechou em R\$ 31,23/consumidor.

Indicador de Produtividade - MWh/Colaborador*
Evolução 3T12 - 3T13 e 9M12 - 9M13



Indicador de Produtividade - MWh/Consumidor*
Evolução 3T12 - 3T13 e 9M12 - 9M13



4 DESEMPENHO ECONÔMICO-FINANCEIRO

Resultado

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

	3T13	3T12	Var. %	2T13	Var. % (1)	9M13	9M12	Var. % (2)
Receita Operacional Bruta	921.639	986.376	-6,6%	904.353	1,9%	2.720.656	2.967.886	-8,3%
Deduções à Receita Operacional	(213.977)	(265.724)	-19,5%	(206.294)	3,7%	(655.029)	(840.656)	-22,1%
Receita Operacional Líquida	707.662	720.652	-1,8%	698.059	1,4%	2.065.627	2.127.230	-2,9%
Custos do Serviço e Despesas Operacionais	(691.471)	(586.903)	17,8%	(597.328)	15,8%	(1.849.194)	(1.672.359)	10,6%
EBITDA(3)*	66.140	162.481	-59,3%	129.399	-48,9%	323.706	540.267	-40,1%
Margem EBITDA*	9,35%	22,55%	-13,20 p.p	18,54%	-9,19 p.p	15,67%	25,40%	-9,73 p.p
EBIT(4)*	16.191	133.749	-87,9%	100.731	-83,9%	216.433	454.871	-52,4%
Margem EBIT*	2,29%	18,56%	-16,27 p.p	14,43%	-12,14 p.p	10,48%	21,38%	-10,90 p.p
Resultado Financeiro	(2.277)	(31.991)	-92,9%	(19.273)	-88,2%	(41.355)	(67.042)	-38,3%
Imposto de Renda, Contribuição Social e Outros	(1.185)	(25.851)	-95,4%	(6.225)	-81,0%	(24.474)	(105.913)	-76,9%
Lucro Líquido	12.729	75.907	-83,2%	75.233	-83,1%	150.604	281.916	-46,6%
Margem Líquida	1,80%	10,53%	-8,73 p.p	10,78%	-8,98 p.p	7,29%	13,25%	-5,96 p.p
Lucro por Ação (R\$/ação)	0,16	0,97	-83,5%	0,97	-83,5%	1,93	3,62	-46,7%

(1) Variação entre 3T13 e 2T13 e (2) Variação entre os 9M13 e 9M12

(3) EBITDA: EBIT + Depreciações e Amortizações

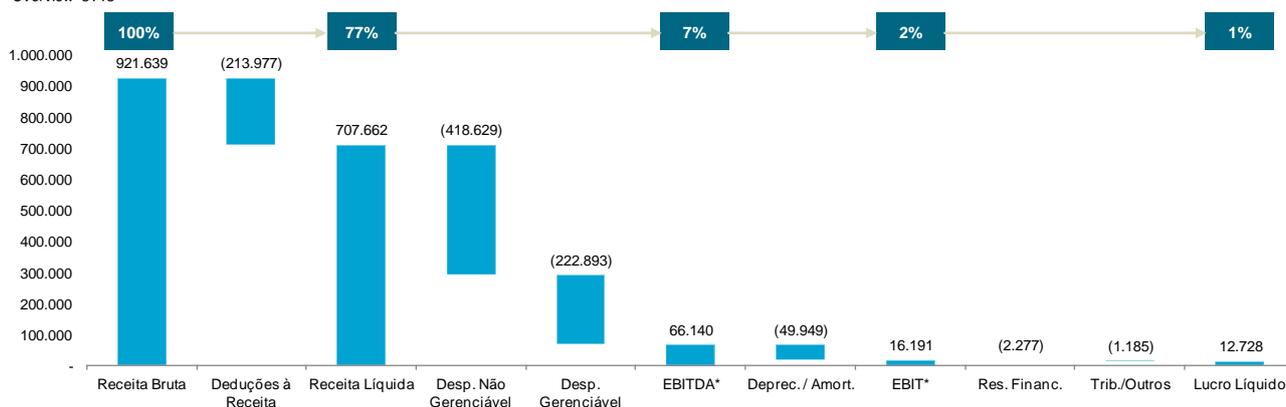
(4) EBIT: Resultado Antes do Resultado Financeiro e dos Tributos e PMSO (Pessoal, Material, Serviços e Outros)

Comentário do Desempenho

Overview

Principais Contas do Resultado (R\$ Mil)

Overview 3T13



Receita Operacional Bruta

RECEITA OPERACIONAL BRUTA (R\$ MIL)

	3T13	3T12	Var. %	2T13	Var. % (1)	9M13	9M12	Var. % (2)
Fornecimento de Energia Elétrica	744.691	830.940	-10,4%	729.897	2,0%	2.223.938	2.497.849	-11,0%
Subsídio Baixa Renda	45.777	52.055	-12,1%	46.302	-1,1%	143.762	202.056	-28,9%
Subvenção CDE - Desconto Tarifário	35.036	-	-	35.036	-	88.236	-	-
Fornecimento de Energia Elétrica - Mercado Cativo	825.504	882.995	-6,5%	811.235	1,8%	2.455.936	2.699.905	-9,0%
Suprimento de Energia Elétrica	(2.881)	14.710	-119,6%	2.881	-200,0%	1.891	25.503	-92,6%
Receita pela Disponibilidade da Rede Elétrica	19.253	28.705	-32,9%	20.296	-5,1%	64.376	89.760	-28,3%
Receita Operacional IFRIC-12	69.143	39.699	74,2%	58.419	18,4%	165.298	108.635	52,2%
Outras Receitas	10.620	20.267	-47,6%	11.522	-7,8%	33.155	44.083	-24,8%
Total - Receita Operacional Bruta	921.639	986.376	-6,6%	904.353	1,9%	2.720.656	2.967.886	-8,3%

(1) Variação entre 3T13 e 2T13 e (2) Variação entre os 9M13 e 9M12

A receita operacional bruta da Coelce alcançou, no 3T13, R\$ 922 milhões, uma redução de 6,6% em relação ao 3T12, de R\$ 986 milhões (-R\$ 64 milhões). Essa redução é, basicamente, o efeito líquido dos seguintes fatores:

- Redução de 6,5% (R\$ 826 milhões versus R\$ 883 milhões) na receita pelo fornecimento de energia elétrica para o mercado cativo (-R\$ 57 milhões): Esta redução está associada aos seguintes fatores: (i) Revisão Tarifária Extraordinária (RTE), aplicada a partir de 24 de janeiro de 2013, em função da Lei 12.783/13, que reduziu as tarifas da Coelce e demais distribuidoras brasileiras em 20% em média; (ii) efeito do Reajuste Tarifário Anual de 2013, aplicado a partir de 22 de abril de 2013, que incrementou as tarifas da Coelce em 3,92% em média e pelo (iii) aumento de 6,7% no volume de energia vendida para o mercado cativo da Companhia (2.319 GWh no 3T13 versus 2.174 GWh no 3T12). Destaca-se, ainda, o recebimento de subvenção da CDE em função da extinção da compensação de subsídios existentes nas tarifas de determinadas classes de consumidores, ocasionada pela Lei 12.783/13. O valor contabilizado referente ao recebimento desta subvenção foi de R\$ 35 milhões no 3T13. Nos 9M13, as compensações contabilizadas nesta rubrica alcançaram o montante de R\$ 88 milhões.
- Redução de R\$ 18 milhões (-R\$ 3 milhões versus +R\$ 15 milhões) no suprimento de energia elétrica: Em função do cenário de déficit contratual involuntário (subcontratação) para as distribuidoras do país, reflexo da alocação não integral de cotas de energia em função das geradoras que não aderiram à renovação das concessões pela Lei 12.783/13, a Coelce não apresentou, no 3T13, receita relacionada à liquidação de sobras de energia no mercado de curto prazo. Além disso, no 3T13, foi efetuado ajuste da liquidação no mercado de curto prazo de períodos anteriores no valor de R\$ 2,9 milhões.
- Redução de 32,9% (R\$ 19 milhões versus R\$ 29 milhões) na receita pela disponibilidade da rede elétrica (-R\$10 milhões): A redução verificada deve-se, principalmente, aos seguintes fatores: (i) Revisão Tarifária Extraordinária (RTE), aplicada a partir de 24 de janeiro de 2013, em função da Lei 12.783/13, que reduziu a TUSD da Coelce em 21% em média e (ii) efeito do Reajuste Tarifário Anual de 2013, aplicado a partir de 22 de abril de 2013, que baixou a TUSD da Coelce em 6,69% em média.
- Aumento de 74,2% (R\$ 69 milhões versus R\$ 40 milhões) na receita operacional oriunda da aplicação do ICPC 01 – IFRIC 12 (+R\$ 29 milhões): A ICPC 01 estabelece que o concessionário de energia elétrica deve registrar e mensurar a receita dos serviços que presta de acordo com os Pronunciamentos Técnicos CPC 17 – Contratos de Construção (serviços de construção ou melhoria) e CPC 30 – Receitas (serviços de operação – fornecimento de energia elétrica), mesmo quando regidos por um único contrato de concessão. A Companhia contabiliza receitas e custos relativos a serviços de construção ou melhoria da infraestrutura utilizada na prestação dos serviços de distribuição de energia elétrica. A margem de construção adotada é estabelecida como sendo igual à zero, considerando que: (i) a atividade fim da Companhia é a distribuição de energia elétrica; (ii) toda receita de construção está relacionada com a construção de infraestrutura para o alcance da sua atividade fim, ou seja, a distribuição de energia elétrica; e (iii) a Companhia terceiriza a construção da infraestrutura com partes não relacionadas. Mensalmente, a totalidade das adições efetuadas ao ativo intangível em curso é transferida para o resultado, como custo de construção, após dedução dos recursos provenientes do ingresso de obrigações especiais. O efeito na receita operacional bruta no 3T13 foi de R\$ 69 milhões, (cujas contrapartida se encontra nas despesas operacionais, no mesmo valor, não gerando efeito algum no EBITDA e no Lucro Líquido da Companhia), um aumento de R\$ 29 milhões quando comparado com o 3T12 (de R\$ 40 milhões).

* Valores não auditados pelos auditores independentes

Comentário do Desempenho

Excluindo-se o efeito da receita operacional - IFRIC 12, a receita operacional bruta da Companhia, no 3T13, alcançou o montante de R\$ 852 milhões, o que representa uma redução de 9,9% em relação ao mesmo período do ano anterior, cujo montante foi de R\$ 947 milhões (-R\$ 95 milhões).

Deduções da Receita

DEDUÇÕES DA RECEITA (R\$ MIL)

	3T13	3T12	Var. %	2T13	Var. % (1)	9M13	9M12	Var. % (2)
ICMS	(173.842)	(189.054)	-8,0%	(172.966)	0,5%	(532.467)	(577.228)	-7,8%
COFINS	(25.748)	(31.175)	-17,4%	(26.395)	-2,5%	(81.206)	(107.897)	-24,7%
PIS	(5.590)	(6.738)	-17,0%	(5.730)	-2,4%	(17.630)	(23.378)	-24,6%
Quota Reserva Global de Reversão - RGR	-	(10.527)	-100,0%	6.667	-100,0%	6.667	(32.558)	-120,5%
Conta de Consumo de Combust. Fósseis - CCC	-	(15.036)	-100,0%	-	-	(5.012)	(61.688)	-91,9%
Programa de Eficiência Energética e P&D	(7.037)	(5.920)	18,9%	(6.165)	14,1%	(19.413)	(16.063)	20,9%
Encargo de Capacidade/Aquisição Emergencial/Outros	(1.760)	(7.274)	-75,8%	(1.705)	3,2%	(5.968)	(21.844)	-72,7%
Total - Deduções da Receita	(213.977)	(265.724)	-19,5%	(206.294)	3,7%	(655.029)	(840.656)	-22,1%

(1) Variação entre 3T13 e 2T13 e (2) Variação entre os 9M13 e 9M12

As deduções da receita apresentaram uma redução de 19,5% em relação ao mesmo trimestre do ano anterior, alcançando -R\$ 214 milhões no 3T13, contra -R\$ 266 milhões no 3T12 (+R\$ 52 milhões). Essa redução é o efeito, principalmente, das seguintes variações:

- Redução de 9,6% (-R\$ 205 milhões versus -R\$ 227 milhões) nos tributos ICMS/COFINS/PIS (+R\$ 22 milhões):
Esta variação reflete a redução da base de cálculo para apuração destes tributos (atrelada à receita da Companhia), em função, basicamente, da redução das tarifas pela RTE oriunda da Lei 12.783/13, a partir de 24 de janeiro de 2013. O percentual destes tributos sobre a base de cálculo continua em linha com o 3T12.
- Redução de 77,3% (-R\$ 9 milhão versus -R\$ 39 milhões) nos encargos setoriais, especialmente RGR, CCC e CDE (+R\$ 30 milhões):
A redução acima mencionada se deve, principalmente, a extinção dos encargos Reserva Global de Reversão – RGR, Conta de Consumo de Combustíveis Fósseis – CCC e a redução de 75% no encargo Conta de Desenvolvimento Energético – CDE, em função da Lei 12.783/13.

Custos e Despesas Operacionais

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

	3T13	3T12	Var. %	2T13	Var. % (1)	9M13	9M12	Var. % (2)
Custos e despesas não gerenciáveis								
Energia Elétrica Comprada para Revenda	(403.394)	(377.805)	6,8%	(406.586)	-0,8%	(1.181.407)	(1.050.097)	12,5%
Taxa de Fiscalização da ANEEL	(1.210)	(1.140)	6,1%	(1.210)	-	(3.560)	(3.421)	4,1%
Encargo do Uso da Rede Elétrica/Encargo do Sistema	(14.025)	(34.878)	-59,8%	5.362	-	(20.734)	(104.153)	-80,1%
Total - Não gerenciáveis	(418.629)	(413.823)	1,2%	(402.434)	4,0%	(1.205.701)	(1.157.671)	4,1%
Custos e despesas gerenciáveis								
Pessoal	(33.035)	(26.081)	26,7%	(35.336)	-6,5%	(101.040)	(94.513)	6,9%
Material e Serviços de Terceiros	(64.153)	(62.516)	2,6%	(58.959)	8,8%	(181.639)	(171.856)	5,7%
Depreciação e Amortização	(49.949)	(28.732)	73,8%	(28.668)	74,2%	(107.273)	(85.396)	25,6%
Custo de Desativação de Bens	(47.137)	(1.237)	-	(286)	-	(45.681)	(4.123)	-
Prov. para Créditos de Liquidação Duvidosa	(3.476)	(3.682)	-5,6%	(5.643)	-38,4%	(13.275)	(17.529)	-24,3%
Provisões para Contingências	521	(1.525)	-134,2%	467	11,6%	(4.015)	(7.895)	-49,1%
Despesa IFRIC-12 (Custo de Construção)	(69.143)	(39.699)	74,2%	(58.419)	18,4%	(165.298)	(108.635)	52,2%
Outras Despesas Operacionais	(6.470)	(9.608)	-32,7%	(8.050)	-19,6%	(25.272)	(24.741)	2,1%
Total - Gerenciáveis	(272.842)	(173.080)	57,6%	(194.894)	40,0%	(643.493)	(514.688)	25,0%
Total - Custos do Serviço e Despesa Operacional	(691.471)	(586.903)	17,8%	(597.328)	15,8%	(1.849.194)	(1.672.359)	10,6%

(1) Variação entre 3T13 e 2T13 e (2) Variação entre os 9M13 e 9M12

Os custos e despesas operacionais no 3T13 alcançaram -R\$ 691 milhões, um incremento de 17,8% em relação ao 3T12, de -R\$ 587 milhões (-R\$ 105 milhões). Este aumento é o efeito, principalmente, das seguintes variações:

Incremento de 1,2% (-R\$ 419 milhões versus -R\$ 414 milhões) nos custos e despesas não gerenciáveis (-R\$ 5 milhões), principalmente, por:

- Aumento de 6,8% (-R\$ 403 milhões versus -R\$ 378 milhões) na energia elétrica comprada para revenda (-R\$ 25 milhões):
O aumento acima mencionado se deve aos seguintes fatores: (i) incremento de 6,8% no volume de energia comprada (CCEARs e Bilaterais) entre o 3T13 e 3T12, (ii) reajuste de preço dos contratos de compra de energia vigentes ocorridos entre os períodos, (iii) a uma maior tarifa média (mix) de compra de energia, devido à entrada de novos contratos, especialmente de térmicas, que possuem uma tarifa mais elevada, (iv) aumento do custo variável pago às térmicas despachadas para garantir o nível mínimo dos reservatórios nacionais, (v) maior exposição ao mercado de curto prazo, tendo em vista o cenário de descontração involuntária, ocasionado pela redistribuição das cotas em função da Lei 12.783/13 e por projetos térmicos postergados ou cancelados, e (vi) repasse do risco hidrológico das geradoras com concessões renovadas pela Lei 12.783/13 para o consumidor final. Estes acréscimos foram parcialmente compensados pela redução das tarifas de compras de energia das concessões de geração renovadas pela Lei 12.783/13 e os itens (v) e (vi), especialmente, foram parcialmente compensados pelos repasses da CDE, em função do Decreto 7.945/13. A compensação contabilizada alcançou o montante de R\$ 6 milhões no 3T13. Nos 9M13, as compensações contabilizadas nesta rubrica alcançaram o montante de R\$ 53 milhões.
- Redução de 59,8% (-R\$ 14 milhões versus -R\$ 35 milhões) na rubrica encargo de uso/encargo de serviço do sistema – ESS (+R\$ 21 milhões):
Esta variação decorre da (i) redução do encargo de uso da rede elétrica, tendo em vista a renovação das concessões de transmissão pela Lei 12.783/13, que promoveu uma significativa redução no custo de transmissão para as distribuidoras. Esta redução foi parcialmente compensada por um (ii) incremento

Comentário do Desempenho

no encargo de serviço do sistema ESS, em função do maior despacho pelo ONS de usinas térmicas fora da ordem de mérito no período, tendo em vista a redução do nível dos reservatórios nacionais. O item (ii) foi compensado pelos repasses da CDE, em função do Decreto 7.945/13. A compensação contabilizada alcançou o montante de R\$ 0,4 milhão no 3T13. Nos 9M13, as compensações contabilizadas nesta rubrica alcançaram o montante de R\$ 81 milhões.

Nos 9M13, adicionalmente, foram registrados, nas rubricas de compra de energia e encargos de serviço do sistema (ESS), os repasses, via CDE, de CVAs passadas, que seriam recuperadas via tarifa, no montante de R\$ 32 milhões (sendo todo este valor registrado no 1T13).

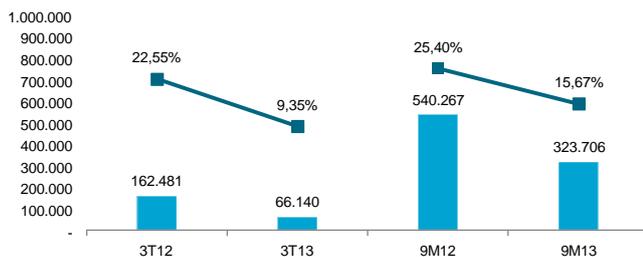
Incremento de 57,6% (-R\$ 273 milhões versus -R\$ 173 milhões) nos custos e despesas gerenciáveis (-R\$ 100 milhões), principalmente, por:

- Incremento de 26,7% (-R\$ 33 milhões versus -R\$ 26 milhões) nas despesas com pessoal (-R\$ 7 milhões):
O incremento observado nas despesas com pessoal é o reflexo, basicamente, de um menor valor de transferência para o ativo em curso em R\$ 4 milhões do 3T12 em relação ao 3T13. Excluindo-se da análise os valores transferidos para o ativo em curso, a variação na despesa de pessoal apresentou incremento de 7,9%, reflexo, principalmente, do reajuste salarial/dissídio no valor de INPC + 0,5%, aplicado no 4T12.
- Incremento de 73,8% (-R\$ 50 milhões versus -R\$ 29 milhões) na rubrica depreciação e amortização (-R\$ 21 milhões):
O acréscimo observado deve-se, principalmente, às mudanças introduzidas pela aplicação da Resolução ANEEL nº 474/2009, que modificou a estimativa de vida útil dos ativos de distribuição, ocasionando redução das taxas de depreciação. Desde dezembro de 2012, o diferencial de depreciação entre as taxas novas e antigas era calculado com base em uma estimativa fixa. Em setembro 2013, as novas taxas foram imputadas a cada ativo individualmente e foi recalculado o diferencial correto do valor da depreciação de janeiro de 2013 à setembro de 2013. Este evento gerou um ajuste na despesa de depreciação na ordem de R\$ 19 milhões.
- Incremento de R\$ 46 milhões (-R\$ 47 milhões versus -R\$ 1 milhão) na rubrica Custos de Desativação de Bens :
O aumento observado deve-se, principalmente, a dois efeitos extraordinários registrados neste trimestre: (i) ajuste de R\$ 33 milhões para adequação dos saldos contábeis dos ativos da Companhia aos seus respectivos montantes físicos e (ii) constituição de provisão no valor de R\$ 13 milhões para baixa de bens com Valor Novo de Reposição (VNR) igual a zero.
- Aumento de 74,2% (-R\$ 69 milhões versus -R\$ 40 milhões) na despesa operacional oriunda da aplicação do ICPC 01 – IFRIC 12 (-R\$ 26 milhões):
A ICPC 01 estabelece que o concessionário de energia elétrica deve registrar e mensurar a receita dos serviços que presta de acordo com os Pronunciamentos Técnicos CPC 17 – Contratos de Construção (serviços de construção ou melhoria) e CPC 30 – Receitas (serviços de operação – fornecimento de energia elétrica), mesmo quando regidos por um único contrato de concessão. A Companhia contabiliza receitas e custos relativos a serviços de construção ou melhoria da infraestrutura utilizada na prestação dos serviços de distribuição de energia elétrica. A margem de construção adotada é estabelecida como sendo igual à zero, considerando que: (i) a atividade fim da Companhia é a distribuição de energia elétrica; (ii) toda receita de construção está relacionada com a construção de infraestrutura para o alcance da sua atividade fim, ou seja, a distribuição de energia elétrica; e (iii) a Companhia terceiriza a construção da infraestrutura com partes não relacionadas. Mensalmente, a totalidade das adições efetuadas ao ativo intangível em curso é transferida para o resultado, como custo de construção, após dedução dos recursos provenientes do ingresso de obrigações especiais. O efeito na despesa operacional no 3T13 foi de -R\$ 69 milhões, (cuja contrapartida se encontra na receita operacional bruta, no mesmo valor, não gerando efeito algum no EBITDA e no Lucro Líquido da Companhia), um acréscimo de R\$ 29 milhões quando comparado com o 3T12 (de -R\$ 40 milhões).

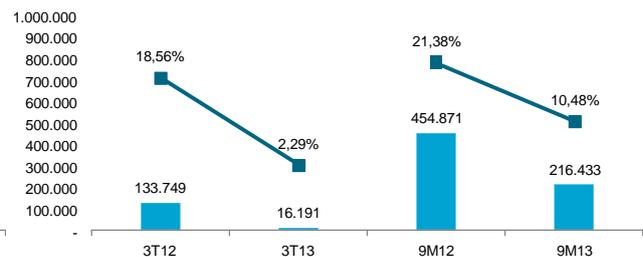
Excluindo-se o efeito do custo operacional - IFRIC 12, os custos e despesas gerenciáveis da Companhia, no 3T13, alcançaram o montante de -R\$ 204 milhões, o que representa um incremento de 52,7% em relação ao mesmo período do ano anterior, cujo montante foi de -R\$ 133 milhões (-R\$ 71 milhões).

EBITDA*

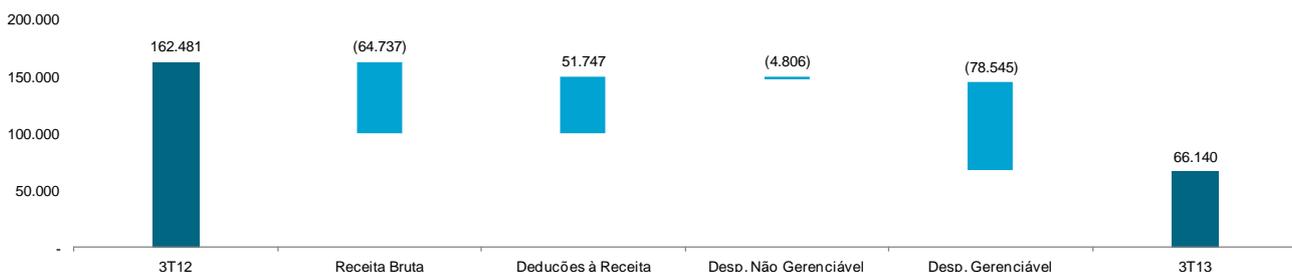
EBITDA (R\$ Mil) e Margem EBITDA (%)*
Evolução 3T12 - 3T13 e 9M12 - 9M13



EBIT (R\$ Mil) e Margem EBIT (%)*
Evolução 3T12 - 3T13 e 9M12 - 9M13



Análise da Evolução do EBITDA (R\$ Mil)*
Evolução 3T12 - 3T13



* Valores não auditados pelos auditores independentes

Comentário do Desempenho

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

Evolução 3T12 - 3T13



Com base nas variações expostas acima, o EBITDA da Coelce no 3T13, atingiu o montante de R\$ 66 milhões*, o que representa uma redução de 59,3% em relação ao 3T12, cujo montante foi de R\$ 162 milhões* (-R\$ 96 milhões). A margem EBITDA da Companhia no 3T13 foi de 9,35%*, refletindo um decréscimo de 13,20 p.p. em relação ao 3T12, de 22,55%*.

Excluindo-se os eventos não recorrentes relevantes registrados no 3T13 na rubrica custo de desativação de bens (R\$ 46 milhões), o EBITDA teria atingido o montante de R\$ 112 milhões, o que representaria uma redução de 30,98% em relação ao mesmo período do ano anterior. A margem EBITDA ficaria em 15,85%, 6,70 p.p. menor comparada ao 3T12.

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:

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

	3T13	3T12	Var. %	2T13	Var. % (1)	9M13	9M12	Var. % (2)
Lucro Líquido do Período	12.729	75.907	-83,2%	75.233	-83,1%	150.604	281.916	-46,6%
(+) Tributo sobre o Lucro	1.185	25.851	-95,4%	6.225	-81,0%	24.474	105.913	-76,9%
(+) Resultado Financeiro	2.277	31.991	-92,9%	19.273	-88,2%	41.355	67.042	-38,3%
(=) EBIT	16.191	133.749	-87,9%	100.731	-83,9%	216.433	454.871	-52,4%
(+) Depreciações e Amortizações	49.949	28.732	73,8%	28.668	74,2%	107.273	85.396	25,6%
(=) EBITDA	66.140	162.481	-59,3%	129.399	-48,9%	323.706	540.267	-40,1%

(1) Variação entre 3T13 e 2T13 e (2) Variação entre os 9M13 e 9M12

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 financeiro, mas também sobre a capacidade de cumprir com as obrigações passivas e de se obter recursos para as despesas de capital e para o capital de giro.

Resultado Financeiro

RESULTADO FINANCEIRO (R\$ MIL)

	3T13	3T12	Var. %	2T13	Var. % (1)	9M13	9M12	Var. % (2)
Receitas Financeiras								
Renda de Aplicações Financeiras	7.019	8.174	-14,1%	5.512	27,3%	16.282	28.196	-42,3%
Acréscimo Moratório sobre Conta de Energia	9.120	10.429	-12,6%	9.537	-4,4%	29.194	31.527	-7,4%
Receita ativo indenizável	8.256	2.132	287,2%	11.921	-30,7%	30.819	2.649	-
Outras	4.292	2.558	67,8%	2.435	76,3%	9.956	12.724	-21,8%
Total - Receitas Financeiras	28.687	23.293	23,2%	29.405	-2,4%	86.251	75.096	14,9%
Despesas financeiras								
Encargo de Dívidas	(17.802)	(18.490)	-3,7%	(17.316)	2,8%	(52.116)	(60.519)	-13,9%
Variações Monetárias	(2.423)	(6.191)	-60,9%	(6.833)	-64,5%	(19.834)	(18.630)	6,5%
IOF e IOC	(181)	(99)	82,8%	-	-	(471)	(282)	67,0%
Multas (ARCE, ANEEL e outras)	(1.833)	(19.743)	-90,7%	(15.451)	-88,1%	(25.914)	(30.810)	-15,9%
Outras	(8.725)	(10.761)	-18,9%	(9.078)	-3,9%	(29.271)	(31.897)	-8,2%
Total - Despesas Financeiras	(30.964)	(55.284)	-44,0%	(48.678)	-36,4%	(127.606)	(142.138)	-10,2%
Total - Receitas e Despesas Financeiras	(2.277)	(31.991)	-92,9%	(19.273)	-88,2%	(41.355)	(67.042)	-38,3%

(1) Variação entre 3T13 e 2T13 e (2) Variação entre os 9M13 e 9M12

O resultado financeiro da Coelce, no 3T13, ficou em -R\$ 2 milhões, apresentando uma evolução de 92,9% (+R\$ 30 milhões) em relação ao mesmo trimestre do ano anterior (-R\$ 2 milhões versus -R\$ 32 milhões). Esta evolução é o efeito líquido, basicamente, das seguintes variações:

Incremento de 23,2% (R\$ 29 milhões versus R\$ 23 milhões) nas receitas financeiras (+R\$ 6 milhões), principalmente, por:

- Incremento R\$ 6 milhões (R\$ 8 milhões versus R\$ 2 milhões) na receita do ativo indenizável:
O incremento observado se deve, basicamente, ao registro contábil de um maior ativo e receita financeira, tendo em vista a mudança de metodologia de avaliação do ativo indenizável, após a promulgação da Lei 12.783/13 que tornou definitiva a Medida Provisória nº 579 de 11 de setembro de 2012. A nova metodologia passou a ter como base o Valor Novo de Reposição – VNR.

Comentário do Desempenho

Redução de 44,0% (-R\$ 31 milhões versus -R\$ 55 milhões) nas despesas financeiras (+R\$ 24 milhões), principalmente, por:

- Redução de 60,9% (-R\$ 2 milhões versus -R\$ 6 milhões) em variações monetárias (+R\$ 4 milhão):
A redução é reflexo, principalmente, de: (i) redução da dívida média indexada a IPCA (R\$ 503 milhões no 3T12 versus R\$ 372 milhões no 3T13 e (ii) redução do IPCA acumulado no período (1,42% no 3T12 versus 0,62% no 3T13).
- Redução de 90,3% (-R\$ 2 milhões versus -R\$ 19 milhões) em multas (ARCE, ANEEL, etc.) (+R\$ 17 milhões):
A redução nesta rubrica deve-se ao registro no 3T12 de multas recebidas da agência reguladora estadual (ARCE), por irregularidades e/ou não conformidades identificadas na execução de alguns procedimentos operacionais.

Tributos (IR/CSLL) e Outros

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

	3T13	3T12	Var. %	2T13	Var. % (1)	9M13	9M12	Var. % (2)
IR e CSLL	(13.998)	(36.418)	-61,6%	(26.060)	-46,3%	(65.228)	(135.269)	-51,8%
Incentivo Fiscal SUDENE	15.216	13.192	15,3%	22.237	-31,6%	47.961	37.231	28,8%
Amortização do Ágio e Reversão da Provisão	(2.403)	(2.625)	-8,5%	(2.402)	0,0%	(7.207)	(7.875)	-8,5%
Total	(1.185)	(25.851)	-95,4%	(6.225)	-81,0%	(24.474)	(105.913)	-76,9%

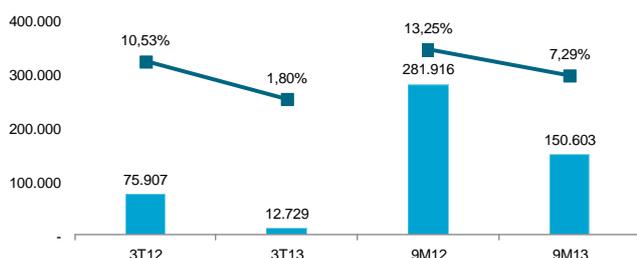
(1) Variação entre 3T13 e 2T13 e (2) Variação entre os 9M13 e 9M12

As despesas com Imposto de Renda (IR), Contribuição Social sobre o Lucro Líquido (CSLL) e Outros (Amortização do Ágio) no 3T13 registraram -R\$ 1 milhão, o que representa uma redução de 95,4% em relação ao mesmo período do ano anterior, de -R\$ 26 milhões (+R\$ 25 milhões). A variação do incentivo fiscal SUDENE é o reflexo do aumento da base de cálculo (balancete regulatório) no 3T13 em relação ao 3T12. Já a rubrica de IR e CSLL, aqui analisada levando-se em consideração a parte corrente e diferida conjuntamente, apresentou variação de acordo com a base de cálculo societária, que apresentou redução no 3T13 em relação ao 3T12.

Lucro Líquido

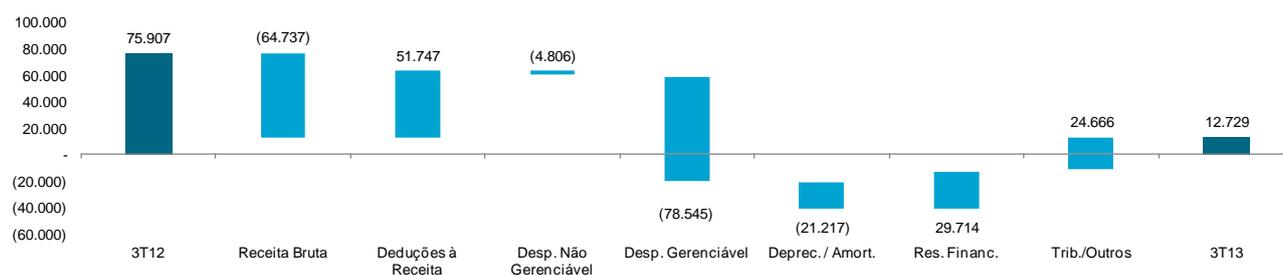
Lucro Líquido (R\$ Mil) e Margem Líquida (%)

Evolução 3T12 - 3T13 e 9M12 - 9M13



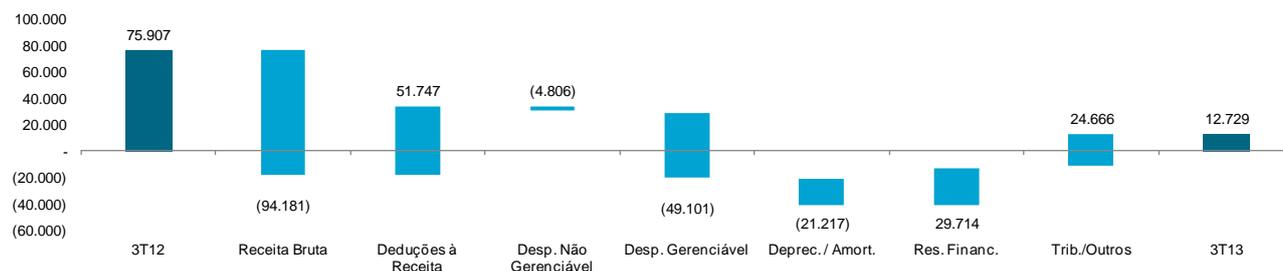
Análise da Evolução do Lucro Líquido (R\$ Mil)

Evolução 3T12 - 3T13



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

Evolução 3T12 - 3T13



Comentário do Desempenho

Com base nos efeitos expostos anteriormente, a Coelce registrou no 3T13 um Lucro Líquido de R\$ 13 milhões, valor 83,2% inferior ao registrado no 3T12, que foi de R\$ 76 milhões (-R\$ 63 milhões). Desta forma, a Margem Líquida no 3T13 alcançou 1,80%.

Excluindo-se os eventos não recorrentes relevantes registrados no 3T13 nas rubricas de custo de desativação de bens (R\$ 46 milhões) e de depreciação (R\$ 19 milhões), assim como seus respectivos efeitos tributários, o Lucro Líquido da Companhia teria atingido o montante de R\$ 56 milhões, o que representaria uma redução de 27% em relação ao mesmo período do ano anterior. A Margem Líquida alcançaria 8%, 3 p.p. menor comparada ao 3T12.

Endividamento

INDICADORES DE ENDEVIDAMENTO

	3T13	3T12	Var. %	2T13	Var. % (1)	9M13	9M12	Var. % (2)
Dívida bruta (R\$ mil)	938.984	969.377	-3,1%	938.724	0,0%	938.984	969.377	-3,1%
(-) Dívida Previdenciária - Balancete (R\$ mil)	12.597	23.747	-47,0%	12.555	0,3%	12.597	23.747	-47,0%
(-) Caixa, Equivalentes e Aplicações Financ. (R\$ mil)	323.930	412.523	-21,5%	331.242	-2,2%	323.930	412.523	-21,5%
Dívida líquida (R\$ mil)	602.457	533.107	13,0%	594.927	1,3%	602.457	533.107	13,0%
Dívida bruta / EBITDA(3)*	0,97	1,30	-25,4%	1,75	-44,6%	0,97	1,30	-25,4%
EBITDA(2) / Encargos de Dívida(2)*	7,36	9,13	-19,4%	7,57	-2,8%	7,36	9,13	-19,4%
Dívida bruta / (Dívida bruta + PL)	0,37	0,38	-2,6%	0,37	-	0,37	0,38	-2,6%
Dívida líquida / (Dívida líquida + PL)	0,27	0,25	8,0%	0,27	-	0,27	0,25	8,0%

(1) Variação entre 3T13 e 2T13 e (2) Variação entre os 9M13 e 9M12

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

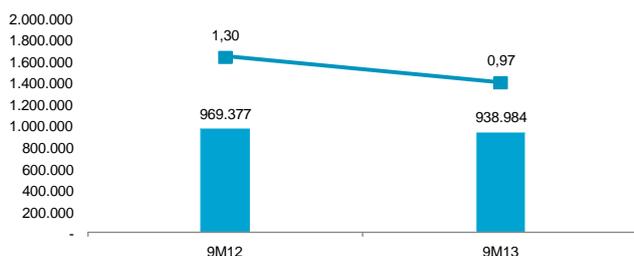
A dívida bruta da Coelce encerrou o 3T13 em R\$ 939 milhões, uma redução de 3,1% em relação ao 3T12, que foi de R\$ 969 milhões (-R\$ 30 milhões). Esta redução deve-se, basicamente, à liquidação da 2ª série da 2ª emissão de debêntures no valor de \$ 130 milhões (sendo R\$ 67 milhões realizados através de evento de resgate antecipado total), à amortização de financiamentos de R\$ 125 milhões; compensados, em parte, por captações de dívidas com o BNDES no valor de R\$ 150 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.

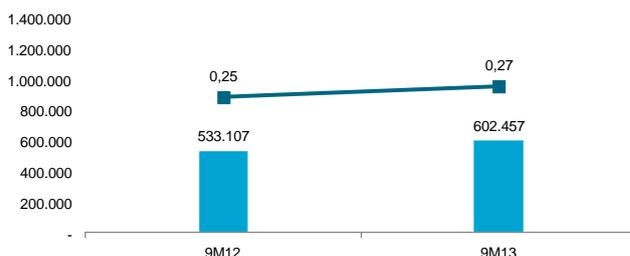
A Coelce encerrou o 3T13 com o custo da dívida médio de 9,97% a.a., ou CDI + 2,51% a.a.

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

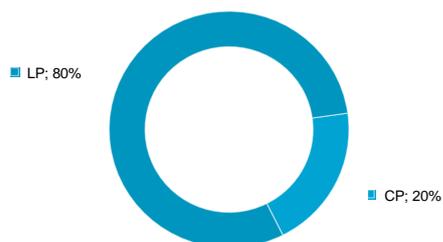
Dívida Bruta (R\$ Mil) e Dívida Bruta / EBITDA* (Vezez)
Evolução 9M12 - 9M13



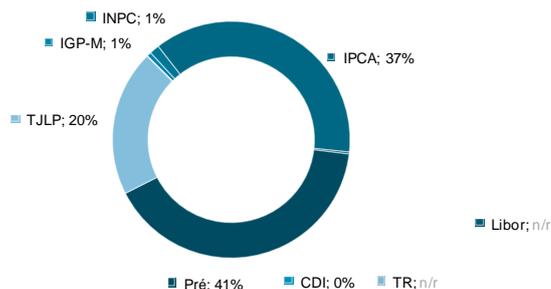
Dívida Líquida (R\$ Mil) e Alavancagem (Vezez)
Evolução 9M12 - 9M13



Abertura da Dívida Bruta - CP e LP
Posição Final em set/13



Abertura da Dívida Bruta - Indexadores
Posição Final em set/13

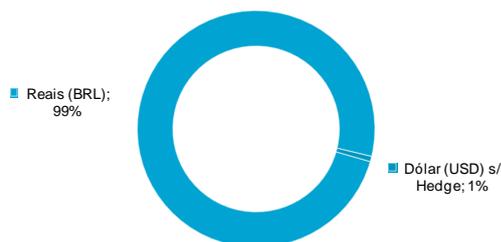


* Valores não auditados pelos auditores independentes

Comentário do Desempenho

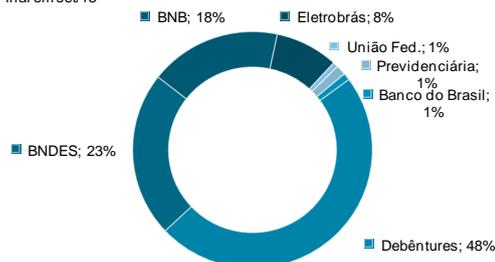
Abertura da Dívida Bruta - Moedas

Posição Final em set/13



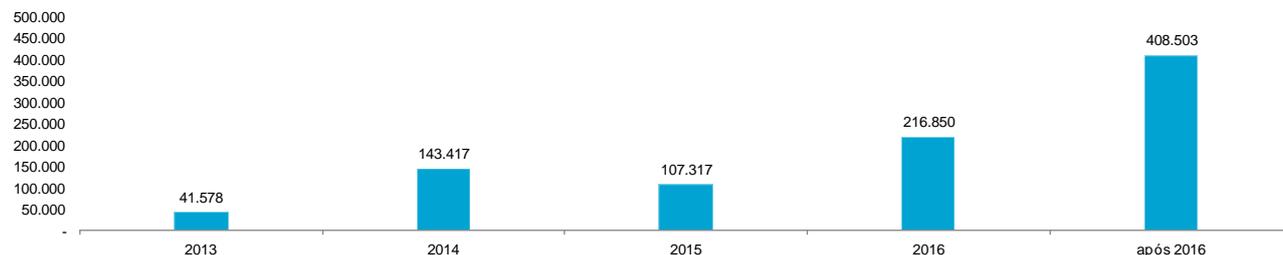
Abertura da Dívida Bruta - Credor

Posição Final em set/13



Curva de Amortização (R\$ Mil)

Posição Final em set/13



Investimentos

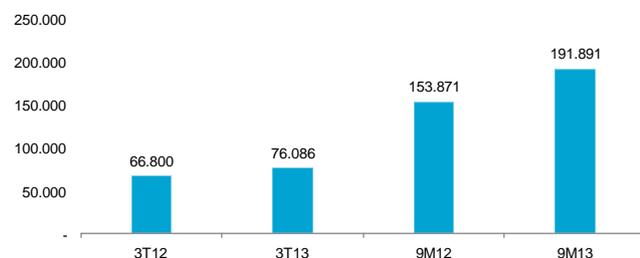
INVESTIMENTOS (R\$ MIL)*

	3T13	3T12	Var. %	2T13	Var. % (1)	9M13	9M12	Var. % (2)
Investimentos por Demanda	51.408	40.781	26,1%	26.819	91,7%	91.070	88.520	2,9%
Novas Conexões	35.613	23.460	51,8%	21.439	66,1%	69.913	59.325	17,8%
Atendimento à Demanda	15.795	17.321	-8,8%	5.380	193,6%	21.157	29.195	-27,5%
Qualidade do Sistema Elétrico	4.854	7.358	-34,0%	5.024	-3,4%	11.843	17.332	-31,7%
Programa Luz para Todos (PLPT)	9.142	2.842	221,7%	8.815	3,7%	28.206	7.793	261,9%
Combate às Perdas	6.450	4.801	34,3%	7.474	-13,7%	21.326	13.091	62,9%
Outros	16.183	10.671	51,7%	15.394	5,1%	31.693	23.313	35,9%
(-) Variação de Estoques	(11.951)	347	-	4.560	-	7.753	3.822	102,9%
Total Investido	76.086	66.800	13,9%	68.086	11,7%	191.891	153.871	24,7%
Aportes / Subsídios	(11.449)	(23.222)	-50,7%	(9.002)	27,2%	(27.632)	(38.747)	-28,7%
Investimento Líquido	64.637	43.578	48,3%	59.084	9,4%	164.259	115.124	42,7%

(1) Variação entre 3T13 e 2T13 e (2) Variação entre os 9M13 e 9M12

Investimentos Totais (R\$ Mil)*

Evolução 3T12 - 3T13 e 9M12 - 9M13



Portfólio de Investimentos (R\$ mil)

Dados de 9M13



Os investimentos realizados pela Coelce no 3T13 alcançaram R\$ 76 milhões*, um incremento de 13,9% (+R\$ 9 milhões) em relação ao mesmo período do ano anterior, cujo montante foi de R\$ 67 milhões*. O maior volume, no 3T13, foi direcionado aos investimentos para as Novas Conexões, que representou R\$ 36 milhões* de todo o valor investido no período mencionado.

Excluindo os aportes e subsídios realizados, os investimentos líquidos realizados pela Coelce atingiram R\$ 65 milhões* no 3T13, montante 48,3% superior ao realizado no 3T12, de R\$ 44 milhões* (+R\$ 21 milhões*).

* Valores não auditados pelos auditores independentes

Comentário do Desempenho

Mercado de Capitais

COTAÇÃO DE FECHAMENTO (R\$/AÇÃO)*

	3T13	3T12	Var. %	2T13	Var. % (1)	9M13	9M12	Var. % (2)
Ordinárias - ON (COCE3)	40,65	37,00	9,9%	42,00	-3,2%	40,65	37,00	9,9%
Preferenciais A - PNA (COCE5)	38,15	36,50	4,5%	40,10	-4,9%	38,15	36,50	4,5%
Preferenciais B - PNB (COCE6)	35,00	35,00	-	35,00	-	35,00	35,00	-

(1) Variação entre 3T13 e 2T13 e (2) Variação entre os 9M13 e 9M12

INDICADORES DE MERCADO*

	3T13	3T12	Var. %	2T13	Var. % (1)	9M13	9M12	Var. % (2)
Informações sobre Ação Preferencial A (COCE5)								
Cotação (R\$/ação)	38,15	36,50	4,5%	40,10	-4,9%	38,15	36,50	4,5%
Média Diária de Negócios	200	179	11,7%	258	-22,5%	228	197	15,7%
Média Diária de Volume Financeiro (R\$)	2.992.905	2.833.689	5,6%	3.330.867	-10,1%	3.202.904	2.383.751	34,4%
Valor de Mercado (R\$ milhões)	3.086	2.863	7,8%	3.205	-3,7%	3.086	2.863	7,8%
Enterprise Value (EV) (2) (R\$ milhões)	3.688	3.397	8,6%	3.800	-2,9%	3.688	3.397	8,6%
EV/EBITDA (3)	3,80	4,56	-16,7%	7,08	-46,3%	3,80	4,56	-16,7%
Preço da Ação PNA / Lucro por Ação (3) (P/L)	4,60	6,82	-32,6%	8,87	-48,1%	4,60	6,82	-32,6%
Dividend Yield da Ação PNA (4)	9,29%	11,71%	-2,42 p.p	8,84%	0,45 p.p	9,29%	11,71%	-2,42 p.p
Valor de Mercado/Patrimônio Líquido	1,93	1,82	6,0%	2,02	-4,5%	1,93	1,82	6,0%

(1) Variação entre 3T13 e 2T13 e (2) Variação entre os 9M13 e 9M12

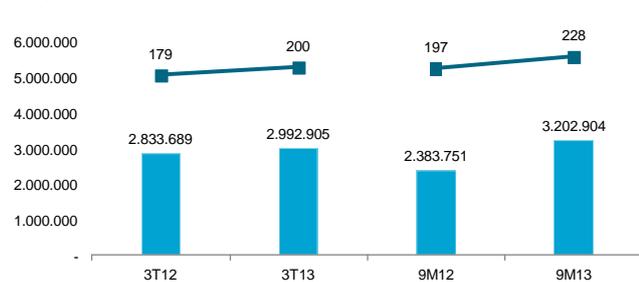
(2) EV = Valor de mercado + Dívida líquida

(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

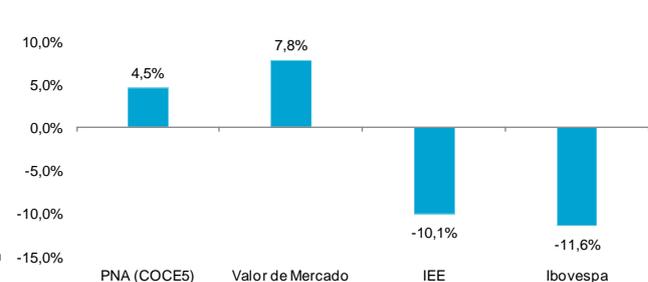
Média Diária de Negócios (Negócios) e Volume Médio Diário (R\$)*

Evolução 3T12 - 3T13 e 9M12 - 9M13



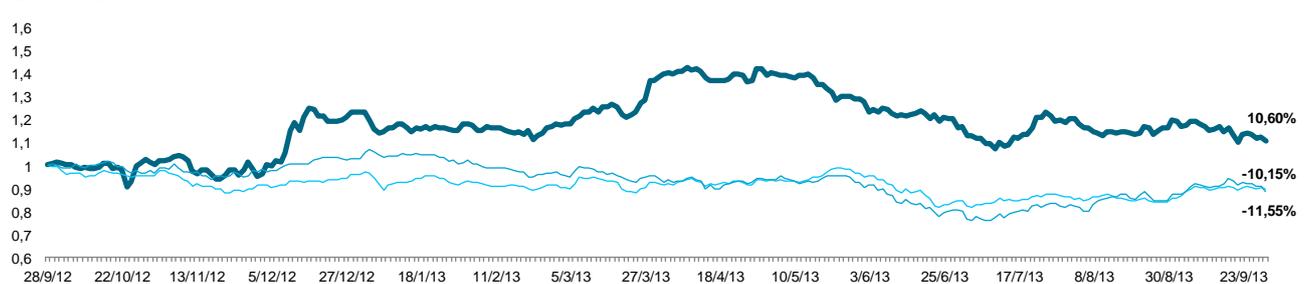
Indicadores de Mercado - Variação 12 meses (%)*

Dados até set/13



Evolução diária COCE5, IEE e IBOVESPA - base 1

Dados de 12 meses - até set/13



41,1% do Capital Social da Coelce estão em livre negociação na BM&FBovespa, e representam seu *free float*, enquanto os demais 58,9% 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 3T13 teve uma média de 200 negócios diários (+11,7% vs. 3T12) e um volume financeiro diário médio de R\$ 3,0 milhões (+5,6% vs. 3T12). Os demais papéis, por possuírem baixa liquidez, estão expostos a negociações que fogem à percepção média do mercado sobre a Companhia, o que pode ocasionar movimentos distorcidos no preço do ativo.

A ação preferencial classe A (COCE5) apresentou valorização (sem ajuste por proventos) de 4,5% nos 12 meses até setembro de 2013, enquanto o IEE e o Ibovespa apresentaram desvalorização de 10,1% e de 11,6%, respectivamente. Ajustando-se as cotações pelos proventos deliberados, a valorização da ação preferencial classe A (COCE5) seria de 10,6%.

Em Assembleia Geral Ordinária – AGO, realizada em 29 de abril de 2013, foi deliberada a distribuição de R\$ 213.995.000,00 em dividendos, o que representa um **payout ratio de 55%** sobre o lucro líquido passível de distribuição (excluindo-se o benefício fiscal da SUDENE) e um dividendo de **R\$ 2,7486 por ação**. Com base na cotação média de fechamento do papel COCE5 no ano de 2013 (até 30 de setembro), de R\$ 43,15, esta deliberação representa um **dividend yield de 9,29%**, cujo pagamento será efetuado aos acionistas até o dia 31 de dezembro de 2013.

As ações preferenciais classe A da Coelce integram, pelo 7º ano consecutivo, o ISE – Índice de Sustentabilidade Empresarial da BM&FBovespa, índice que congrega as empresas listadas com as melhores práticas em sustentabilidade empresarial do país.

Comentário do Desempenho

5

OUTROS TEMAS RELEVANTES

Medida Provisória (MP) 579 e Lei 12.783/13

Com o objetivo de trazer maior competitividade à indústria nacional, reduzir as tarifas de energia aos consumidores finais e definir as regras para a renovação das concessões dos agentes do setor elétrico brasileiro, o Governo Federal editou, em setembro de 2012, a Medida Provisória 579, que posteriormente foi transformada na Lei 12.783/13 em janeiro de 2013.

Como consequência da referida Lei, o Governo promoveu uma redução estrutural de 20%, em média, nas tarifas de energia das distribuidoras, através das seguintes decisões:

- Definição de novas condições para a renovação dos contratos de concessão de geração e transmissão, em que:
 - Os ativos não depreciados foram indenizados (valorados pelo Valor Novo de Reposição – VNR) e para o próximo período de concessão somente receberão tarifa regulada de O&M;
 - Redistribuição de toda energia dos geradores que renovaram através das cotas de energia para distribuidoras;
 - Repasse para as distribuidoras do risco/custo hidrológico, para posterior repasse aos consumidores via tarifa.
- Redução dos encargos setoriais;
- Retirada de subsídios da estrutura da tarifa, com aporte direto via CDE.

As novas tarifas passaram a vigorar a partir de 24 de janeiro de 2013 e, tendo em vista que as reduções das tarifas vieram acompanhadas de reduções em encargos setoriais e nos custos de compra de energia e custos de transmissão, esta redução apresenta impacto neutro das margens da Companhia e no seu EBITDA.

Decreto 7.945/13

Com o objetivo de auxiliar as concessionárias de distribuição de energia elétrica do país, o Governo Federal editou o Decreto 7.945/13 em março de 2013, que prevê o repasse, a estas companhias, de recursos da Conta de Desenvolvimento Energético – CDE.

Este auxílio se fez necessário devido aos elevados custos com os quais as distribuidoras incorreram desde finais de 2012, em função dos seguintes fatores:

- Descontratação causada pela não adesão à renovação de algumas concessões de geração;
- Risco hidrológico decorrente da alocação de cotas;
- Despacho de usinas termoeletricas fora da ordem de mérito para garantir a segurança energética.

Todos estes fatores, de acordo com a metodologia vigente de revisões e reajustes tarifários, serão repassadas ao consumidor final, no momento da revisão ou do reajuste tarifário. No entanto, tendo em vista os elevados custos incorridos, muitas distribuidoras sofreram graves situações de liquidez e de pressão em seu caixa, o que levou o Governo Federal lançar mão desta medida.

Reajuste Tarifário Anual de 2013

O Reajuste Tarifário da Coelce de 2013, com vigência a partir do dia 22 de março de 2013, estabeleceu um incremento nas tarifas de 3,44%, sendo o efeito médio a ser percebido pelo mercado cativo da Companhia foi um incremento de 3,92%, tendo em vista a retirada da tarifa dos componentes financeiros oriundos do reajuste tarifário anual anterior.

Prêmios e Reconhecimentos

- **150 Melhores Empresas para se Trabalhar, pela Revista EXAME**

Em setembro de 2013, a Coelce foi classificada pela 8ª vez consecutiva entre as 150 Melhores Empresas para se Trabalhar no Brasil.

- **100 Melhores Empresas para se Trabalhar, pela Great Place to Work pelo 6º ano consecutivo**

Em agosto de 2013, pela 6ª vez a Coelce permaneceu no seleto grupo 100 empresas consideradas um excelente lugar para se trabalhar no Brasil, promovido pela revista Época em parceria com o Instituto Great Place to Work (GPTW).

- **15ª Edição do Prêmio ABRADDEE (2013)**

Em de julho de 2013, pelo 8º ano consecutivo, a Coelce foi eleita a melhor distribuidora da região Nordeste, pela 15ª edição (2013) 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 2º lugar nacional em Gestão Operacional, 3º lugar nacional em Gestão Econômico-Financeira e 1º lugar nacional (avaliação máxima) em Qualidade de Gestão. Estes resultados permitiram que a Coelce ficasse entre as 3 Melhores Distribuidoras do Brasil.

Comentário do Desempenho

ANEXO 1: DEMONSTRATIVO DE RESULTADOS (IFRS)

DEMONSTRATIVO DE RESULTADO (R\$ MIL)

	3T13	3T12	Var. %	2T13	Var. % (1)	9M13	9M12	Var. % (2)
Receita Operacional Bruta	921.639	986.376	-6,6%	904.353	1,9%	2.720.656	2.967.886	-8,3%
Fornecimento de Energia Elétrica	744.691	830.940	-10,4%	729.897	2,0%	2.223.938	2.497.849	-11,0%
Subvenção Baixa Renda	45.777	52.055	-12,1%	46.302	-1,1%	143.762	202.056	-28,9%
Subvenção CDE - Desconto Tarifário	35.036	-	-	35.036	-	88.236	-	-
Suprimento de Energia Elétrica	(2.881)	14.710	-119,6%	2.881	-200,0%	1.891	25.503	-92,6%
Receita pela Disponibilidade da Rede Elétrica	19.253	28.705	-32,9%	20.296	-5,1%	64.376	89.760	-28,3%
Receita Operacional IFRIC-12	69.143	39.699	74,2%	58.419	18,4%	165.298	108.635	52,2%
Outras Receitas	10.620	20.267	-47,6%	11.522	-7,8%	33.155	44.083	-24,8%
Deduções da Receita	(213.977)	(265.724)	-19,5%	(206.294)	3,7%	(655.029)	(840.656)	-22,1%
ICMS	(173.842)	(189.054)	-8,0%	(172.966)	0,5%	(532.467)	(577.228)	-7,8%
COFINS	(25.748)	(31.175)	-17,4%	(26.395)	-2,5%	(81.206)	(107.897)	-24,7%
PIS	(5.590)	(6.738)	-17,0%	(5.730)	-2,4%	(17.630)	(23.378)	-24,6%
Quota Reserva Global de Reversão - RGR	-	(10.527)	-100,0%	6.667	-100,0%	6.667	(32.558)	-120,5%
Conta de Consumo de Combust. Fósseis - CCC	-	(15.036)	-100,0%	-	-	(5.012)	(61.688)	-91,9%
Programa de Eficiência Energética e P&D	(7.037)	(5.920)	18,9%	(6.165)	14,1%	(19.413)	(16.063)	20,9%
Encargo de Capacidade/Aquisição Emergencial/Outros	(1.760)	(7.274)	-75,8%	(1.705)	3,2%	(5.968)	(21.844)	-72,7%
Receita Operacional Líquida	707.662	720.652	-1,8%	698.059	1,4%	2.065.627	2.127.230	-2,9%
Custo do Serviço / Despesa Operacional	(691.471)	(586.903)	17,8%	(597.328)	15,8%	(1.849.194)	(1.672.359)	10,6%
Custos e despesas não gerenciáveis	(418.629)	(413.823)	1,2%	(402.434)	4,0%	(1.205.701)	(1.157.671)	4,1%
Energia Elétrica Comprada para Revenda	(403.394)	(377.805)	6,8%	(406.586)	-0,8%	(1.181.407)	(1.050.097)	12,5%
Taxa de Fiscalização da ANEEL	(1.210)	(1.140)	6,1%	(1.210)	-	(3.560)	(3.421)	4,1%
Encargo do Uso da Rede Elétrica/Serviço do Sistema	(14.025)	(34.878)	-59,8%	5.362	-	(20.734)	(104.153)	-80,1%
Custos e despesas gerenciáveis	(272.842)	(173.080)	57,6%	(194.894)	40,0%	(643.493)	(514.688)	25,0%
Pessoal	(33.035)	(26.081)	26,7%	(35.336)	-6,5%	(101.040)	(94.513)	6,9%
Material e Serviços de Terceiros	(64.153)	(62.516)	2,6%	(58.959)	8,8%	(181.639)	(171.856)	5,7%
Depreciação e Amortização	(49.949)	(28.732)	73,8%	(28.668)	74,2%	(107.273)	(85.396)	25,6%
Custos de Desativação de Bens	(47.137)	(1.237)	-	(286)	-	(45.681)	(4.123)	-
Prov. para Créditos de Liquidação Duvidosa	(3.476)	(3.682)	-5,6%	(5.643)	-38,4%	(13.275)	(17.529)	-24,3%
Provisões para Contingências	521	(1.525)	-134,2%	467	11,6%	(4.015)	(7.895)	-49,1%
Despesa IFRIC-12 (Custo de Construção)	(69.143)	(39.699)	74,2%	(58.419)	18,4%	(165.298)	(108.635)	52,2%
Outras Despesas Operacionais	(6.470)	(9.608)	-32,7%	(8.050)	-19,6%	(25.272)	(24.741)	2,1%
EBITDA (2)	66.140	162.481	-59,3%	129.399	-48,9%	323.706	540.267	-40,1%
Margem EBITDA	9,35%	22,55%	-13,20 p.p	18,54%	-9,19 p.p	15,67%	25,40%	-9,73 p.p
Resultado do Serviço (EBIT)	16.191	133.749	-87,9%	100.731	-83,9%	216.433	454.871	-52,4%
Resultado Financeiro	(2.277)	(31.991)	-92,9%	(19.273)	-88,2%	(41.355)	(67.042)	-38,3%
Receita Financeira	28.687	23.293	23,2%	29.405	-2,4%	86.251	75.096	14,9%
Renda de Aplicações Financeiras	7.019	8.174	-14,1%	5.512	27,3%	16.282	28.196	-42,3%
Acréscimo Moratório sobre Conta de Energia	9.120	10.429	-12,6%	9.537	-4,4%	29.194	31.527	-7,4%
Receita ativo indenizável	8.256	2.132	287,2%	11.921	-30,7%	30.819	2.649	-
Outras	4.292	2.558	67,8%	2.435	76,3%	9.956	12.724	-21,8%
Despesas financeiras	(30.964)	(55.284)	-44,0%	(48.678)	-36,4%	(127.606)	(142.138)	-10,2%
Encargo de Dívidas	(17.802)	(18.490)	-3,7%	(17.316)	2,8%	(52.116)	(60.519)	-13,9%
Variações Monetárias	(2.423)	(6.191)	-60,9%	(6.833)	-64,5%	(19.834)	(18.630)	6,5%
IOF e IOC	(181)	(99)	82,8%	-	-	(471)	(282)	67,0%
Multas (ARCE, ANEEL e outras)	(1.833)	(19.743)	-90,7%	(15.451)	-88,1%	(25.914)	(30.810)	-15,9%
Outras	(8.725)	(10.761)	-18,9%	(9.078)	-3,9%	(29.271)	(31.897)	-8,2%
Lucro Antes dos Tributos e Participações	13.914	101.758	-86,3%	81.458	-82,9%	175.078	387.829	-54,9%
Tributos e Outros	(1.185)	(25.851)	-95,4%	(6.225)	-81,0%	(24.474)	(105.913)	-76,9%
IR e CSLL	(13.998)	(36.418)	-61,6%	(26.060)	-46,3%	(65.228)	(135.269)	-51,8%
Incentivo Fiscal SUDENE	15.216	13.192	15,3%	22.237	-31,6%	47.961	37.231	28,8%
Amortização do Ágio e Reversão da Provisão	(2.403)	(2.625)	-8,5%	(2.402)	0,0%	(7.207)	(7.875)	-8,5%
Lucro Líquido do Período	12.729	75.907	-83,2%	75.233	-83,1%	150.604	281.916	-46,6%
Margem Líquida	1,80%	10,53%	-8,73 p.p	10,78%	-8,98 p.p	7,29%	13,25%	-5,96 p.p
Lucro por Ação (R\$/ação)	0,1635	0,9750	-83,2%	0,9663	-83,1%	1,9344	3,6210	-46,6%

(1) Variação entre 3T13 e 2T13 e (2) Variação entre os 9M13 e 9M12

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

Companhia Energética do Ceará - COELCE

Notas explicativas às informações trimestrais

30 de setembro de 2013

(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 Investluz S.A. (ambas as empresas do Grupo Endesa), 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 01/1998, de 13 de maio de 1998, da ANEEL, com vencimento para maio de 2028.

A autorização para conclusão da preparação destas Informações Trimestrais ("ITR") ocorreu em reunião de diretoria realizada em 24 de outubro de 2013.

2. Apresentação das informações trimestrais

As informações trimestrais foram elaboradas com apoio em diversas bases de avaliação utilizadas nas estimativas contábeis. As estimativas contábeis envolvidas na preparação das informações trimestrais foram baseadas em fatores objetivos e subjetivos, com base no julgamento da Administração para determinação do valor adequado a ser registrado nas informações trimestrais. Itens significativos sujeitos a essas estimativas e premissas incluem a seleção de vidas úteis do ativo imobilizado e de sua recuperabilidade nas operações, avaliação dos ativos financeiros pelo valor justo e pelo método de ajuste a valor presente, análise do risco de crédito para determinação da provisão para devedores duvidosos, assim como da análise dos demais riscos para determinação de outras provisões, inclusive para contingências.

A liquidação das transações envolvendo essas estimativas poderá resultar em valores significativamente divergentes dos registrados nas informações trimestrais devido ao tratamento probabilístico inerente ao processo de estimativa. A Companhia revisa suas estimativas e premissas pelo menos anualmente.

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.

Notas Explicativas

Companhia Energética do Ceará - COELCE

Notas explicativas às informações trimestrais--Continuação
30 de setembro de 2013

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

2. Apresentação das informações trimestrais--Continuação

Na elaboração das informações trimestrais foram adotados princípios e práticas contábeis consistentes com os divulgados nas demonstrações financeiras de 31 de dezembro de 2012, publicadas na imprensa oficial em 25 de abril de 2013, bem como com os pronunciamentos, orientações e interpretações técnicas emitidas pelo CPC e regulamentados pela CVM.

As normas e pronunciamentos emitidos e revisados que entraram em vigor em 2013 também foram analisados e trouxeram impactos para estas informações trimestrais, conforme descrito na Nota 3. Outras normas e pronunciamentos emitidos e revisados, que têm aplicação obrigatória futura, serão analisados oportunamente.

3. Aplicação retrospectiva CPC 33 (R1) - Benefícios a empregados

Em 13 de dezembro de 2012, a CVM editou a Deliberação nº 695/2012, que aprovou o documento de revisão do CPC referente ao pronunciamento CPC 33 (R1) - Benefícios a Empregados ("CPC 33 (R1)").

Este pronunciamento técnico é aplicável a exercícios iniciados a partir de 1º de janeiro de 2013, com aplicação retrospectiva, de acordo com o pronunciamento CPC 23 - Políticas Contábeis, Mudança de Estimativa e Retificação de Erro.

Os principais impactos decorrentes da aplicação dessa norma são (i) a eliminação do critério do corredor (que não se aplica para a Companhia) e (ii) o cálculo da estimativa do retorno dos ativos utilizando a mesma taxa de desconto utilizada no cálculo do passivo atuarial (que não produziu impacto retrospectivo relevante).

De acordo com o parágrafo 22 do CPC 23 - Políticas Contábeis, Mudança de Estimativa e Retificação de Erro, quando uma mudança na política contábil é aplicada retrospectivamente, a Companhia deverá ajustar o saldo de abertura de cada componente do patrimônio líquido afetado para o período anterior mais antigo apresentado e os demais montantes comparativos divulgados para cada período anterior apresentado, como se a nova política contábil tivesse sempre sido aplicada.

Notas Explicativas

Companhia Energética do Ceará - COELCE

Notas explicativas às informações trimestrais--Continuação
30 de setembro de 2013

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

3. Aplicação retrospectiva CPC 33 (R1) - Benefícios a empregados-- Continuação

Em virtude da adoção do CPC 33 (R1) não ter produzido efeitos relevantes nas informações trimestrais relativas ao trimestre findo em 30 de setembro de 2013, a Companhia não está apresentando os respectivos efeitos retrospectivos.

4. Lei nº 12.783/13

Em 11 de janeiro de 2013, foi promulgada a Lei nº 12.783 ("Lei nº 12.783/13") que tornou definitiva a Medida Provisória nº 579 de 11 de setembro de 2012 ("MP nº 579/12"), que dispõe 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.

A partir da publicação da Lei nº 12.783/13, as concessões de distribuição de energia elétrica alcançadas pelo art. 22 da Lei nº 9.074 de 7 de julho de 1995 ("Lei nº 9.074/95"), poderão ser prorrogadas, a critério do poder concedente, uma única vez, pelo prazo de até 30 anos. Adicionalmente, a Lei nº 12.783/13 prevê que o Governo, na sua qualidade de concedente, use para a determinação da indenização do valor dos investimentos dos bens reversíveis ainda não amortizados ou não depreciados com base no Valor Novo de Reposição ("VNR"), adotando-se o banco de dados da Empresa de Pesquisa Energética (EPE) e o banco de preços homologados pela ANEEL.

Adicionalmente, a referida Lei extingue a arrecadação da Conta Consumo de Combustível - CCC e Reserva Global de Reversão - RGR, além de reduzir a arrecadação da Conta de Desenvolvimento Energético - CDE em 75%.

Algumas usinas não renovaram suas concessões nos moldes da Lei nº 12.783/13, o que gerou um efeito adverso para as distribuidoras de energia elétrica. O montante de contratos disponíveis das usinas renovadas foi distribuído em cotas para as distribuidoras, no entanto, como houve usinas que não renovaram suas concessões, estas não foram cotizadas, o que gerou falta de contratos no mercado.

Adicionalmente, houve a rescisão de contratos do 6º e 7º leilões de energia nova devido à revogação da autorização das usinas pela ANEEL. Desta forma, a insuficiência de contratos faz com que as distribuidoras tenham que comprar essa energia no mercado de curto prazo, gerando custos elevados na compra de energia, entretanto, como se tratam de custos não gerenciáveis, serão repassados às tarifas nos próximos reajustes tarifários.

Notas Explicativas

Companhia Energética do Ceará - COELCE

Notas explicativas às informações trimestrais--Continuação
30 de setembro de 2013

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

5. Decreto ANEEL nº 7.945/13

Em função das condições hidroenergéticas desfavoráveis no final de 2012 e início de 2013, entre eles os baixos níveis nos reservatórios das usinas hidrelétricas, que atingiram os menores patamares desde 2001, o despacho das usinas térmicas está direcionado para o patamar máximo. Diante do exposto e considerando a exposição das concessionárias no mercado de curto prazo, decorrente da alocação das cotas de garantia física de energia e de potência, aliada à rescisão de contratos do 6º e 7º leilões de energia nova devido à revogação da autorização das usinas pela ANEEL, o custo de energia das distribuidoras teve um aumento expressivo em 2012 e no início de 2013.

Devido a este cenário e considerando que as concessionárias de distribuição não tem gerência sobre esses custos, o governo brasileiro emitiu o Decreto nº 7.945/13, que determina o repasse de recursos da CDE - Conta de Desenvolvimento Energético com a intenção de neutralizar parte dos problemas de caixa e resultado enfrentado pelas distribuidoras nesse período.

Os recursos cobertos por esse repasse de CDE totalizaram R\$ 165.636 no período de nove meses findo em 30 de setembro de 2013, e estão relacionados (i) aos Encargos de Serviços do Sistema - ESS (despacho fora da ordem de mérito para segurança energética) no valor de R\$ 80.879; (ii) ao risco hidrológico (Mecanismo de Realocação de Energia - MRE das cotas) no valor de R\$ 11.850; (iii) exposição involuntária (Exposição ao Preço de Liquidação das Diferenças - PLD) limitada ao montante não atendido pela alocação de cotas, no valor de R\$ 41.117; e (vi) CVA ESS e Energia (valor integral ou parcial relativo ao encargo de serviço do sistema e à energia comprada para revenda), no valor de R\$ 31.790. Do total destes recursos foram recebidos R\$ 154.180 até 30 de setembro de 2013. Conforme CPC 07 - Subvenção e Assistência Governamentais ("CPC 07"), esse montante foi reconhecido como uma compensação de custos incorridos, e contabilizado na rubrica "Recursos CDE - Decreto nº 7.945/2013", no ativo circulante, em contrapartida à conta de resultado "Energia comprada para revenda".

Do montante total a receber de R\$ 11.456 em 30 de setembro de 2013, o valor de R\$ 48 corresponde às diferenças complementares relativas aos meses de abril a julho de 2013, R\$ 5.293 se referem aos saldos de competência de agosto de 2013 os quais foram informados na Nota Técnica nº 442, de 30 de setembro de 2013, e o valor de R\$ 6.115 se refere à provisão relativa ao mês de setembro que foi determinada pela Administração com base em sua melhor estimativa, informações e regras divulgadas para fins de cálculo dos recursos cobertos pelo repasse CDE, os quais ainda não foram homologados pela ANEEL.

Notas Explicativas

Companhia Energética do Ceará - COELCE

Notas explicativas às informações trimestrais--Continuação

30 de setembro de 2013

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

6. Caixa e equivalentes de caixa

	<u>30/09/2013</u>	<u>31/12/2012</u>
Caixa e contas correntes bancárias	4.689	47.405
Aplicações financeiras	<u>237.002</u>	105.310
Total de caixa e equivalentes de caixa	<u>241.691</u>	<u>152.715</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 CDBs (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. As aplicações financeiras da Companhia buscam rentabilidade compatível às variações do CDI.

Em 30 de setembro de 2013 e 31 de dezembro de 2012, as aplicações financeiras são compostas da seguinte forma:

	<u>30/09/2013</u>	<u>31/12/2012</u>
Aplicações diretas		
CDB - Certificado de Depósito Bancário	103.800	53.846
Operações compromissadas	<u>586</u>	572
Total de aplicações diretas	<u>104.386</u>	<u>54.418</u>
Fundos exclusivos		
CDB - Certificado de Depósito Bancário	68.889	36.957
Operações compromissadas	<u>63.727</u>	13.935
Total de fundos exclusivos	<u>132.616</u>	<u>50.892</u>
Total de aplicações financeiras	<u>237.002</u>	<u>105.310</u>

As aplicações financeiras podem ser resgatadas a qualquer tempo, com possibilidade de pronta conversão em um valor conhecido de caixa e com risco insignificante de seu valor. Dada a natureza e característica das aplicações financeiras, as mesmas já estão reconhecidas pelo seu valor justo, em contrapartida ao resultado.

Notas Explicativas

Companhia Energética do Ceará - COELCE

Notas explicativas às informações trimestrais--Continuação
30 de setembro de 2013
(Em milhares de reais, exceto quando especificado de outra forma)

7. Títulos e valores mobiliários

Em 30 de setembro de 2013 e 31 de dezembro de 2012, as aplicações financeiras classificadas como títulos e valores mobiliários são compostas da seguinte forma:

	<u>30/09/2013</u>	<u>31/12/2012</u>
Fundos de investimentos	338	332
Total de fundos de investimentos	338	332
Fundos de investimentos exclusivos		
Títulos públicos	44.003	35.335
Cotas de fundos	33.530	20.363
CDB - Certificado de depósito bancário	601	-
Outros	3.767	6.285
Total de fundos de investimentos exclusivos	81.901	61.983
Total de títulos e valores mobiliários	<u>82.239</u>	<u>62.315</u>

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.

Notas Explicativas

Companhia Energética do Ceará - COELCE

Notas explicativas às informações trimestrais--Continuação
30 de setembro de 2013

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

8. Consumidores, concessionários e permissionários

a) Análise das contas a receber e demonstrativo do saldo da provisão para créditos de liquidação duvidosa

Classe de consumidores	Saldos			Valor bruto	
	Vincendos	Vencidos até 90 dias	Vencidos há mais de 90 dias	30/09/2013	31/12/2012
Circulante					
Residencial	70.544	46.290	20.431	137.265	145.640
Industrial	9.789	2.963	7.832	20.584	23.922
Comercial	28.305	11.342	11.281	50.928	54.195
Rural	17.295	6.122	3.127	26.544	29.718
Poder público	17.034	6.728	660	24.422	24.278
Iluminação pública	3.051	984	180	4.215	3.658
Serviço público	6.216	475	66	6.757	8.360
Subtotal	152.234	74.904	43.577	270.715	289.771
Comercialização na CCEE (b)	-	-	-	-	31.715
Encargo emergencial (c)	-	-	2.488	2.488	2.473
Créditos junto a clientes com ações judiciais (d)	-	-	64.491	64.491	63.303
Consumidores livres	4.736	-	-	4.736	15.752
Parcelamento de débitos (e)	16.799	-	-	16.799	17.059
Fornecimento não faturado (f)	114.015	-	-	114.015	133.754
Outros créditos	2.143	212	-	2.355	2.830
Subtotal	289.927	75.116	110.556	475.599	556.657
Provisão para créditos de liquidação duvidosa (a)	-	-	-	(94.526)	(92.371)
Total circulante	289.927	75.116	110.556	381.073	464.286
Não circulante					
Comercialização na CCEE (b)	-	-	15.289	15.289	15.289
Parcelamento de débitos (e)	7.616	-	-	7.616	8.399
Provisão para créditos de liquidação duvidosa (a)	-	-	-	(1.384)	(1.343)
Total não circulante	7.616	-	15.289	21.521	22.345

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

Saldo em 31 de dezembro de 2011	(87.369)
(Adições) - Reversões	(21.717)
Baixas	15.372
Saldo em 31 de dezembro de 2012	(93.714)
(Adições) - Reversões	(13.275)
Baixas	11.079
Saldo em 30 de setembro de 2013	(95.910)

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.

Notas Explicativas

Companhia Energética do Ceará - COELCE

Notas explicativas às informações trimestrais--Continuação

30 de setembro de 2013

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

8. Consumidores, concessionários e permissionários--Continuação

b) Comercialização no âmbito da CCEE

<u>Câmara de Comercialização de Energia Elétrica</u>	<u>30/09/2013</u>	<u>31/12/2012</u>
Valores a receber por operações no Mercado Spot	-	31.715
Valor em litígio - Liminares ^(*)	12.917	12.917
Valores com a exigibilidade suspensa ^(**)	2.372	2.372
Total	15.289	47.004
Circulante	-	31.715
Não circulante	15.289	15.289

(*) O montante de R\$ 12.917, registrado no não circulante, permanece em aberto, decorrente das liminares para suspensão de pagamento nas datas previstas de liquidação financeira das transações no âmbito da CCEE.

(**) O montante de R\$ 2.372, registrado no não circulante, referente à venda de energia efetuadas na liquidação financeira especial AES SUL (R\$ 2.031) e DFESA (R\$ 341) no âmbito da CCEE ainda encontram-se pendente de recebimento.

A Administração da Companhia não constituiu provisão para créditos de liquidação duvidosa por entender que os valores serão integralmente recebidos, seja dos devedores que questionaram os créditos judicialmente ou de outras empresas que vierem a ser indicadas pela CCEE.

c) Encargo emergencial

O encargo de aquisição emergencial vigorou temporariamente durante os meses de janeiro e fevereiro de 2004 e o encargo de capacidade emergencial foi cobrado desde março de 2002 até 22 de dezembro de 2005. A partir de 23 de dezembro de 2005, o mesmo teve sua cobrança suspensa, conforme Resolução Normativa ANEEL nº 204, de 22 de dezembro de 2005.

A Companhia repassa mensalmente os valores arrecadados de inadimplência.

d) Créditos junto a clientes com ações judiciais

O montante de R\$ 64.491 em 30 de setembro de 2013 (R\$ 63.303 em 31 de dezembro de 2012) refere-se a créditos junto a clientes com ações judiciais. Este montante inclui R\$ 27.499 em 30 de setembro de 2013 (R\$ 26.774 em 31 de dezembro de 2012) relativos às 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.

Notas Explicativas

Companhia Energética do Ceará - COELCE

Notas explicativas às informações trimestrais--Continuação
30 de setembro de 2013

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

8. Consumidores, concessionários e permissionários--Continuação

d) Créditos junto a clientes com ações judiciais - -Continuação

Esses consumidores obtiveram, por meio de medidas judiciais, o direito de compensar os créditos pleiteados com as faturas de energia elétrica, sem, contudo, terem o mérito da questão transitado em julgado. A Companhia mantém provisão para créditos de liquidação duvidosa no montante de R\$ 53.644 em 30 de setembro de 2013 (R\$ 52.812 em 31 de dezembro de 2012), julgado suficiente para cobrir eventuais perdas em relação a essas ações.

e) Parcelamento de débitos

Os parcelamentos de débitos correspondem a contratos firmados entre a Companhia e seus clientes para a renegociação de contas de energia em atraso. Esses valores são cobrados nas contas de energia, com multa e juros de 1% a.m. calculados pro-rata e correção monetária com base na variação do IGPM. Após referida atualização montante a ser parcelado, retirando a parcela da entrada, se houver, é aplicado os juros do parcelamento acordado na negociação sendo esse no máximo de 1,8% a.m. O prazo médio de faturamento é de 43 dias.

f) Fornecimento não faturado

Corresponde à receita de fornecimento de energia elétrica, entregue e não faturada ao consumidor, calculada em base estimada, referente ao período após a medição mensal e até o último dia do mês. O saldo em 30 de setembro de 2013 é de R\$ 114.015 (R\$133.754 em 31 de dezembro de 2012).

Notas Explicativas

Companhia Energética do Ceará - COELCE

Notas explicativas às informações trimestrais--Continuação

30 de setembro de 2013

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

9. Consumidores baixa renda

A Lei nº 10.438, de 26 de abril de 2002, estabeleceu as diretrizes para enquadramento na subclasse residencial baixa renda, da unidade consumidora com consumo mensal inferior a 80kWh, tendo o Decreto nº 4.336, de 15 de agosto de 2002, ampliado a regulamentação de enquadramento, para unidades consumidoras com consumo mensal entre 80 e 220 kWh, também segundo diretrizes da própria Lei nº 10.438/02.

Com o advento da Lei nº 12.212, de 20 de janeiro de 2010, regulamentada pela Resolução Normativa ANEEL nº 407/2010, e posteriormente pela Resolução Normativa ANEEL nº 414/2010, foram estabelecidos os novos critérios para o recebimento da Tarifa Social de Energia Elétrica pelos consumidores de baixa renda. De acordo com a nova regulamentação, não há mais qualquer critério de enquadramento por consumo, podendo obter o subsídio de baixa renda apenas aqueles que estejam cadastrados nos Programas Sociais do Governo Federal (CadÚnico), ou consumidores que recebam o Benefício de Prestação Continuada - BPC.

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 recadastramento dos clientes que tem direito a receber o benefício, o saldo a receber em 30 de setembro de 2013 é R\$ 30.957 (R\$ 50.191 em 31 de dezembro de 2012) relativo às subvenções dos meses de agosto e setembro de 2013.

A referida subvenção é calculada mensalmente pela distribuidora e submetida à ANEEL para aprovação e homologação através de Despacho, após o qual ocorre o repasse.

Notas Explicativas

Companhia Energética do Ceará - COELCE

Notas explicativas às informações trimestrais--Continuação

30 de setembro de 2013

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

10. Tributos a compensar

	30/09/2013		31/12/2012	
	Circulante	Não circulante	Circulante	Não circulante
Imposto de renda e contribuição social	9.874	-	16.069	-
ICMS	30.806	23.878	26.868	23.877
ICMS parcelamento	11.056	-	10.485	571
PIS e COFINS	4.435	-	2.635	-
Outros tributos	684	-	690	-
Total de tributos a compensar	56.855	23.878	56.747	24.448

O montante de imposto de renda a compensar refere-se a retenções de IRRF sobre aplicações financeiras, a retenções de órgãos públicos (Lei nº 9.430/96) e o saldo do imposto de renda antecipado relativo aos anos calendários de 2006 a 2012.

O saldo de contribuição social a compensar refere-se ao valor do saldo da CSLL antecipado relativo aos anos calendários de 2009 a 2012, além de valores retidos por órgãos públicos, conforme Lei nº 9.430/96.

O saldo de ICMS refere-se basicamente aos créditos vinculados à aquisição de bens do ativo permanente (conforme conceito estabelecido na legislação fiscal), os quais estão sendo compensados mensalmente à razão de 1/48 avos.

O saldo de ICMS parcelamento ativo refere-se principalmente ao crédito de diferencial de alíquota do ativo imobilizado, objeto dos Autos de Infração nºs 2008.03699-4, 2007.01902-8 e 2006.25755-6 e da Confissão Espontânea de Débito conforme protocolo nº 096.40949-5, cujos montantes somam R\$ 11.056 e foram incluídos no parcelamento previsto no "REFIS do Ceará - 2009" através do Termo de Concessão nº 197588 e conforme Nota 19.

Notas Explicativas

Companhia Energética do Ceará - COELCE

Notas explicativas às informações trimestrais--Continuação
30 de setembro de 2013

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

11. Cauções e depósitos

Instituição	Tipo de aplicação	30/09/2013		31/12/2012	
		Circulante	Não Circulante	Circulante	Não Circulante
Itaú-Unibanco TOP DI	Fundo de Investimento	24.714	-	21.314	-
Bradesco	CDB	-	110	-	104
Itaú	CDB	-	602	-	575
Banco do Brasil	CDB	-	9.509	-	9.004
BNB	CDB	-	19.849	-	18.804
Banco do Brasil	Título do Tesouro EUA	-	4.489	-	4.442
Caixa	Caução	320	-	320	-
Outros		-	20	-	20
Total		25.034	34.579	21.634	32.949

As aplicações e depósitos em garantia em 30 de setembro de 2013, correspondem a aplicações e valores vinculados a contratos de aquisição de energia elétrica. O saldo aplicado no Itaú FI Unibanco TOP DI refere-se a recursos retidos de fornecedores, para constituição de garantias à Companhia, conforme cláusulas contratuais. Os valores em garantias são aplicados em fundos de investimento de renda fixa, CDBs e outros instrumentos financeiros de baixo risco.

12. 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, conforme demonstrado abaixo:

Ano	Fator de amortização	Ano	Fator de amortização	Ano	Fator de amortização
2013	0,03642	2020	0,01958	2027	0,1053
2014	0,03333	2021	0,01792	-	-
2015	0,03051	2022	0,01640	-	-
2016	0,02792	2023	0,01501	-	-
2017	0,02555	2024	0,01374	-	-
2018	0,02338	2025	0,01257	-	-

Notas Explicativas

Companhia Energética do Ceará - COELCE

Notas explicativas às informações trimestrais--Continuação

30 de setembro de 2013

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

12. Benefício fiscal - ágio incorporado--Continuação

Em 26 de abril de 2004, a Superintendência de Fiscalização Financeira da ANEEL emitiu Relatório de Acompanhamento de Fiscalização, alegando que a reserva de ágio formada na incorporação da sociedade Distriluz não teria por contrapartida ativos com substância econômica, e desta forma, seguindo a Instrução CVM nº 349/01, determinou que somente deveria ficar registrado em conta de patrimônio líquido da Companhia (reserva de ágio) a parcela correspondente ao benefício fiscal advindo da amortização do ágio, por entender que apenas esta parcela possui substância econômica.

Tendo em vista a conclusão dos entendimentos com Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL, a Companhia, para a substituição do mecanismo de Desdobramento e Resgate de Ações, após afastados os riscos de questionamentos fiscais, societários e de descumprimentos de *covenants* financeiros com instituições financeiras, e após ratificação dos devidos ajustes contábeis pela ANEEL, emitida através do Ofício nº 584/05, de 14 de abril de 2005, a Assembleia Geral Extraordinária, de 28 de abril de 2005, aprovou a proposta do Conselho de Administração da Companhia de cumprir as recomendações do Órgão Regulador.

Desta forma, as operações de desdobramentos e resgate de ações da Companhia para compensar aos acionistas pela redução do lucro decorrente da amortização do ágio, oriundo da incorporação da sociedade Distriluz, interrompidas em 2003, foram substituídas pelas disposições previstas na 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.

A Administração procedeu ao recálculo do ágio considerando o momento de aquisição da Companhia para recompor os efeitos da constituição da reserva do ágio.

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

Notas explicativas às informações trimestrais--Continuação
30 de setembro de 2013

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

12. Benefício fiscal - ágio incorporado--Continuação

Em abril de 2005, foi constituída 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, conforme determina a Instrução CVM nº 349/2001.

Benefício fiscal - ágio incorporado	30/09/2013	31/12/2012
Ágio da incorporação	775.960	775.960
Amortização acumulada	(552.133)	(530.938)
Provisão sobre o ágio	(429.365)	(429.365)
Reversão da provisão sobre o ágio	281.389	267.401
Saldo	75.851	83.058
Circulante	8.997	9.609
Não Circulante	66.854	73.449
Reserva de capital	30/09/2013	31/12/2012
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

Com a adoção do novo procedimento, em 30 de abril de 2005, a reserva de ágio registrada no patrimônio líquido da Companhia foi reduzida em R\$ 429.365, com efeito de R\$ 242.976 para a Companhia.

13. Outros créditos

	30/09/2013	31/12/2012
Alienação de bens e direitos	1.462	1.656
Convênios de arrecadação	6.407	8.175
Serviços a terceiros	6.323	5.220
Serviços em curso (a)	50.232	45.539
Cheques devolvidos	783	768
Créditos de fornecedores	5.844	6.039
Adiantamentos a empregados	4.836	2.761
Adiantamentos a fornecedores	1.004	610
Aluguel	1.823	1.834
Bônus residuo	1.179	1.047
Revenda de materiais	-	3.787
Outros	2.413	3.063
Total	82.306	80.499

(a) Serviços em curso: são registrados os custos (pessoal, material e serviços) com a realização de projetos de pesquisa e desenvolvimento e eficiência energética.

Notas Explicativas

Companhia Energética do Ceará - COELCE

Notas explicativas às informações trimestrais--Continuação
30 de setembro de 2013

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

14. Tributos diferidos

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

Ativo	Imposto de renda		Contribuição social		Total	
	30/09/2013	31/12/2012	30/09/2013	31/12/2012	30/09/2013	31/12/2012
Diferenças temporárias						
Provisão para riscos tributários, cíveis e trabalhistas	23.602	21.031	8.497	7.571	32.099	28.602
Provisão para créditos de liquidação duvidosa	23.977	23.428	8.632	8.434	32.609	31.862
Provisão para obsolescência de estoque	148	169	53	61	201	229
Provisão para perda por redução ao valor recuperável	2.730	-	983	-	3.713	-
Perda plano de pensão	28.079	28.079	10.109	10.109	38.188	38.188
Provisão instrumentos financeiros derivativos - Swap	522	159	188	57	710	216
Provisão multa ARCE	17.050	12.745	6.138	4.588	23.188	17.334
Outras provisões	159	66	57	24	216	90
Total	96.267	85.677	34.657	30.844	130.924	116.521

Passivo	Imposto de renda		Contribuição social		Total	
	30/09/2013	31/12/2012	30/09/2013	31/12/2012	30/09/2013	31/12/2012
Diferenças temporárias						
Correção monetária especial (CME) e complementar (CMC)	851	911	1.558	1.687	2.409	2.598
Desreconhecimento de passivo regulatório	57.970	88.549	18.534	29.543	76.504	118.092
Ativo indenizável (concessão)	54.634	46.928	20.007	17.232	74.641	64.160
Provisão instrumentos financeiros derivativos - Swap	1.944	-	700	-	2.644	-
Total	115.399	136.388	40.799	48.462	156.198	184.850

Ativos (passivos) diferidos	Imposto de renda		Contribuição social		Total	
	30/09/2013	31/12/2012	30/09/2013	31/12/2012	30/09/2013	31/12/2012
	(19.132)	(50.711)	(6.142)	(17.618)	(25.274)	(68.329)

A movimentação dos saldos referentes aos tributos diferidos está assim apresentada:

	Ativo	Passivo
Saldo em 31 de dezembro de 2011	74.800	53.863
Adições do resultado do exercício	15.964	142.758
Reduções do resultado do exercício	(254)	(11.771)
Outros resultados abrangentes	26.011	-
Saldo em 31 de dezembro de 2012	116.521	184.850
Adições do resultado do exercício	13.909	10.479
Reduções do resultado do exercício	-	(41.775)
Outros resultados abrangentes	494	2.644
Saldo em 30 de setembro de 2013	130.924	156.198

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 ("CPC 32"), os quais correspondem às melhores estimativas da Administração, cuja expectativa de realização de créditos fiscais está apresentada a seguir:

14. Tributos diferidos--Continuação

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

Notas explicativas às informações trimestrais--Continuação
30 de setembro de 2013

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

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

<u>Ano de realização</u>	<u>30/09/2013</u>	<u>31/12/2012</u>
2013	10.659	14.212
2014	8.310	8.310
2015	4.242	4.242
2016	5.504	5.504
2017 a 2019	19.309	19.309
2020 a 2022	82.900	64.944
Total	130.924	116.521

15. Depósitos vinculados a litígios

	<u>30/09/2013</u>	<u>31/12/2012</u>
Trabalhistas	15.753	14.192
Cíveis	23.387	21.210
Fiscais	6.370	9.621
Total	45.510	45.023

Notas Explicativas

Companhia Energética do Ceará - COELCE

Notas explicativas às informações trimestrais--Continuação

30 de setembro de 2013

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

16. Ativo indenizável (concessão)

O Contrato de Concessão de Distribuição nº 01/98 - ANEEL, de 13 de maio de 1998 e aditivos posteriores, celebrados entre a União (Poder Concedente - Outorgante) e a COELCE (Concessionária - Operador), respectivamente, regulamentam a exploração dos serviços públicos de distribuição de energia elétrica pela Companhia, onde:

- ▶ O contrato estabelece quais os serviços que o operador deve prestar e para quem (classe de consumidores) os serviços devem ser prestados;
- ▶ O contrato estabelece padrões de desempenho para prestação de serviço público, com relação à manutenção e à melhoria da qualidade no atendimento aos consumidores, e o operador tem como obrigação, na entrega da concessão, devolver a infraestrutura nas mesmas condições em que a recebeu na assinatura desses contratos. Para cumprir com essas obrigações, são realizados investimentos constantes durante todo o prazo da concessão. Portanto, os bens vinculados à concessão podem ser repostos, algumas vezes, até o final da concessão;
- ▶ Ao final da concessão os ativos vinculados à infraestrutura devem ser revertidos ao poder concedente mediante pagamento de uma indenização; e
- ▶ O preço é regulado através de mecanismo de tarifa estabelecido nos contratos de concessão com base em fórmula paramétrica (Parcelas A e B), bem como são definidas as modalidades de revisão tarifária, que deve ser suficiente para cobrir os custos, a amortização dos investimentos e a remuneração pelo capital investido.

Com base nas características estabelecidas no contrato de concessão de distribuição de energia elétrica da Companhia, a Administração entende que estão atendidas as condições para a aplicação da ICPC 01 (R1) e do OCPC 05, os quais fornecem orientações sobre a contabilização de concessões de serviços públicos a operadores privados, de forma a refletir o negócio de distribuição elétrica, abrangendo:

- a) Parcela estimada dos investimentos realizados e não amortizados ou depreciados 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; e

Notas Explicativas

Companhia Energética do Ceará - COELCE

Notas explicativas às informações trimestrais--Continuação
30 de setembro de 2013

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

16. Ativo indenizável (concessão)--Continuação

- b) Parcela remanescente à determinação do ativo financeiro (valor residual) classificada como um ativo intangível em virtude de a sua recuperação estar condicionada à utilização do serviço público, neste caso, do consumo de energia pelos consumidores.

A infraestrutura recebida ou construída da atividade de distribuição, que estava originalmente representada pelo ativo imobilizado e intangível da Companhia é recuperada através de dois fluxos de caixa, a saber: (a) parte através do consumo de energia efetuado pelos consumidores (emissão do faturamento mensal da medição de energia consumida/vendida) durante o prazo da concessão; e (b) parte como indenização dos bens reversíveis no final do prazo da concessão, esta a ser recebida diretamente do Poder Concedente ou para quem ele delegar essa tarefa.

A Lei nº12.783/13, dentre outras deliberações, determinou que a indenização a ser paga pelo poder concedente pela reversão dos bens atrelados ao serviço público de distribuição de energia será baseada no VNR não amortizado até o término da concessão.

Considerando a natureza prospectiva do referido assunto, decorrente de novo posicionamento por parte do órgão regulador imposto pela Lei nº12.783/13, a Administração da Companhia procedeu ao recálculo do ativo indenizável levando em consideração o VNR dos bens ao final da concessão. O efeito da atualização do cálculo em 30 de setembro de 2013 foi reconhecido em contrapartida ao resultado do período na rubrica de receita financeira no montante de R\$30.820.

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

Saldo em 31 de dezembro de 2011	203.980
Transferências do ativo intangível	222.469
Receitas financeiras - ativo indenizável	180.107
Saldo em 31 de dezembro de 2012	606.556
Transferências do ativo intangível	(37.550)
Receita financeira - ativo indenizável	30.819
Saldo em 30 de setembro de 2013	599.825

Notas Explicativas

Companhia Energética do Ceará - COELCE

Notas explicativas às informações trimestrais--Continuação
30 de setembro de 2013

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

16. Ativo indenizável (concessão)--Continuação

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

17. Intangível

O intangível, por natureza, está constituído da seguinte forma:

	30/09/2013			31/12/2012	
	Custo	Amortização acumulada	Obrigações especiais	Valor líquido	Valor líquido
Em Serviço					
Direito de uso da concessão	3.606.491	(1.660.283)	(598.052)	1.348.156	1.455.173
Software	81.080	(69.669)	-	11.411	6.587
(-) Perda por redução ao valor recuperável	(21.930)	11.011	-	(10.919)	-
Em Curso					
Direito de uso da concessão	590.200	-	(220.996)	369.204	210.124
Software	26.984	-	-	26.984	23.244
Total	4.282.825	(1.718.941)	(819.048)	1.744.836	1.695.128

O ativo intangível em curso refere-se, substancialmente, a obras de expansão do sistema de distribuição de energia elétrica.

A movimentação dos saldos do intangível está demonstrada a seguir:

	Em serviço				Em curso			Total
	Custo	Amortização acumulada	Obrigações especiais	Valor líquido	Custo	Obrigações especiais	Valor líquido	
Saldo em 31 de dezembro de 2011	3.783.281	(1.479.009)	(633.158)	1.671.114	338.067	(146.827)	191.240	1.862.354
Adições	-	-	-	-	233.436	(64.347)	169.089	169.089
Baixas	(14.529)	10.566	-	(3.963)	-	-	-	(3.963)
Amortização	-	(139.947)	30.064	(109.883)	-	-	-	(109.883)
Transferências	141.419	-	(14.459)	126.960	(141.419)	14.459	(126.960)	-
Transferências para o ativo indenizável	(222.469)	-	-	(222.469)	-	-	-	(222.469)
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	-	-	-	-	190.647	(25.349)	165.298	165.298
Baixas	(41.228)	3.034	-	(38.194)	-	-	-	(38.194)
(-) Perda por redução ao valor recuperável	(21.930)	11.011	-	(10.919)	-	-	-	(10.919)
Amortização	-	(124.596)	20.569	(104.027)	-	-	-	(104.027)
Transferências	3.547	-	(1.068)	2.479	(3.547)	1.068	(2.479)	-
Transferências do ativo indenizável	37.550	-	-	37.550	-	-	-	37.550
Saldo em 30 de setembro de 2013	3.665.641	(1.718.941)	(598.052)	1.348.648	617.184	(220.996)	396.188	1.744.836

Notas Explicativas

Companhia Energética do Ceará - COELCE

Notas explicativas às informações trimestrais--Continuação

30 de setembro de 2013

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

17. Intangível--Continuação

A agência reguladora ANEEL é responsável por estabelecer a vida útil-econômica estimada de cada bem integrante da infraestrutura de distribuição, para efeitos de determinação da tarifa, bem como para apuração do valor da indenização dos bens reversíveis no vencimento do prazo da concessão. Essa estimativa é revisada periodicamente e aceita pelo mercado como uma estimativa razoável/adequada para efeitos contábeis e regulatórios e que representa a melhor estimativa de vida útil dos bens do setor elétrico.

A Administração da Companhia entende que a amortização do ativo intangível deve respeitar a vida útil estimada de cada bem integrante do conjunto de bens tangíveis contidos na infraestrutura de distribuição. Assim sendo, esses bens devem ser amortizados individualmente, respeitando a vida útil de cada um deles, limitada ao prazo de vencimento da concessão. Como resultado da utilização desse critério de amortização, o total do ativo intangível será sempre amortizado de forma não linear.

Obrigações especiais vinculadas à concessão do serviço público de energia elétrica

As 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 a favor do doador e as subvenções destinadas a investimentos na atividade de distribuição. Em conformidade com o ofício nº 1.314/2007-SFF/ANEEL, de 27 de junho de 2007, que determina que tal registro seja iniciado somente a partir da segunda revisão tarifária da Companhia, a amortização começou a ser registrada em abril de 2009, haja vista que a referida revisão foi realizada em março de 2009.

As obrigações vinculadas à concessão estão sendo amortizadas, desde o 2º ciclo, às mesmas taxas de amortização dos bens que compõem a infraestrutura, com base em uma taxa média de 3,98%.

Ao final da concessão, o valor residual das obrigações vinculadas à concessão do serviço público de energia elétrica será deduzido do ativo financeiro de indenização e retirado do seu ativo, de forma que fique evidente a contabilização dos ativos pertencentes à União, que ficaram, durante o contrato de concessão, sob a administração da concessionária.

Notas Explicativas

Companhia Energética do Ceará - COELCE

Notas explicativas às informações trimestrais--Continuação
30 de setembro de 2013
(Em milhares de reais, exceto quando especificado de outra forma)

17. Intangível--Continuação

Programa de universalização

Em 26 de abril de 2002, foi sancionada a Lei Federal nº 10.438 que dispõe acerca de diversos temas importantes para o setor de energia elétrica, tais como a criação do PROINFA, a CDE (Conta de Desenvolvimento Energético) e discorre, ainda, sobre a universalização do serviço público de distribuição de energia elétrica e estabelece que seu atendimento seja regulamentado por Resoluções editadas pela ANEEL.

Em 29 de abril de 2003, foi editada a Resolução ANEEL nº 223, que estabelece as condições gerais para elaboração do plano de universalização de energia elétrica e que foi alterada pela Resolução normativa 368/2009, acrescentando o Art. 18-B que trata das condições de antecipação de obras com recursos aportados pelo consumidor, visando ao atendimento de novas unidades consumidoras ou aumento de carga, sem ônus para os interessados. Pela Resolução, a Companhia tinha o ano de 2013, como limite para que atendesse todas as solicitações de pedidos de ligação com extensão de rede, sendo elaborado um cronograma anual por município. Com a criação do Programa Luz Para Todos, a Companhia optou por antecipar as metas de universalização.

A Companhia avaliou a recuperação do valor contábil dos ativos intangíveis utilizando o conceito do Pronunciamento Técnico CPC 01 (R1) - Redução ao valor recuperável de ativos ("CPC 01").

Resolução ANEEL 367

Em agosto de 2013, a Companhia implementou a Resolução ANEEL nº 367, de 2 de junho de 2009, que teve como principal objetivo detalhar a classificação e características de determinados itens do ativo fixo de modo a refletir as especificações requeridas pela ANEEL.

Como consequência da referida implementação, a Companhia registrou no trimestre findo em 30 de setembro de 2013 o montante de R\$ 33.918 referente à perdas relativas à desativação de bens decorrentes de inventário físico realizado no contexto da adoção da Resolução 367, tendo sido ainda constituída provisão para perda por redução ao valor recuperável no montante de R\$ 10.919 correspondente à determinados itens do ativo fixo para os quais não foi alocado valor novo de reposição, resultando na falta de expectativa de considera-los no cálculo da Base de Remuneração.

Notas Explicativas

Companhia Energética do Ceará - COELCE

Notas explicativas às informações trimestrais--Continuação
30 de setembro de 2013
(Em milhares de reais, exceto quando especificado de outra forma)

18. Fornecedores

	<u>30/09/2013</u>	<u>31/12/2012</u>
Suprimento e transporte de energia		
Geradoras - Energia Livre	5.474	5.177
Cia Hidroelétrica do São Francisco - Chesf	-	11.573
Furnas Centrais Elétricas S/A	9.163	18.061
Companhia Energética de São Paulo- CESP	6.993	7.989
Centrais Elétricas do Norte do Brasil S.A- ELETRONORTE	4.414	5.222
Copel Geração S.A- COPEL	3.656	4.800
CEMIG - Geração e Transmissão S.A	6.069	4.947
Duke Energy Inter. Ger. Paranapanema	1.269	1.627
CEEE - Companhia Estadual de Energia Elétrica	634	1.146
Tractebel Energia S. A.	2.766	3.033
Encargo de Uso da Rede	5.944	14.759
Camara de Comercialização de Energia Elétrica - SPOT	14.081	-
Decreto nº 7.945/13 - Recursos CDE (a)	16.447	-
Eletronuclear Termonuclear S/A - Eletronuclear	9.036	-
Cota de garantia física	7.147	-
Contratos por Disponibilidade/Quantidade	42.582	64.433
Outros fornecedores	22.364	18.224
Materiais e serviços	29.382	55.505
Total	<u>187.421</u>	<u>216.496</u>
Circulante	181.947	211.319
Não circulante	5.474	5.177

- (a) O valor de R\$ 16.447 corresponde aos custos recuperáveis através dos recursos da CDE, relacionados (i) aos Encargos de Serviços do Sistema - ESS; (ii) ao risco hidrológico; e (iii) à exposição involuntária limitada ao montante não atendido pela alocação de cotas, e se referem as competências de abril a setembro de 2013. A recuperação desses valores está previsto no Decreto 7.945/13 conforme comentado na Nota 5.

19. Obrigações fiscais

	<u>30/09/2013</u>			<u>31/12/2012</u>		
	Circulante	Não circulante	Total	Circulante	Não circulante	Total
Imposto de renda - IRPJ e contribuição social - CSLL	5.884	-	5.884	6.472	-	6.472
Imposto sobre circulação de mercadorias e serviços - ICMS	52.093	-	52.093	61.829	-	61.829
REFIS - Parcelamento ICMS	121	-	121	2.594	-	2.594
REFIS IV - Federal (Previdenciário)	1.626	16.393	18.019	1.588	17.208	18.796
Contribuição para financiamento da seguridade social - COFINS	7.632	-	7.632	12.107	-	12.107
Programa de integração social - PIS	1.657	-	1.657	2.629	-	2.629
Imposto sobre serviços - ISS	1.707	-	1.707	2.284	-	2.284
PIS/COFINS/IRRF/CSRF (Retidos na fonte)	1.221	-	1.221	1.260	-	1.260
Outros tributos e contribuições	3.559	-	3.559	4.371	-	4.371
Total	<u>75.500</u>	<u>16.393</u>	<u>91.893</u>	<u>95.134</u>	<u>17.208</u>	<u>112.342</u>

Notas Explicativas

Companhia Energética do Ceará - COELCE

Notas explicativas às informações trimestrais--Continuação

30 de setembro de 2013

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

19. Obrigações fiscais--Continuação

A movimentação dos saldos de parcelamento especial está demonstrada a seguir:

	30/09/2013			31/12/2012		
	REFIS IV FEDERAL	REFIS ICMS	Total	REFIS IV FEDERAL	REFIS ICMS	Total
Saldo inicial	18.796	2.594	21.390	21.180	6.304	27.484
(-) Pagamentos	(2.124)	(3.014)	(5.138)	(3.649)	(4.712)	(8.361)
(+) Atualização	1.347	541	1.888	1.265	1.002	2.267
Saldo final	18.019	121	18.140	18.796	2.594	21.390
Circulante	1.626	121	1.747	1.588	2.594	4.182
Não circulante	16.393	-	16.393	17.208	-	17.208
Total do passivo	18.019	121	18.140	18.796	2.594	21.390

Em 30 de novembro de 2009, a Companhia optou pelo parcelamento de débitos instituído pela Lei nº 11.941/2009 (“REFIS IV”), na modalidade “Débitos Administrados pela RFB - Parcelamento de Dívidas Não Parceladas Anteriormente - Previdenciários”, sendo providenciado o pagamento da 1ª parcela na mesma data.

Foram somente débitos previdenciários, tanto os controlados nos Autos de Infração nºs 35.863.572-1, 35.863.573-0 e nas NFLDs nºs 35.784.931-0, 35.784.934-5, 35.784.936-1, 35.784.937-0, 35.784.939-6, 35.784.940-0, 35.784.943-4, 35.784.944-2, 35.784.947-7, 35.784.949-3, 35.784.950-7, 35.784.933-7, 35.784.935-3, 35.784.938-8, 35.784.941-8, 35.784.942-6, 35.784.945-0 e 35.784.948-5, bem como valores espontaneamente confessados a título de “Contribuição ao INCRA” de fevereiro de 2005 a outubro de 2008. O montante total da dívida desses processos administrativos e débito espontaneamente confessado, incluídos no “REFIS IV”, perfaziam originalmente o valor de R\$ 33.129. Tal valor foi alterado pelos seguintes motivos:

- ao se aplicar o prazo decadencial do lançamento de contribuições previdenciárias (Súmula Vinculante do STF nº 08 c/c art. 103-A da Constituição Federal de 1988, arts. 100, I e 150, §4º do CTN e Parecer Normativo PGFN/CAT nº 1.617/2008), o montante foi reduzido para R\$ 24.237 (principal de R\$ 10.727, multas de R\$ 2.633 e juros de R\$ 10.877);
- Em sequência, ao se aplicar os benefícios do “REFIS IV” para a modalidade de “pagamento em 30 (trinta) parcelas”, o montante foi reduzido para R\$ 17.566, sendo de principal R\$ 10.727, multas de R\$ 313 e juros de R\$ 6.526;
- Decisões exaradas na via administrativa, de modo que o montante foi reduzido para R\$ 17.436, sendo de principal R\$ 10.702, multas de R\$ 312 e juros de R\$ 6.421.

Notas Explicativas

Companhia Energética do Ceará - COELCE

Notas explicativas às informações trimestrais--Continuação

30 de setembro de 2013

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

19. Obrigações fiscais--Continuação

As parcelas mensais do parcelamento são contadas desde 30 de novembro de 2009, vencendo a cada último dia útil do mês-calendário e sofrem correção pela taxa SELIC acumulada desde novembro de 2009.

Nesses termos, conforme previsão legal, em 30 de junho de 2011, consolidou-se o "REFIS IV" e optou-se pela modalidade de pagamento do débito em 180 meses. Em decorrência dessa opção, o valor consolidado total passou de R\$ 17.436 para R\$ 19.817. O saldo do parcelamento em 30 de setembro de 2013 era de R\$ 18.019, sendo R\$ 1.626 registrados no passivo circulante e R\$ 16.393 no passivo não circulante.

Ressalve-se que conforme a Lei nº 11.941/2009 e Portaria Conjunta PGFN/RFB nº 02/2011, é possível a antecipação total do saldo do valor parcelado, aplicando-lhe os benefícios adicionais da modalidade de pagamento "à vista", o que implicaria em adicional redução do montante total da dívida.

Por fim, a Lei nº 11.941/2009 impõe como condição essencial para a manutenção da opção pelo "REFIS IV" somente o pagamento regular das parcelas do próprio parcelamento (máximo atraso de duas parcelas vencidas no seu curso ou de uma parcela vencida quando pagas todas as demais), não havendo conhecimento de qualquer risco iminente de perda desse regime especial de pagamento.

Em 31 de dezembro de 2009 a concessionária protocolou junto à Secretaria da Fazenda Estadual o seu "pedido de opção" pelo "REFIS do Ceará - 2009" de acordo com a Lei nº 14.505 de 18 de Novembro de 2009, conforme protocolo nº 096.40951-7 e Termo de Concessão nº 197588.

O montante da dívida incluída no REFIS-CE foi de R\$ 57.121, sendo de principal R\$ 13.933, multa de R\$ 12.807 e juros de R\$ 30.381, proveniente de débitos fiscais junto a Secretaria da Fazenda do Estado do Ceará - SEFAZ. Com a anistia, o montante total da dívida passou a ser de R\$ 14.048, sendo de principal R\$ 13.933, multa de R\$ 48 e juros de R\$ 67. Foi realizado o pagamento à vista no valor de R\$ 138, referente ao pedido de pagamento parcial dos Autos de Infração nºs 2006.25711-6 e 2005.21894-3 conforme protocolo nº 096.40951-7. Para os demais valores foi concedido o parcelamento através do Termo de Concessão nº 197588 a ser amortizado em 45 parcelas mensais e sucessivas com os devidos acréscimos previstos na referida lei e com vencimento da primeira parcela em 30 de dezembro de 2009 e as demais a cada 30 dias devidamente corrigidas pelo IPCA - Índice de Preço ao Consumidor. Desses R\$ 14.048, R\$ 11.056 é matéria de crédito conforme Nota 10.

Notas Explicativas

Companhia Energética do Ceará - COELCE

Notas explicativas às informações trimestrais--Continuação
30 de setembro de 2013

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

20. Empréstimos e financiamentos

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

Moeda estrangeira:	30/09/2013			31/12/2012		
	Encargos	Principal		Encargos	Principal	
		Circulante	Não circulante		Circulante	Não circulante
União Federal – Bônus de capitalização (i)	12	310	-	7	284	142
União Federal – Bônus de desconto (i)	17	-	2.545	8	-	2.332
União Federal – Bônus ao par (i)	104	-	3.647	44	-	3.342
Total moeda estrangeira	133	310	6.192	59	284	5.816
Moeda nacional:						
Eletrobras (ii)	-	10.942	68.903	15	13.338	74.858
União Federal – Lei 8.727 (Caixa Econômica Federal) (iii)	1	151	-	3	287	76
União Federal – Lei 8.727 (Eletrobras) (iii)	49	5.950	-	114	11.008	2.931
Banco do Brasil (BB Fat Fomentar)	4	2.310	-	10	5.343	891
Banco do Nordeste – FNE (iv)	396	71.134	95.569	455	33.667	151.574
BNDES Finem 2007 (Sindicalizado) (v)	200	49.106	12.276	337	49.106	49.106
BNDES FINAME 2012-2013 (vi)	31	743	25.991	-	-	-
BNDES FINEM 2012-2013 A (vi)	180	2.568	59.065	-	-	-
BNDES FINEM 2012-2013 B (vi)	202	2.568	59.065	-	-	-
BNDES PEC (vii)	-	-	-	9	2.328	-
WORKING CAPITAL SANTANDER (viii)	-	767	-	-	-	-
Total moeda nacional	1.063	146.239	320.869	943	115.077	279.436
Custos de transação	-	(257)	-	-	(285)	(193)
Total moeda nacional líquido dos custos de transação	1.063	145.982	320.869	943	114.792	279.243
Total de empréstimos e financiamentos	1.196	146.292	327.061	1.002	115.076	285.059

	Início	Vencimento	Tipo de amortização	Garantias	Encargos financeiros
Moeda estrangeira:					
União Federal – Bônus de capitalização (i)	15/08/1997	10/04/2014	Semestral	Receíveis e conta reserva	USD + 8,2% a.a.
União Federal – Bônus de desconto (i)	15/08/1997	11/04/2024	Ao final	Receíveis e conta reserva	USD + Libor + 1,0125% a.a.
União Federal – Bônus ao par (i)	15/08/1997	11/04/2024	Ao final	Receíveis e conta reserva	USD + 6,2% a.a.
Moeda nacional:					
Eletrobras (ii)	03/03/2000	30/09/2023	Mensal	Receíveis e nota promissória	6,95% a.a.
União Federal – Lei 8.727 (Caixa Econômica Federal) (iii)	30/06/1994	01/03/2014	Mensal	Receíveis	TR + 10,028% a.a.
União Federal – Lei 8.727 (Eletrobras) (iii)	30/06/1994	01/03/2014	Mensal	Receíveis	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	Receíveis e conta reserva	TJLP + 3,7% a.a.
BNDES Finame 2012-2013 (vi)	28/08/2013	15/06/2023	Mensal	Receíveis e conta reserva	3,00% a.a.
BNDES Finem 2012-2013 A (vi)	28/08/2013	15/06/2020	Mensal	Receíveis e conta reserva	TJLP + 2,8% a.a.
BNDES Finem 2012-2013 B (vi)	28/08/2013	15/06/2020	Mensal	Receíveis e conta reserva	TJLP + 3,8% a.a.
Working Capital Santander (vii)	30/09/2013	27/06/2014	Mensal	Receíveis	CDI + 1,8% a.a.

(i) União Federal (Agente financeiro: Banco do Brasil) – 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.

Notas Explicativas

Companhia Energética do Ceará - COELCE

Notas explicativas às informações trimestrais--Continuação

30 de setembro de 2013

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

20. Empréstimos e financiamentos--Continuação

(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 - 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 mil, junto ao sindicato liderado pelo Unibanco, com repasse de recursos do BNDES. A Companhia captou 74% do total do contrato.

(vi) BNDES FINEM: Financiamento para o plano de investimento 2012/2013 da Companhia contratado em 28 de junho de 2013, no montante total de R\$ 274.185 mil, através de sindicato liderado pelo Itaú, com repasse de recursos do BNDES. Até 30/09/13 havia sido liberado pelo BNDES 45% do total, ou seja, o valor de R\$ 123.266 mil.

(vii) BNDES PEC: Empréstimo captado devido à necessidade de capital de giro da Companhia. Esse contrato foi liquidado em janeiro de 2013.

(viii) Working Capital Santander: Conta Garantida utilizada pela empresa no transcorrer de suas operações.

Na operação de empréstimo junto ao Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social – BNDES, contratado em 2008, a Companhia comprometeu-se a cumprir as seguintes obrigações, durante a vigência do contrato, as quais foram adequadamente atendidas em 30 de setembro de 2013:

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:

	30/09/2013	31/12/2012
2014	26.200	125.205
2015	55.694	31.992
2016	55.422	31.719
2017	54.604	30.901
2018	54.011	30.309
Após 2018	81.130	35.126
	<u>327.061</u>	<u>285.252</u>

Notas Explicativas

Companhia Energética do Ceará - COELCE

Notas explicativas às informações trimestrais--Continuação

30 de setembro de 2013

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

20. Empréstimos e financiamentos--Continuação

Composição dos empréstimos e financiamentos por tipo de moeda e indexador (sem os efeitos de custos de transação):

<u>Moeda (equivalente em R\$) / Indexador</u>	<u>30/09/2013</u>	<u>%</u>	<u>31/12/2012</u>	<u>%</u>
Moeda estrangeira				
Dólares norte-americano	6.635	100,00	6.159	100,00
Moeda nacional				
IGP-M	5.999	1,28	14.053	3,55
TJLP	187.544	40,06	107.130	27,09
	767	0,17		
TR	152	0,03	366	0,09
R\$ Fixo	273.709	58,46	273.907	69,27
	<u>468.171</u>	<u>100,00</u>	<u>395.456</u>	<u>100,00</u>
Total	<u>474.806</u>		<u>401.615</u>	

Os contratos de DMLP – dívida de médio e longo prazo, com variação em moeda estrangeira contratado 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 1,40% da dívida total, na posição de 30 de setembro de 2013.

Variação das moedas/indexadores da dívida acumulados no ano até a posição de 30 de setembro de 2013 e 31 de dezembro de 2012, respectivamente:

<u>Moeda / Indexador</u>	<u>30/09/2013</u>	<u>31/12/2012</u>
Dólar norte-americano	9,13%	8,94%
INPC	3,61%	6,20%
IPCA	3,79%	5,84%
IGP-M	3,69%	7,82%
TJLP	3,73%	5,75%
CDI	5,62%	8,40%
TR	0,03%	0,29%
Libor	0,43%	0,69%

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

Notas explicativas às informações trimestrais--Continuação

30 de setembro de 2013

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

20. Empréstimos e financiamentos--Continuação

Mutações de empréstimos e financiamentos sem os efeitos dos custos de captação:

	Moeda nacional		Moeda estrangeira	
	Circulante	Não circulante	Circulante	Não circulante
Saldo em 31 de dezembro de 2011	138.946	335.486	27.578	5.600
Captações	-	57.594	-	-
Encargos provisionados	33.607	-	468	-
Encargos pagos	(33.941)	-	(9.897)	-
Variação monetária e cambial	-	1.714	-	2.190
Transferências	115.358	(115.358)	1.974	(1.974)
Resultado Swap	-	-	(731)	-
Amortizações	(137.950)	-	(19.049)	-
Saldo em 31 de dezembro de 2012	116.020	279.436	343	5.816
Captações	-	153.076	-	-
Encargos provisionados	20.954	-	210	-
Encargos pagos	(20.834)	-	(136)	-
Variação monetária e cambial	-	470	-	540
Transferências	112.113	(112.113)	164	(164)
Resultado Swap	-	-	-	-
Amortizações	(80.951)	-	(138)	-
Saldo em 30 de setembro de 2013	147.302	320.869	443	6.192

21. Debêntures

	30/09/2013			31/12/2012		
	Encargos	Principal		Encargos	Principal	
		Circulante	Não circulante		Circulante	Não circulante
2ª Série 2ª Emissão	-	-	-	4.175	62.214	62.214
1ª Série 3ª Emissão	4.265	-	104.000	1.679	-	104.000
2ª Série 3ª Emissão	21.546	-	329.383	4.353	-	316.280
(-) Custo de transação	-	-	(1.668)	-	(1.069)	(1.849)
Total sem efeito de swap	25.811	-	431.715	10.207	61.145	480.645
Resultado das operações de swap	-	218	(5.905)	-	187	450
Total de debêntures	25.811	218	425.810	10.207	61.332	481.095

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

Notas explicativas às informações trimestrais--Continuação
30 de setembro de 2013
(Em milhares de reais, exceto quando especificado de outra forma)

21. Debêntures--Continuação

Mutação de debêntures:

	<u>Circulante</u>	<u>Não circulante</u>
Saldo em 31 de dezembro de 2012	71.539	481.095
Captação	-	-
Correção monetária	-	17.896
Amortizações	(129.220)	-
Transferências	67.007	(67.007)
Encargos provisionados	30.391	-
Encargos pagos	(14.788)	-
Transferência custo de transação	(181)	181
Apropriação custo de transação	1.250	-
Resultado das operações de swap	31	(6.355)
Saldo em 30 de setembro de 2013	<u>26.029</u>	<u>425.810</u>

Características das emissões:

<u>Características</u>	<u>3ª Emissão 1ª Série</u>	<u>3ª Emissão 2ª Série</u>
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

Notas Explicativas

Companhia Energética do Ceará - COELCE

Notas explicativas às informações trimestrais--Continuação
30 de setembro de 2013
(Em milhares de reais, exceto quando especificado de outra forma)

21. Debêntures--Continuação

2ª Emissão

A 2ª emissão de debêntures foi realizada em 15 de julho de 2009, com 24.500 (vinte e quatro mil e quinhentas) debêntures simples, não conversíveis em ações, nominativas e escriturais, da espécie quirografária, em duas séries, com valor nominal unitário de R\$ 10 (dez mil reais) na data de emissão, no montante total de R\$ 245.000 (duzentos e quarenta e cinco milhões de reais), colocadas através de oferta pública de distribuição. A primeira série foi emitida com 9.050 (nove mil e cinquenta) debêntures, sem correção monetária, com remuneração em CDI mais 0,95% a.a., exigíveis semestralmente e amortização única ao final do segundo ano, realizada em 15 de julho de 2011. A segunda série foi emitida com 15.450 (quinze mil quatrocentos e cinquenta) debêntures, com correção monetária pela variação do IPCA, com remuneração de 7,5% a.a. Em 25 de setembro de 2013, foi resgatado antecipadamente o valor total da segunda série, tendo a comunicação do resgate sido publicada em 10 de setembro de 2013 no Diário Oficial do Estado do Ceará.

De acordo com a escritura de emissão das debêntures, a Companhia está sujeita à manutenção de determinados índices financeiros, calculados trimestralmente, com base em suas informações trimestrais. Até 30 de setembro de 2013, a Companhia vem cumprindo com a manutenção dos referidos índices.

3ª Emissão

A 3ª emissão de debêntures foi realizada em 15 de outubro de 2011, com 40.000 (quarenta mil) debêntures simples, não conversíveis em ações, nominativas e escriturais, da espécie quirografária, em duas séries, com valor nominal unitário de R\$ 10 (dez mil reais) na data de emissão, no montante total de R\$ 400.000 (quatrocentos milhões de reais), colocadas através de oferta pública de distribuição. A primeira série foi emitida com 10.400 (dez mil e quatrocentos) debêntures, sem correção monetária, com remuneração em CDI mais 0,97% a.a., exigíveis semestralmente e amortizadas em 02 (duas) parcelas anuais em 15 de outubro de 2015 e 2016. A segunda série foi emitida com 29.600 (vinte e nove mil e seiscentos) debêntures, com correção monetária pela variação do IPCA, com remuneração de 6,85% a.a., exigíveis anualmente e amortizadas em 03 (três) parcelas anuais em 15 de outubro de 2016, 2017 e 2018.

Notas Explicativas

Companhia Energética do Ceará - COELCE

Notas explicativas às informações trimestrais--Continuação

30 de setembro de 2013

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

21. Debêntures--Continuação

3ª Emissão--Continuação

De acordo com a escritura de emissão das debêntures, a Companhia está sujeita à manutenção de determinados índices financeiros, calculados trimestralmente, com base em suas demonstrações financeiras. Até 30 de setembro de 2013, a Companhia vem cumprindo com a manutenção dos referidos índices.

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

Curva de amortização do longo prazo das debêntures:

	2014	2015	2016	2017	Após 2017	Total
2ª série - 2ª emissão	-	-	-	-	-	-
1ª série - 3ª emissão	-	52.000	52.000	-	-	104.000
2ª série - 3ª emissão	-	-	109.785	109.785	109.813	329.383
(-) Custo de transação	(94)	(377)	(357)	(253)	(587)	(1.668)
Total a amortizar	<u>(94)</u>	<u>51.623</u>	<u>161.428</u>	<u>109.532</u>	<u>109.226</u>	<u>431.715</u>

Notas Explicativas

Companhia Energética do Ceará - COELCE

Notas explicativas às informações trimestrais--Continuação
30 de setembro de 2013

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

22. 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 em 30 de setembro de 2013 estão demonstrados a seguir:

Empresas	Ref	Natureza da operação	30/09/2013			31/12/2012		30/09/2012			
			Ativo circulante	Passivo circulante	Passivo não circulante	Receita/Despesa	Intangível	Passivo circulante	Passivo não circulante	Despesa	Intangível
Endesa Fortaleza - CGTF	(a.1)	Compra de energia	-	80.650	-	382.536	-	73.704	-	346.554	-
Endesa Cachoeira - CDSA	(a.2)	Compra de energia	-	447	-	3.913	-	468	-	2.777	-
Companhia de Interconexão Energética - CIEN		Encargo de uso	-	160	-	1.012	-	297	-	1.923	-
Fundação Coelce de Seguridade Social-FAELCE	(b.1)	Confissão de dívida	-	12.597	-	-	-	12.098	6.049	-	-
Fundação Coelce de Seguridade Social-FAELCE	(b.2)	Plano de pensão	-	(24)	55.525	5.123	453	-	64.849	4.544	534
EN-Comercio e Serviço SA (PRATIL)	(c)	Arrecadação	36	-	-	(533)	-	-	-	-	-
			<u>36</u>	<u>93.830</u>	<u>55.525</u>	<u>392.051</u>	<u>453</u>	<u>86.567</u>	<u>70.898</u>	<u>355.798</u>	<u>534</u>
(-) Plano de pensão Parte relacionadas			<u>36</u>	<u>81.233</u>	<u>-</u>	<u>392.051</u>	<u>453</u>	<u>74.469</u>	<u>-</u>	<u>355.798</u>	<u>534</u>

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

a) Compra de energia

a.1) Central Geradora Termelétrica S.A. - CGTF

Em 31 de agosto de 2001, a Companhia e a Central Geradora Termelétrica Fortaleza S.A. - CGTF ("CGTF") celebraram contrato de compra e venda de energia elétrica de quantidade anual de energia equivalente a 2.690 GWh por período de 20 anos, iniciado a partir de 27 de dezembro de 2003.

Atualmente as garantias deste contrato são:

- ▶ Instrumento de Remuneração Contratual por Prestação de Serviços de Depositário Qualificado e Outras Avenças - firmado com o Banco Bradesco S.A., relativo à gestão de garantias por meio de vinculação de recebíveis tarifários (50% da garantia exigida) Contrato Bilateral assinado entre a Companhia e CGTF; e
- ▶ Contrato de Prestação de Garantia Fidejussória - firmado com União de Bancos Brasileiros S.A., relativo à fiança para complementação de garantia (50%) contratada em favor da CGTF.

Notas Explicativas

Companhia Energética do Ceará - COELCE

Notas explicativas às informações trimestrais--Continuação
30 de setembro de 2013
(Em milhares de reais, exceto quando especificado de outra forma)

22. Partes relacionadas--Continuação

a) Compra de energia--Continuação

a.1) Central Geradora Termelétrica S.A. - CGTF--Continuação

O contrato com a CGTF foi firmado conforme condições regulamentares e devidamente homologado pela ANEEL.

Os gastos no período com este contrato totalizaram até 30 de setembro de 2013 o valor de R\$ 382.536 (R\$ 346.554 em 30 de setembro 2012).

a.2) Centrais Elétricas Cachoeira Dourada S.A. - CDSA

A Companhia participou do 2º Leilão para Compra de Energia Elétrica Proveniente de Empreendimentos de Geração Existentes ("2º LEILÃO"), no dia 2 de abril de 2005, promovido pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE, conforme o edital de Leilão nº 001/2005, realizado nos termos da Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004, do Decreto nº 5.163, de 30 de julho de 2004, da Portaria MME nº 231, de 30 de setembro de 2004, da Resolução Normativa ANEEL nº 147, de 23 de fevereiro de 2005.

O Leilão, citado acima, resultou em contrato de compra e venda de energia elétrica, entre as partes, com potência associada, tendo início o suprimento em 1 de janeiro de 2008 e término no dia 31 de dezembro de 2015, com energia assegurada de 4,039 MW médios.

Até 30 de setembro de 2013 esse contrato totalizou um montante de R\$ 3.913 (R\$ 2.777 em 30 de setembro de 2012) em gastos com energia elétrica.

b) Obrigações com plano de pensão

b.1) Contrato de dívida - FAELCE

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.

Notas Explicativas

Companhia Energética do Ceará - COELCE

Notas explicativas às informações trimestrais--Continuação
30 de setembro de 2013
(Em milhares de reais, exceto quando especificado de outra forma)

22. Partes relacionadas--Continuação

b) Obrigações com plano de pensão--Continuação

b.1) Contrato de dívida - FAELCE--Continuação

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. Até 30 de setembro de 2013 a Companhia amortizou 12 parcelas, permanecendo um saldo devedor de R\$ 12.597 (R\$ 18.147 em dezembro de 2012).

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.

b.2) Plano de pensão - FAELCE

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".

O total de gastos em 30 de setembro de 2013 foi R\$ 5.576 (R\$ 5.078 em 30 de setembro de 2012) sendo R\$ 5.123 (R\$ 4.544 em 30 de setembro de 2012) como despesa operacional do resultado da Companhia e R\$ 453 (R\$ 534 em 30 de setembro de 2012) capitalizados ao ativo intangível.

O saldo de R\$ 55.525 em 30 de setembro de 2013 (R\$ 64.849 em 31 de dezembro de 2012) corresponde ao valor da contribuição da Companhia (patrocinadora) aos planos de pensão.

Notas Explicativas

Companhia Energética do Ceará - COELCE

Notas explicativas às informações trimestrais--Continuação
30 de setembro de 2013

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

22. Partes relacionadas--Continuação

c) EN - Comércio e Serviço S.A (PRÁTIL)

A Companhia mantém contratos de arrecadação com a empresa relacionada EN-Comércio e Serviço SA (PRÁTIL), ao qual presta serviço de arrecadação em suas contas de energia. A “comissão” cobrada pela companhia está estipulado no contrato de serviço de arrecadação.

Remuneração da administração

A remuneração total do conselho de administração e dos administradores da Companhia para o exercício findo em 30 de setembro de 2013 foi de R\$ 8.408 (R\$ 6.257 até 30 de setembro 2012). A Companhia mantém ainda benefícios usuais de mercado para rescisões de contratos de trabalho.

23. Taxas regulamentares

	30/09/2013		31/12/2012	
	Circulante	Não circulante	Circulante	Não circulante
Reserva global de reversão – RGR	-	-	10.480	-
Conta consumo de combustível – CCC	-	-	5.012	-
Conta de desenvolvimento energético – CDE	560	-	5.477	-
Encargo de Energia de Reserva – EER	-	-	1.133	-
Encargos ex-isolados RN 410	64	-	1.360	-
Encargos emergenciais	2.467	-	2.466	-
Taxa de fiscalização	403	-	376	-
Programa de Eficiência Energética	7.726	24.689	14.339	15.262
Programa de Pesquisa e Desenvolvimento	10.765	17.011	11.019	12.649
Fundo Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico - FNDCT	389	-	387	-
Ministério de Minas e Energia- MME	(179)	-	(181)	-
Total	22.195	41.700	51.868	27.911

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 (definida nos termos da ANEEL) para os Programas de Pesquisa e Desenvolvimento Tecnológico e de Eficiência Energética, distribuído de acordo com os percentuais determinados pela ANEEL.

As resoluções ANEEL nº 504, de 14 de agosto de 2012, e nº 300, de 12 de fevereiro de 2008, aprovaram os Manuais do Programa de Pesquisa e Desenvolvimento e de Eficiência Energética, que estabelecem as diretrizes e orientações na elaboração dos projetos de P&D e EE. As principais mudanças provenientes dos novos manuais são: a possibilidade de submissão de projetos a qualquer época do ano, tornando o processo contínuo; a ênfase na avaliação final dos projetos, aumentando assim a responsabilidade da concessionária na aplicação do investimento; a adoção de um plano de investimento e um plano de gestão dos programas, tendo recursos destinados para tal; além da abertura do programa de P&D para as demais etapas do ciclo de inovação (cabeça de série, lote pioneiro e inserção no mercado).

Notas Explicativas

Companhia Energética do Ceará - COELCE

Notas explicativas às informações trimestrais--Continuação
30 de setembro de 2013

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

23. Taxas regulamentares--Continuação

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.

24. Subvenção CDE - Desconto tarifário

Em 3 de junho de 2013, a Companhia recebeu da Eletrobras a título de antecipação de repasses CDE o montante de R\$ 81.750 relativos aos repasses das competências dos meses de maio a novembro de 2013, conforme informado no Despacho nº 1.711, de 29 de maio de 2013. As parcelas relativas aos meses de maio a setembro de 2013 foram reconhecidas no resultado do período, ficando em aberto em 30 de setembro de 2013, o saldo remanescente de R\$ 23.357 relativo às parcelas de outubro e novembro de 2013. Os repasses referem-se ao ressarcimento aos descontos incidentes sobre as tarifas aplicáveis aos usuários do serviço público de distribuição de energia elétrica, 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.

25. Outras obrigações

	<u>30/09/2013</u>	<u>31/12/2012</u>
Arrecadação de terceiros	936	558
Adiantamento de clientes	4.150	3.837
Empréstimos compulsórios	392	392
Devolução prefeituras	2.608	2.817
Uso mútuo de postes	2.785	-
Multas parceladas	70.546	53.425
Outros	612	1.055
Total	<u>82.029</u>	<u>62.084</u>
Circulante	13.972	11.257
Não circulante	68.057	50.827

Notas Explicativas

Companhia Energética do Ceará - COELCE

Notas explicativas às informações trimestrais--Continuação

30 de setembro de 2013

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

26. 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.

Notas Explicativas

Companhia Energética do Ceará - COELCE

Notas explicativas às informações trimestrais--Continuação
30 de setembro de 2013
(Em milhares de reais, exceto quando especificado de outra forma)

26. Obrigações com benefícios pós-emprego--Continuação

b) Plano de Benefício Definido (BD)--Continuação

Os benefícios do plano compreendem:

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

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

Em 30 de junho de 1999, foi firmado contrato de dívida consolidando todos os débitos provenientes de retenções e atrasos nos repasses de obrigações e encargos financeiros pela Companhia. Em 30 de 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:

- ▶ Prazo para pagamento total: 14 parcelas semestrais e sucessivas, iniciando em 31 de dezembro de 2007 e terminando em 30 de junho de 2014. Até 30 de setembro de 2013 a Companhia amortizou 12 parcelas, permanecendo um saldo devedor de R\$ 12.597 (R\$ 18.147 em dezembro de 2012).
- ▶ 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.

Notas Explicativas

Companhia Energética do Ceará - COELCE

Notas explicativas às informações trimestrais--Continuação

30 de setembro de 2013

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

26. Obrigações com benefícios pós-emprego--Continuação

c) Plano de assistência médica--Continuação

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.

Despesa reconhecida nas demonstrações do resultado

	<u>30/09/2013</u>	<u>30/09/2012</u>
Custo do serviço corrente	2.169	896
Custo dos juros	68.587	54.473
Retorno esperado dos ativos do plano	(74.081)	(60.321)
Despesa reconhecida no resultado	<u>(3.325)</u>	<u>(4.952)</u>

Notas Explicativas

Companhia Energética do Ceará - COELCE

Notas explicativas às informações trimestrais--Continuação

30 de setembro de 2013

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

26. Obrigações com benefícios pós-emprego--Continuação

Análise da obrigação atuarial

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

Especificação	Planos BD	Plano CD	Plano médico	Plano FGTS
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 de 3,00% a.a. Foi adotada premissa de crescimento real das contribuições ao plano de saúde em 1,50% a.a em 2012 (zero em 2011). Todos os participantes farão opção por permanecer no plano de saúde na aposentadoria.

Para os saldos acumulados no FGTS foi adotada a premissa de rentabilidade real nula.

Os ganhos e perdas atuariais são reconhecidos pela Companhia patrocinadora nos limites permitidos pelo CPC 33 (R1). Todos os ganhos ou perdas são reconhecidos em conta específica do patrimônio líquido. Tais ganhos ou perdas compõem a movimentação dos saldos de passivos decorrentes das obrigações com benefícios pós-emprego. Ativos somente são reconhecidos quando sua realização em favor da Companhia é provável e quando for possível que a Companhia estime de forma razoável o provável valor de realização destes ativos.

A Administração da Companhia estima, com base em laudos elaborados por atuário contratado, que os compromissos totais de contribuição da patrocinadora para os planos vigentes, durante o período de seis meses findo em setembro de 2013, sejam de R\$ 22.435.

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

Notas explicativas às informações trimestrais--Continuação

30 de setembro de 2013

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

27. 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.

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

	31/12/2011		31/12/2012		
	Saldo acumulado	Adições/reversões	Atualização monetária	Pagamentos	Saldo acumulado
Trabalhistas	14.317	3.778	2.834	(1.043)	19.886
Cíveis	51.668	6.837	11.403	(10.275)	59.633
Fiscais	4.319	(5)	313	(24)	4.603
Total	70.304	10.610	14.550	(11.342)	84.122

	31/12/2012		30/09/2013		
	Saldo acumulado	Adições / reversões	Atualização monetária	Pagamentos	Saldo acumulado
Trabalhistas(a)	19.886	1.200	3.131	(273)	23.945
Cíveis (b)	59.633	2.815	13.209	(9.729)	65.927
Fiscais (c)	4.603	-	196	(262)	4.537
Total	84.122	4.015	16.536	(10.264)	94.409

Notas Explicativas

Companhia Energética do Ceará - COELCE

Notas explicativas às informações trimestrais--Continuação
30 de setembro de 2013

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

27. Provisão para riscos tributários, cíveis e trabalhistas--Continuação

a) Riscos trabalhistas

As principais causas trabalhistas são relacionadas à indenização por acidentes (R\$ 5.549), responsabilidade solidária (R\$ 4.179), adicional de periculosidade (R\$ 2.774), verbas rescisórias (R\$ 2.864), reintegração (R\$ 2.547), abono salarial (R\$ 908), diferenças salariais (R\$ 748), horas extras (R\$ 621), dano moral e material (R\$ 202), e outros processos trabalhistas (R\$ 3.553).

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 indenização por acidentes com energia elétrica (R\$ 21.686), ressarcimento por reajuste tarifário supostamente ilegal concedido através das Portarias do DNAEE nº 38 e 45, de 27 de janeiro e 4 de março de 1986 (R\$ 7.210), multas regulatórias (R\$ 6.847), ações de menor complexidade com trâmite nos juizados especiais (R\$ 3.454).

O restante do valor constante na provisão (R\$ 26.730) subdivide-se em ações judiciais envolvendo pedido de indenização por danos causados em razão de oscilação na tensão do fornecimento de energia elétrica, suspensão do fornecimento, cobrança indevida de valores e outros de natureza consumeirista.

c) Riscos fiscais

A Companhia concluiu o pagamento de um parcelamento de COFINS junto à SRF em 2000, sendo que o parcelamento era em 80 parcelas e foi efetuado o pagamento de 6 parcelas a mais. Considerando o pagamento a maior, a Companhia efetuou a compensação desse suposto crédito com débitos de COFINS. Na análise do processo, ficou demonstrado que houve uma retificação do valor inicialmente declarado no pedido de compensação e que assim o valor total pago pela Companhia (nas 86 parcelas) correspondia à dívida retificada. Dessa forma, a SRF entendeu que a compensação efetuada não procedia. O processo administrativo ainda está em curso, no qual a Companhia está alegando basicamente o desconhecimento da retificação do valor declarado 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 sua provisão, sendo o saldo atualizado em 30 de setembro de 2013 no montante de R\$ 2.527 (R\$ 2.441 em 31 de dezembro de 2012).

Notas Explicativas

Companhia Energética do Ceará - COELCE

Notas explicativas às informações trimestrais--Continuação

30 de setembro de 2013

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

27. Provisão para riscos tributários, cíveis e trabalhistas--Continuação

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>30/09/2013</u>	<u>31/12/2012</u>
Trabalhistas (a)	35.769	25.292
Cíveis (b)	373.389	399.070
Fiscais (c)	272.893	249.302
Juizados especiais	10.075	16.712
	<u>692.126</u>	<u>690.376</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

A situação jurídica da Companhia engloba processos de natureza cível, nos quais a Companhia é ré, sendo grande parte associada a pleitos de danos morais e materiais.

(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) ICMS - Termo de acordo 035/91

A Companhia celebrou Termo de Acordo nº 035/91 com a Secretaria de Fazenda do Estado do Ceará, onde formalizou a existência de regime especial de recolhimento de ICMS, o qual seria efetuado pelo valor arrecadado (receitas recebidas), em periodicidade decencial.

Notas Explicativas

Companhia Energética do Ceará - COELCE

Notas explicativas às informações trimestrais--Continuação

30 de setembro de 2013

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

27. Provisão para riscos tributários, cíveis e trabalhistas--Continuação

Contingências passivas com risco possível--Continuação

(c) Riscos fiscais--Continuação

c.1) ICMS - Termo de acordo 035/91--Continuação

Referido acordo vigorou até 31 de março de 1998, sendo revogado pelo Ato Declaratório nº 02/98.

Não obstante, a Secretaria de Fazenda do Estado do Ceará lavrou quatro autos de infração relativos aos exercícios de 1995, 1996, 1997 e 1998 (período em que o mencionado termo de acordo era vigente) para cobrar débitos de ICMS não recolhidos, no valor atualizado de R\$ 18.013. A Companhia apresentou recurso (embargos de declaração) ao Conselho de Recursos Tributários, contra decisão que julgou os autos de infração parcialmente procedentes, determinando o recolhimento do ICMS devido pelos valores nominais, excluídos a penalidade e os juros de mora. Em 9 de julho de 2012 o recurso foi julgado improcedente, mas foi determinado que os processos fossem baixados em diligência para que fosse realizada a imputação dos pagamentos realizados até o presente momento e para que a COELCE seja intimada para pagar o valor residual se existir.

c.2) ICMS - Base cadastral de consumidores isentos e imunes e não tributáveis

A Secretaria de Fazenda do Estado do Ceará lavrou um auto de infração em 29 de dezembro de 2004, no valor atualizado de R\$ 12.569, no intuito de exigir créditos de ICMS oriundos de erro na base cadastral de consumidores isentos e imunes (classes comercial, industrial, iluminação pública e serviços públicos) referentes ao período de abril a agosto de 1999. A Companhia impugnou o auto e aguarda decisão de primeira instância administrativa.

Em 16 de fevereiro de 2007, foi lavrado auto de infração com o mesmo objeto do auto acima, no valor atualizado de R\$ 4.337, referente ao ano de 2002, no qual se aguarda decisão de 1ª instância administrativa.

Notas Explicativas

Companhia Energética do Ceará - COELCE

Notas explicativas às informações trimestrais--Continuação

30 de setembro de 2013

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

27. Provisão para riscos tributários, cíveis e trabalhistas--Continuação

Contingências passivas com risco possível--Continuação

(c) Riscos fiscais--Continuação

- c.3) ICMS - Crédito oriundo da aquisição de bens destinados ao ativo imobilizado

A Secretaria de Fazenda do Estado do Ceará lavrou um auto de infração para cobrar débitos de ICMS relativos aos anos de 2003 e 2004, no valor atualizado de R\$ 4.157, por apropriação a maior de créditos de ICMS oriundos da aquisição de bens destinados ao ativo imobilizado. A Companhia impugnou o auto, mas foi proferida decisão de primeira instância julgando o auto procedente em 5 de novembro de 2008. A Companhia recorreu e aguarda decisão de segunda instância administrativa.

Adicionalmente, a Companhia recebeu em 2011 e em 2012 autos de infração relativos aos exercícios de 2006 e 2007, respectivamente, no valor atualizado de R\$ 20.817. Em 19 de julho de 2011 a Companhia apresentou sua defesa referente ao exercício de 2006 e aguarda decisão de 1ª instância administrativa. A Companhia apresentou defesa em relação ao exercício de 2007 em 24 de janeiro de 2013 e aguarda julgamento.

- c.4) ICMS - Transferência de créditos

Em 1 de agosto de 2005, a Fazenda Estadual ajuizou execução fiscal para cobrar débitos de ICMS relativos às operações de transferência de créditos ocorridas durante o exercício de 1999 e 2000, no montante atualizado de R\$ 1.706. Em 9 de março de 2007 foi proferida sentença favorável à Companhia. A Fazenda Estadual apresentou recurso (apelação), que está pendente de julgamento.

Em 6 de maio de 2005, a Companhia ajuizou ação anulatória de débitos de ICMS relativos à operação de transferência de créditos ocorrida durante o exercício de 2001, que perfazem o montante atualizado de R\$ 1.996. A Companhia aguarda decisão de primeira instância judicial.

Notas Explicativas

Companhia Energética do Ceará - COELCE

Notas explicativas às informações trimestrais--Continuação

30 de setembro de 2013

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

27. Provisão para riscos tributários, cíveis e trabalhistas--Continuação

Contingências passivas com risco possível--Continuação

(c) Riscos fiscais--Continuação

c.5) ICMS - Cancelamento de faturas

Em novembro de 2006, a Companhia recebeu dois autos de infração no valor atualizado de R\$ 24.656, pelo cancelamento de faturas emitidas anteriormente com erros sem a comprovação que as operações anteriormente foram tributadas. Os autos foram julgados procedente em 1ª instância administrativa. A Companhia apresentou recurso e aguarda julgamento.

Em 16 de fevereiro de 2007, a Companhia recebeu auto de infração no valor atualizado de R\$ 29.422, sobre o mesmo tema, relativo ao exercício de 2002. O auto de infração foi julgado procedente em 1ª instância administrativa e a Companhia apresentou recurso e aguarda julgamento.

c.6) ISS - Município de Fortaleza

A Companhia ajuizou em 8 de agosto de 2007, ação anulatória de débitos de ISS incidentes sobre: (i) prestação de serviços acessórios indispensáveis ao fornecimento de energia; (ii) serviço de locação de bens móveis e (iii) ausência de retenção do ISS na fonte, relativas ao período de julho de 1998 a janeiro de 2000, que totalizam o valor de R\$ 5.003. A Companhia aguarda decisão de primeira instância judicial.

Não obstante, a Companhia tenha ajuizado ação anulatória, em 10 de outubro de 2007 o Município de Fortaleza ajuizou duas execuções fiscais para a cobrança dos mencionados débitos, para as quais a Companhia apresentou defesa (exceção de pré-executividade) e aguarda decisão de primeira instância judicial.

Em 19 de julho de 2007, a Companhia recebeu auto de infração no valor atualizado de R\$ 1.433, sobre o mesmo tema. A Companhia apresentou impugnação e, após a decisão desfavorável, recurso voluntário. Aguarda-se decisão de segunda instância.

Notas Explicativas

Companhia Energética do Ceará - COELCE

Notas explicativas às informações trimestrais--Continuação

30 de setembro de 2013

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

27. Provisão para riscos tributários, cíveis e trabalhistas--Continuação

Contingências passivas com risco possível--Continuação

(c) Riscos fiscais--Continuação

c.6) ISS - Município de Fortaleza--Continuação

O Município de Fortaleza ajuizou três execuções fiscais, que perfazem o montante de R\$ 25.961 para cobrar débitos de ISS cobrados pela prestação de serviços acessórios indispensáveis ao fornecimento de energia. A Companhia aguarda decisão de segunda instância judicial em dois processos. Em 2012 foi proferida decisão em uma das execuções fiscais, julgando improcedente o recurso apresentado pela Fazenda e em razão disto a Fazenda apresentou Recurso Especial, que não foi aceito. Diante disto, a Fazenda apresentou agravo ao STJ e aguarda-se julgamento.

Em 19 de julho de 2007, a Companhia recebeu auto de infração no valor atualizado de R\$ 3.075, referente a serviços prestados em outros Municípios cujo imposto foi recolhido no respectivo local da prestação. A Companhia apresentou impugnação e, após a decisão desfavorável, recurso voluntário. Foi realizada perícia e aguarda-se decisão de segunda instância administrativa

Em 7 de maio de 2010, a Companhia recebeu auto de infração no valor atualizado de R\$ 1.115, relativo ao exercício de 2007. A Companhia apresentou defesa administrativa e aguarda decisão de 1ª instância.

A Companhia recebeu 4 autos de infração em 26 de setembro 2012 no valor atualizado de R\$ 7.465, relativo ao exercício de 2008. A Companhia apresentou defesa administrativa e aguarda decisão de 1ª instância.

c.7) ISS - Município de Iguatu

O município de Iguatu ajuizou execução fiscal, no valor atualizado de R\$ 2.830, por débitos de ISS relativos ao período de 2004 a 2008, cobrados face à existência de diferenças entre as declarações apresentadas pela Companhia. A Companhia apresentou embargos à execução que aguarda julgamento.

Notas Explicativas

Companhia Energética do Ceará - COELCE

Notas explicativas às informações trimestrais--Continuação

30 de setembro de 2013

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

27. Provisão para riscos tributários, cíveis e trabalhistas--Continuação

Contingências passivas com risco possível--Continuação

(c) Riscos fiscais--Continuação

c.8) ICMS - Estorno de crédito - consumidor baixa renda

O Estado do Ceará lavrou um auto de infração em 2 de outubro de 2009, no valor atualizado de R\$ 24.049, para a cobrança de ICMS no exercício de 2005 em virtude do estorno insuficiente de créditos de ICMS por vendas não tributáveis a consumidores classificados como "baixa renda". A Companhia apresentou defesa. Foi proferida decisão administrativa desfavorável e em 7 de outubro de 2010 a Companhia apresentou recurso. Em 27 de junho de 2011 foi proferida decisão de segunda instância administrativa que confirmou a decisão de primeira instância, que declarou procedente o auto de infração. A Companhia apresentou recurso especial. Em 11 de julho de 2012 a Coelce recebeu decisão desfavorável negando provimento ao recurso especial, em consequência, a Companhia apresentou ação cautelar de caução para antecipação do oferecimento de garantia visando a obtenção de Certidão Positiva com efeitos de negativa. Tal ação teve a medida liminar deferida em 28 de agosto de 2012. Em 13 de setembro de 2012, o Estado do Ceará apresentou embargos de declaração em face da decisão liminar concedida. A Companhia apresentou resposta aos embargos e aguarda decisão.

Adicionalmente, em 17 de junho de 2011, a Companhia recebeu auto de infração relativo ao exercício de 2006, no valor de atualizado R\$ 19.687. Em 19 de julho de 2011, a Companhia apresentou sua defesa onde a decisão não foi favorável. Em 25 de maio de 2012, a Companhia apresentou recurso voluntário e foi negado provimento. A Companhia foi intimada da decisão e, em consequência, apresentou ação cautelar de caução para antecipação do oferecimento de garantia visando a obtenção de Certidão Positiva com efeitos de negativa, que aguarda decisão.

Em 21 de dezembro de 2012, a Companhia recebeu auto de infração sobre o mesmo tema, relativo ao exercício de 2007, no valor atualizado de R\$ 21.873. A Coelce apresentou defesa em 1ª instância em 24 de janeiro de 2013 e aguarda julgamento.

Notas Explicativas

Companhia Energética do Ceará - COELCE

Notas explicativas às informações trimestrais--Continuação

30 de setembro de 2013

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

27. Provisão para riscos tributários, cíveis e trabalhistas--Continuação

Contingências passivas com risco possível--Continuação

(c) Riscos fiscais--Continuação

c.9) PIS/IRPJ - Autos de infração

Trata-se de dois Autos de infração para a cobrança de PIS e IRPJ relativos ao primeiro, segundo e terceiro trimestres do exercício de 1998 diante do não recolhimento apontado pela auditoria interna da Fazenda Nacional, em revisão das declarações apresentadas. A Companhia apresentou defesa, que foi julgada parcialmente procedente. Em 16 de outubro de 2008, a Companhia apresentou recurso. Em 28 de junho de 2012, a Companhia foi intimada da decisão referente à cobrança de PIS que julgou procedente o recurso apresentado e extinguiu a cobrança. A Companhia permanece aguardando o julgamento do recurso apresentado no auto de infração de IRPJ. O valor envolvido atualizado é de R\$ 1.901.

c.10) CSLL/IRPJ - Execução fiscal

Em 19 de Janeiro de 2009, a União Federal apresentou execução fiscal para cobrar débitos de CSLL e IRPJ. Em 15 de abril de 2009, a Companhia apresentou embargos à execução. Em 2 de junho de 2011 foi proferida sentença parcialmente procedente, declarando extinto o processo em relação a duas Certidões de Dívida Ativa ("CDA"), sem resolução de mérito, mas mantendo a cobrança de uma CDA. A União apresentou recurso de apelação. A Companhia apresentou recurso (embargos de declaração) que não foram acolhidos, razão pela qual apresentou recurso de apelação em 14 de novembro de 2012. Em 27 de fevereiro de 2013, foi proferida decisão em favor da Coelce determinando que a União expeça a certidão positiva de débito com efeito de negativa em favor da Companhia, bem como suspender o registro do débito no CADIN. Após, a União deverá se manifestar sobre a Apelação apresentada pela Coelce. A decisão de 2ª instância foi favorável à apelação da Fazenda Nacional, mas exclusivamente para anular a sentença e determinar o retorno da Execução à 1ª instância, onde deve aguardar, suspensa, o julgamento definitivo nos autos dos embargos à execução. O valor atualizado é de R\$ 18.336.

Notas Explicativas

Companhia Energética do Ceará - COELCE

Notas explicativas às informações trimestrais--Continuação
30 de setembro de 2013
(Em milhares de reais, exceto quando especificado de outra forma)

27. Provisão para riscos tributários, cíveis e trabalhistas--Continuação

Contingências passivas com risco possível--Continuação

(c) Riscos fiscais--Continuação

c.11) ICMS em determinadas operações

Em 17 de junho de 2011, a Companhia recebeu um auto de infração para exigir débitos de ICMS oriundos de operações na modalidade "Coelce Plus" sem a emissão da documentação fiscal durante o exercício de 2006. A Companhia apresentou sua defesa em 19 de julho de 2011 e em 10 de julho de 2012, a Companhia foi intimada de decisão que julgou o auto de infração procedente. Em 16 de agosto de 2012, a Companhia apresentou recurso e aguarda decisão de 2ª instância. O valor atualizado é de R\$ 1.702.

Em 30 de maio de 2012, a Companhia recebeu um auto de infração sobre o mesmo tema relativo ao exercício de 2007. A Companhia apresentou sua defesa em 29 de junho de 2012, e o auto foi julgado improcedente. A Fazenda apresentou recurso, aguarda-se decisão de 2ª instância. O valor atualizado é de R\$ 5.665.

Em 01 de agosto de 2012, a Companhia recebeu auto de infração sobre o mesmo tema, referente à operação realizada em abril de 2007. A Coelce apresentou sua defesa em 31 de agosto de 2012 e o auto foi julgado improcedente. A Fazenda apresentou recurso, aguarda-se decisão de 2ª instância. O valor atualizado é de R\$ 379.

Adicionalmente, em 01 de outubro de 2012, a Companhia recebeu auto de infração relativo ao exercício de 2008, no valor atualizado de R\$ 4.615. A defesa foi apresentada pela Companhia, sendo o auto julgado improcedente. A Fazenda apresentou recurso, aguarda-se decisão de 2ª instância.

Notas Explicativas

Companhia Energética do Ceará - COELCE

Notas explicativas às informações trimestrais--Continuação

30 de setembro de 2013

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

27. Provisão para riscos tributários, cíveis e trabalhistas--Continuação

Contingências passivas com risco possível--Continuação

(c) Riscos fiscais--Continuação

c.12) ICMS - Energia adquirida para consumo próprio

Em 17 de junho de 2011, a Companhia recebeu um auto de infração para exigir débitos de ICMS relativos à energia elétrica consumida pela própria empresa durante o exercício de 2006. A Companhia apresentou sua defesa em 19 de julho de 2011. Em 10 de outubro de 2011, a Companhia recebeu decisão que julgou o auto procedente. A decisão foi mantida em 2ª instância e a Companhia apresentou recurso especial que foi aceito. O recurso apresentado foi julgado parcialmente procedente, reduzindo uma parte do valor do auto de infração. A Companhia seguirá discutindo o tema na esfera judicial. O valor atualizado é de R\$ 1.429.

Em 01 de agosto de 2012, a Companhia recebeu um auto de infração relativo ao mesmo tema, referente ao exercício de 2007. Em 31 de agosto de 2012, a Companhia apresentou sua defesa. Decisão de primeira instância desfavorável. A Companhia irá apresentar recurso à segunda instância. O valor atualizado é de R\$ 2.335.

c.13) ICMS - Diferença entre valores contabilizados e valores informados nas declarações fiscais

Em 17 de junho de 2011, a Companhia recebeu um auto de infração para exigir débitos de ICMS relativos a supostas diferenças entre os valores contabilizados e os valores informados nas declarações fiscais. A Companhia apresentou sua defesa em 19 de julho de 2011, mas o auto foi julgado improcedente em 1ª instância administrativa. A Companhia apresentou Recurso Voluntario e aguarda decisão de 2ª instância administrativa. O valor atualizado é de R\$ 1.901.

c.14) COFINS - Anulatória

Em 17 de setembro de 2012, a Companhia apresentou Ação Anulatória visando suspender a exigibilidade de crédito cobrado pela Fazenda a título de COFINS por entender que tais créditos encontram-se extintos por compensação, bem como estariam alcançados pela decadência. A

Notas Explicativas

Companhia Energética do Ceará - COELCE

Notas explicativas às informações trimestrais--Continuação
30 de setembro de 2013
(Em milhares de reais, exceto quando especificado de outra forma)

27. Provisão para riscos tributários, cíveis e trabalhistas--Continuação

Contingências passivas com risco possível--Continuação

(c) Riscos fiscais--Continuação

c.14) COFINS - Anulatória--Continuação

companhia aguarda decisão de primeira instância. O valor atualizado é de R\$ 1.023.

A companhia, além dos processos descritos, possui ainda outros de menor valor que envolvem temas de CSLL, PIS, COFINS, ICMS, IPTU e ISS no valor total de R\$ 3.445.

Ativo contingente

A Companhia impetrou Mandado de Segurança arguindo a inconstitucionalidade da Lei nº 9.718/98 ao majorar a base de cálculo da COFINS, bem como a compensação dos valores recolhidos a maior com quaisquer tributos administrados pela Secretaria da Receita Federal. A Companhia obteve decisão definitiva favorável e está apurando o montante do crédito para requerer sua restituição/compensação.

Notas Explicativas

Companhia Energética do Ceará - COELCE

Notas explicativas às informações trimestrais--Continuação
30 de setembro de 2013
(Em milhares de reais, exceto quando especificado de outra forma)

28. Patrimônio líquido

a) Capital social

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

	30/09/2013		31/12/2012	
	(Em unidades)		(Em unidades)	
Ações ordinárias	48.067.937		48.067.937	
Ações preferenciais – Classe A	28.252.700		28.252.700	
Ações preferenciais – Classe B	1.534.662		1.534.662	
Total	77.855.299		77.855.299	

	Ações ordinárias (em unidade)		Ações preferenciais (em unidade)				Total (em unidades)			
	Total (I)		Classe A		Classe B		Total (II)			
								(I) + (II)		
Investluz S.A.	44.061.433	91,66%	-	-	-	-	-	44.061.433	56,59%	
Eletrobras	-	-	3.967.756	14,04%	1.531.141	99,77%	5.498.897	18,46%	5.498.897	7,06%
Endesa Brasil S.A.	-	-	1.770.000	6,26%	-	-	1.770.000	5,94%	1.770.000	2,27%
Fundos e clubes de investimentos	2.082.260	4,33%	11.392.551	40,33%	24	-	11.392.575	38,25%	13.474.835	17,31%
Fundos de pensão	921.603	1,92%	4.299.013	15,22%	-	-	4.299.013	14,43%	5.220.616	6,71%
Outros	1.002.641	2,09%	6.823.380	24,15%	3.497	0,23%	6.826.877	22,92%	7.829.518	10,06%
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%

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.

Notas Explicativas

Companhia Energética do Ceará - COELCE

Notas explicativas às informações trimestrais--Continuação

30 de setembro de 2013

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

28. Patrimônio Líquido--Continuação

d) Reserva de incentivo fiscal

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

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

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

A Companhia apurou em 30 de setembro de 2013 o valor de R\$ 47.961 (R\$ 33.636 em 31 de dezembro de 2012) 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 12.

f) Outros resultados abrangentes

O CPC 38 que determina que a parte eficaz dos ganhos ou perdas dos instrumentos financeiros derivativos classificados como *hedge* de fluxo de caixa devem ser reconhecidas diretamente no patrimônio em outros resultados abrangentes. Sendo assim, a Companhia em 30 de setembro de 2013 reconheceu o valor líquido de R\$ 4.174 (R\$ 420 em 31 de dezembro de 2012) na rubrica de outros resultados abrangentes.

Notas Explicativas

Companhia Energética do Ceará - COELCE

Notas explicativas às informações trimestrais--Continuação

30 de setembro de 2013

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

29. 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 do período findo em 30 de setembro de 2013 por ação.

	<u>30/09/2013</u>	<u>30/09/2012</u>
Lucro do período	150.604	281.916
Lucro atribuível as ações ordinárias	92.984	174.055
Nº de ações ordinárias (em unidades)	48.067.937	48.067.937
Lucro básico e diluído em reais por ação	1,93	3,62

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\$ 1,93 (um real e noventa e três centavos) em 30 de setembro de 2013 (R\$ 3,62 (três reais e sessenta e dois centavos) em 30 de setembro de 2012). 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

Notas explicativas às informações trimestrais--Continuação

30 de setembro de 2013

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

30. Receita Líquida

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

Tipo de aplicação	Nº de consumidores		MWh		R\$	
	30/09/2013	30/09/2012	30/09/2013	30/09/2012	30/09/2013	30/09/2012
	(Não revisado)		(Não revisado)			
Fornecimento faturado						
Residencial normal	1.267.617	1.207.665	1.714.382	1.535.149	765.108	839.504
Residencial baixa renda	1.215.730	1.201.493	1.064.787	947.163	240.990	243.431
Industrial	6.031	5.880	856.318	893.833	255.680	308.741
Comércio, serviços e outros	171.694	168.177	1.445.683	1.357.869	552.003	613.889
Rural	450.896	416.473	885.991	790.969	155.051	161.881
Poder público	32.189	31.623	435.299	397.976	151.820	168.309
Iluminação pública	9.201	1.962	333.315	209.248	81.468	65.373
Serviços públicos	2.015	8.969	210.755	320.897	55.431	92.161
Receita de ultrapassagem demanda e excedente de reativos	-	-	-	-	(13.873)	-
	3.155.373	3.042.242	6.946.530	6.453.104	2.243.678	2.493.289
Fornecimento não faturado	-	-	-	-	(19.740)	4.560
Consumidores, concessionários e permissionários	-	-	-	-	2.223.938	2.497.849
Subvenção baixa renda	-	-	-	-	143.762	202.056
Subvenção CDE - desconto tarifário	-	-	-	-	88.236	-
Energia elétrica de curto prazo	-	-	-	-	1.891	25.503
Receita de uso da rede elétrica-consumidores livres-revenda	63	41	-	-	64.440	89.760
Receita de ultrapassagem de demanda e excedente de reativos - clientes livres	-	-	-	-	(64)	-
Receita de construção	-	-	-	-	165.298	108.635
Outras receitas	-	-	-	-	33.155	44.083
Receita operacional bruta					2.720.656	2.967.886
(-) Deduções da receita						
ICMS	-	-	-	-	(532.467)	(577.228)
COFINS	-	-	-	-	(81.206)	(107.897)
PIS	-	-	-	-	(17.630)	(23.378)
RGR - Quota para reserva global de reversão	-	-	-	-	6.667	(32.558)
CCC - Conta de consumo de combustível	-	-	-	-	(5.012)	(61.688)
Programa de pesquisa e desenvolvimento e eficiência energética	-	-	-	-	(19.413)	(16.063)
Outros impostos e contribuições sobre a receita	-	-	-	-	(5.968)	(21.844)
Total de deduções de receita					(655.029)	(840.656)
Total receita líquida	3.155.436	3.042.283	6.883.964	6.453.104	2.065.628	2.127.230

*A reserva global de reversão era calculada à base de 2,5% sobre o imobilizado, limitada a 3% da receita bruta de operações com energia elétrica. O saldo foi revertido em virtude da extinção do encargo conforme determinado pela Lei nº 12.783/13.

Notas Explicativas

Companhia Energética do Ceará - COELCE

Notas explicativas às informações trimestrais--Continuação

30 de setembro de 2013

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

31. Custos e despesas operacionais

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

Descrição	30/09/2013				30/09/2012	
	Custo do serviço	Despesa de vendas	Despesas gerais e administrativas	Outras	Total	Total
Pessoal	(76.631)	-	(24.409)	-	(101.040)	(94.513)
Material	(8.751)	(264)	(458)	-	(9.473)	(10.194)
Serviços de terceiros	(132.958)	(7.043)	(32.165)	-	(172.166)	(161.662)
Energia elétrica comprada para revenda	(1.181.407)	-	-	-	(1.181.407)	(1.050.097)
Encargos do uso do sistema de transmissão	(20.734)	-	-	-	(20.734)	(104.153)
Depreciação e amortização	(105.413)	-	(1.861)	-	(107.274)	(85.396)
Custo na desativação de bens	(843)	-	-	-	(843)	(4.123)
Perda por redução ao valor recuperável	-	-	-	(10.919)	(10.919)	-
Baixa de inventário físico – Resolução 367	-	-	-	(33.918)	(33.918)	-
Provisões para créditos de liquidação duvidosa	-	(13.275)	-	-	(13.275)	(17.529)
Taxa de fiscalização da ANEEL	-	-	-	(3.560)	(3.560)	(3.421)
Custo de construção	(165.298)	-	-	-	(165.298)	(108.635)
Provisão para riscos fiscais, cíveis e trabalhistas	-	-	(4.015)	-	(4.015)	(7.895)
Outras despesas operacionais	(8.885)	(2)	(7.577)	(8.808)	(25.272)	(24.741)
Total	(1.700.920)	(20.584)	(70.485)	(57.205)	(1.849.194)	(1.672.359)

Despesa de pessoal	30/09/2013	30/09/2012
Remuneração	(57.984)	(57.328)
Encargos sociais	(26.274)	(24.560)
Provisão de férias e décimo	(8.577)	(9.678)
Plano de saúde	(7.149)	(6.591)
Auxílio alimentação e outros benefícios	(10.515)	(8.955)
Participação nos resultados	(8.186)	(8.411)
Previdência Privada	(5.575)	(4.544)
Outros	(237)	(222)
(-) Transferências para intangível em curso	23.457	25.776
Total	(101.040)	(94.513)

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

Notas explicativas às informações trimestrais--Continuação

30 de setembro de 2013

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

31. Custos e despesas operacionais--Continuação

A composição dos custos com energia elétrica está disposta abaixo:

Custo com energia elétrica comprada para revenda	30/09/2013	30/09/2012
Central Geradora Termelétrica de Fortaleza – CGTF	(348.016)	(346.554)
Centrais Elétricas S.A. – FURNAS	(73.018)	(102.329)
Companhia Hidroelétrica do São Francisco – CHESF	(38.945)	(65.796)
Companhia Energética de São Paulo- CESP	(45.928)	(47.070)
Petróleo Brasileiro S.A. – Petrobras	(86.592)	(40.994)
Centrais Elétricas do Norte do Brasil S.A- ELETRONORTE	(29.469)	(31.423)
Copel Geração S.A. – COPEL	(22.828)	(30.957)
CEMIG - Geração e Transmissão S.A.	(38.736)	(28.849)
Tractebel Energia S.A.	(12.702)	(23.840)
Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE	(26.357)	(79.209)
Programa de Inc. as Fontes Alternativas – PROINFA	(39.970)	(32.533)
Contratos por disponibilidade(*)	(422.000)	(193.230)
Risco hidrológico	(11.850)	-
(-) Recuperação despesa risco hidrológico	11.850	-
Exposição involuntária	(53.331)	-
(-) Recuperação despesa exposição involuntária	41.117	-
Outros	15.368	(27.313)
Subtotal	(1.181.407)	(1.050.097)
Custo com uso da rede de transmissão	30/09/2013	30/09/2012
Rede básica	(37.365)	(95.908)
Outros custos com energia		
Encargo de segurança energética - ESS Seg. Energética	(80.879)	-
(-) Recuperação despesa encargo de segurança energética - ESS Seg. Energética	80.879	-
Encargo do serviço do sistema - ESS	(15.159)	(8.245)
(-) Recuperação despesa encargo do serviço do sistema - ESS aporte CDE	31.790	-
Subtotal	16.631	(8.245)
Total	(20.734)	(104.153)

(*) Contratação de disponibilidade da usina para geração de energia elétrica quando necessário.

Notas Explicativas

Companhia Energética do Ceará - COELCE

Notas explicativas às informações trimestrais--Continuação
30 de setembro de 2013
(Em milhares de reais, exceto quando especificado de outra forma)

32. Resultado financeiro

A composição do resultado financeiro está disposta abaixo:

	<u>30/09/2013</u>	<u>30/09/2012</u>
Receitas financeiras		
Renda de aplicação financeira	16.282	28.196
Multas e acréscimos moratórios em conta de energia	29.194	31.527
Receita de ativo indenizável	30.819	2.650
Correção depósitos judiciais	-	555
Variações monetárias diversas	-	4.492
Encargos fundo de pensão	5.494	-
Outras receitas financeiras	4.462	7.676
Total	<u>86.251</u>	<u>75.096</u>
Despesas financeiras		
Variações monetárias	(19.834)	(18.630)
Encargos de dívidas	(52.116)	(60.519)
Atualização de provisão para riscos tributários, cíveis e trabalhistas	(16.536)	(16.280)
Atualizações de impostos e multas	(7.210)	(7.577)
Custo de transação	(1.427)	(1.479)
Correção P&D/PEE	(392)	(552)
IOF/IOC	(471)	(282)
Comissão - Banco	-	(4.494)
Multas	(18.704)	(23.233)
Indenização DIC/FIC	(3.135)	(1.808)
Outras despesas financeiras	(7.781)	(7.284)
Total	<u>(127.606)</u>	<u>(142.138)</u>

Notas Explicativas

Companhia Energética do Ceará - COELCE

Notas explicativas às informações trimestrais--Continuação

30 de setembro de 2013

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

33. 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	30/09/2013		30/09/2012	
Lucro antes do IRPJ e CSSL	175.078	100,00%	387.829	100,00%
Alíquota nominal	(59.527)	-34,00%	(131.862)	-34,00%
Adições permanentes				
Participações nos lucros (Administradores)	(1.281)	2,15%	1.132	-0,86%
Despesas indedutíveis - Multas	(1.861)	3,13%	5.270	-4,00%
Doações não dedutíveis	(549)	0,92%	-	0,00%
Despesa depreciação não dedutível	(11.533)	19,37%	19	-0,01%
	(15.224)		6.421	
Exclusões permanentes				
Auto de infração 104/2009 Coelce Plus	-	0,00%	-	0,00%
Superavit atuarial	-	0,00%	-	0,00%
Ajuste ágio - societário	4.759	-7,99%	-	0,00%
Reversão da provisão do ágio	(7.207)	12,11%	(5.198)	3,94%
	(2.448)		(5.198)	
Deduções permanentes				
Lucro da exploração	47.961	-80,57%	(38.770)	29,40%
Incentivo fiscal - PAT	927	-1,56%	(353)	0,27%
Incentivo fiscal - Rouanet	1.300			
Incentivo fiscal - FIA	40			
Adicional IRPJ	180	-0,30%	(18)	0,01%
	50.408		(39.141)	
Outros ajustes				
Ajustes GAAP	-	0,00%	9.885	-7,50%
Ajustes imaterial	2.317	-3,89%	2.084	-1,58%
	2.317		11.969	
IRPJ/CSSL contabilizado				
IRPJ/CSL diferidos no resultado (despesa)	45.205	25,82%	(62.729)	-16,17%
IRPJ/CSL diferidos - ágio no resultado (despesa)	(7.207)	-4,12%	(7.876)	-2,03%
IRPJ/CSL corrente no resultado (despesa)	(62.472)	-35,68%	(35.308)	-9,10%
Alíquota efetiva	(24.474)	-13,98%	(105.913)	-27,31%

Notas Explicativas

Companhia Energética do Ceará - COELCE

Notas explicativas às informações trimestrais--Continuação

30 de setembro de 2013

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

33. Imposto de renda e contribuição social--Continuação

De acordo com o Ato Declaratório Executivo nº 1 de 05 de janeiro de 2009, a Companhia faz jus à redução do Imposto de Renda e adicionais não restituíveis, calculados com base no lucro da exploração, relativamente ao empreendimento de que trata o Laudo Constitutivo nº 0170/2007, expedido pelo Ministério da Integração Nacional - MI (ADENE) apresentado nas páginas 5 a 7, estabelecendo as condições e exigências para o gozo do benefício.

O Laudo Constitutivo 0170/2007, foi expedido com base no art. 1º da Medida Provisória nº 2.199-14, de 24 de agosto de 2001, reconhecendo para o benefício a condição onerosa atendida: Modernização total de empreendimento de infraestrutura na área de atuação da extinta Superintendência de Desenvolvimento do Nordeste - SUDENE, conforme art. 2º, inciso I do Decreto nº 4.213, de 26 de abril de 2002.

O incentivo consiste na redução do imposto de renda devido em 75% do imposto de renda apurado no período, com início de fruição do benefício no ano-calendário 2007 e término do prazo no ano-calendário de 2016.

O valor do imposto de renda que deixou de ser pago em virtude dos benefícios de redução foi contabilizado de acordo com a Lei nº 11.638/07 e Deliberação CVM nº 555 que aprovou o CPC 07 em que determina a contabilização no resultado do exercício e posteriormente a transferência para reserva de incentivos fiscais (reserva de lucros).

34. 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.

Notas Explicativas

Companhia Energética do Ceará - COELCE

Notas explicativas às informações trimestrais--Continuação
30 de setembro de 2013
(Em milhares de reais, exceto quando especificado de outra forma)

34. Objetivos e políticas para a gestão de risco financeiro--Continuação

Fatores de risco

A linha de negócio 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 seus negócios:

a) Risco de taxa de câmbio

Esse risco decorre da possibilidade da Companhia vir a incorrer em perdas por conta de flutuações nas taxas de câmbio, que aumentem as despesas financeiras e os saldos de passivo de empréstimos e financiamentos em moeda estrangeira captados no mercado. Em 30 de setembro de 2013, a companhia mantinha apenas 1,40% da sua dívida indexada em moeda estrangeira expostos à variação cambial.

A tabela abaixo apresenta os valores contábeis dos passivos em moeda estrangeira que não estão protegidos por instrumentos de *swap* cambial:

	Passivo	
	30/09/2013	31/12/2012
Dólares norte-americano	6.635	6.158

Em seguida, um quadro de análise de sensibilidade dos impactos no resultado da Companhia considerando a variação da taxa de câmbio de 2013 segundo projeções baseadas na curva futura de dólar da BM&F:

30/09/2013	Aumento / Redução em percentual	Efeitos	
		No resultado	No patrimônio líquido
Dólares norte-americano	-1,10%	73	73

Notas Explicativas

Companhia Energética do Ceará - COELCE

Notas explicativas às informações trimestrais--Continuação

30 de setembro de 2013

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

34. Objetivos e políticas para a gestão de risco financeiro--Continuação

Fatores de risco--Continuação

b) 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.

c) Risco de escassez de energia

Corresponde ao risco de escassez na oferta de energia elétrica por parte das usinas hidroelétricas por eventuais atrasos do período chuvoso, associado ao crescimento de demanda acima do planejado, podendo ocasionar perdas para a Companhia em função do aumento de custos ou redução de receitas com a adoção de um novo programa de racionamento, como o verificado em 2001. No entanto, considerando os níveis atuais dos reservatórios e as simulações efetuadas, o Operador Nacional de Sistema Elétrico - ONS não prevê para os próximos anos um novo programa de racionamento.

d) Risco de vencimento antecipado

A Companhia possui contratos de empréstimos e financiamentos com cláusulas restritivas que, em geral, requerem a manutenção de índices econômico-financeiros em determinados níveis ("covenants" financeiros). O descumprimento dessas restrições pode implicar em vencimento antecipado da dívida. Essas restrições são monitoradas adequadamente e não limitam a capacidade de condução normal das operações. Atualmente, o índice de endividamento da Companhia está em patamares abaixo do limite estipulado pelos "covenants" financeiros.

Notas Explicativas

Companhia Energética do Ceará - COELCE

Notas explicativas às informações trimestrais--Continuação

30 de setembro de 2013

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

34. Objetivos e políticas para a gestão de risco financeiro--Continuação

Fatores de risco--Continuação

e) 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 20 e 21, deduzidos pelo caixa e equivalentes de caixa e títulos e valores mobiliários detalhados nas Notas 6 e 7, e pelo patrimônio líquido da Companhia (que inclui capital emitido, reservas e lucros acumulados conforme apresentado na Nota 28).

	<u>30/09/2013</u>	<u>31/12/2012</u>
Dívida	926.388	953.771
Caixa e equivalente de caixa + títulos e valores mobiliários	(323.930)	(215.030)
Dívida líquida (a)	602.458	738.741
Patrimônio líquido (b)	1.597.704	1.560.330
Índice de endividamento líquido (a/[a+b])	<u>27%</u>	<u>32%</u>

(a) A dívida líquida é representada pelo saldo total dos empréstimos e financiamentos e debêntures, incluindo as parcelas do passivo circulante e não circulante, deduzidos os saldos de caixa e equivalentes de caixa e títulos e valores mobiliários. Vide maiores detalhes nas Notas 6, 7, 20 e 21.

(b) O patrimônio líquido inclui todo o capital e as reservas da Companhia, gerenciados como capital.

Conforme mencionado anteriormente, a Companhia realizou ao longo do período de nove meses findo em 30 de setembro de 2013 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.

Notas Explicativas

Companhia Energética do Ceará - COELCE

Notas explicativas às informações trimestrais--Continuação

30 de setembro de 2013

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

34. Objetivos e políticas para a gestão de risco financeiro--Continuação

Fatores de risco--Continuação

f) Risco de encargos de dívida

Este risco é oriundo da possibilidade da Companhia vir a incorrer em perdas por conta de flutuações nas taxas de juros ou outros indexadores de dívida, como por exemplo, indicadores de inflação, que aumentem as despesas financeiras relativas a empréstimos e financiamentos captados no mercado. Para minimizar esse risco, a Companhia prioriza a contratação de empréstimos com taxas pré-fixadas (BNB e Eletrobras) e atrelados a outros índices menos voláteis às oscilações do mercado financeiro, como a TJLP (BNDES).

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

Em seguida, um quadro de análise de sensibilidade dos impactos no resultado da Companhia considerando a variação da taxa de juros e inflação para o próximo trimestre de 2013 segundo projeções da BM&F:

30/09/2013	Aumento / Redução em pontos base	Efeitos	
		No resultado	No patrimônio líquido
Passivos financeiros			
CDI	-0,14%	-	-
Libor (6 meses)	-0,27%	-	-
IPCA	0,70%	34	34
IGPM	1,91%	20	20
Total		54	54

g) Risco de liquidez

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

Notas Explicativas

Companhia Energética do Ceará - COELCE

Notas explicativas às informações trimestrais--Continuação

30 de setembro de 2013

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

34. Objetivos e políticas para a gestão de risco financeiro--Continuação

Fatores de risco--Continuação

g) Risco de liquidez--Continuação

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

	Menos de um mês	De um a três meses	De três meses a um ano	De um a cinco anos	Mais de cinco anos	Total
30 de setembro de 2013						
Empréstimos e financiamentos pré-fixados	7.014	15.660	76.621	170.375	63.189	332.859
Empréstimos e financiamentos pós-fixados	6.810	14.494	55.556	119.888	41.528	238.276
Debêntures	27.516	-	4.720	437.696	119.786	589.718
	<u>41.340</u>	<u>30.154</u>	<u>136.897</u>	<u>727.959</u>	<u>224.503</u>	<u>1.160.853</u>
31 de dezembro de 2012						
Empréstimos e financiamentos pré-fixados	4.265	10.410	50.693	203.136	66.052	334.556
Empréstimos e financiamentos pós-fixados	8.603	12.430	55.135	56.644	8.144	140.956
Debêntures	-	-	102.712	495.366	114.944	713.022
	<u>12.868</u>	<u>22.840</u>	<u>208.540</u>	<u>755.146</u>	<u>189.140</u>	<u>1.188.534</u>

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

Notas explicativas às informações trimestrais--Continuação

30 de setembro de 2013

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

34. Objetivos e políticas para a gestão de risco financeiro--Continuação**Fatores de risco--Continuação**g) Risco de liquidez--Continuação

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
30 de setembro de 2013						
"Swaps" de juros 08/11/12	-	-	39	(665)	-	(626)
	-	-	39	(665)	-	(626)
31 de dezembro de 2012						
"Swaps" de juros 08/11/12	-	-	3.202	5.126	-	8.328
	-	-	3.202	5.126	-	8.328

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. Abaixo segue tabela referente à posição disponível para a empresa em 30 de setembro de 2013 e 31 de dezembro de 2012:

Conta garantida	30/09/2013	31/12/2012
Contratada	100.000	100.000
Utilizada	767	-

Notas Explicativas

Companhia Energética do Ceará - COELCE

Notas explicativas às informações trimestrais--Continuação

30 de setembro de 2013

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

34. Objetivos e políticas para a gestão de risco financeiro--Continuação

Fatores de risco--Continuação

g) Risco de liquidez--Continuação

Valorização dos instrumentos financeiros

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

	Categoria	Nível	30/09/2013		Nível	31/12/2012	
			Contábil	Valor justo		Contábil	Valor justo
Ativo							
Caixa e equivalente de caixa	Valor justo por meio de resultado	2	241.691	241.691	2	152.715	152.715
Aplicações financeiras	Valor justo por meio de resultado	2	82.239	82.239	2	62.315	62.315
Cauções e depósitos vinculados	Empréstimos e recebíveis	2	59.613	59.613	2	54.583	54.583
Consumidores, concessionários e permissionários	Empréstimos e recebíveis	2	402.594	402.594	2	486.631	486.631
Ativo indenizável (concessão)	Empréstimos e recebíveis	2	599.825	599.825	3	606.556	606.556
Passivo							
Empréstimos e financiamentos em moeda nacional	Outros passivos financeiros	2	467.914	466.298	2	394.978	395.548
Debêntures em moeda nacional	Outros passivos financeiros	2	451.839	459.095	2	552.634	554.934
Empréstimos, financiamentos em moeda estrangeira	Outros passivos financeiros	2	6.635	5.861	2	6.159	6.007
Instrumentos financeiros derivativos	Outros passivos financeiros	2	(5.687)	(5.687)	2	637	637
Fornecedores	Empréstimos e recebíveis	2	187.421	187.421	2	216.496	216.496

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

Notas Explicativas

Companhia Energética do Ceará - COELCE

Notas explicativas às informações trimestrais--Continuação
30 de setembro de 2013
(Em milhares de reais, exceto quando especificado de outra forma)

34. Objetivos e políticas para a gestão de risco financeiro--Continuação

Fatores de risco--Continuação

g) Risco de liquidez--Continuação

Valor justo hierárquico

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

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

Instrumento financeiro derivativo

Os valores da curva e de mercado do instrumento financeiro (*swap*) de 30 de setembro de 2013 estão dispostos abaixo:

Derivativo	Valor da curva	Valor de mercado (contábil)	Diferença
Swap DI x PRÉ 08.11.12 HSBC Bank Brasil S.A.	(218)	5.687	5.905

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&F na posição de 30 de setembro de 2013.

A Companhia possui instrumentos derivativos com objetivo exclusivo de proteção econômica e financeira. Em 30 de setembro de 2013 havia 1(um) contrato de *swap* de CDI para taxa fixa, a fim de diminuir a exposição às flutuações dos índices de mercado.

Em 30 de setembro de 2013, a Companhia detinha operações de *swap* conforme demonstrado abaixo:

Notas Explicativas

Companhia Energética do Ceará - COELCE

Notas explicativas às informações trimestrais--Continuação

30 de setembro de 2013

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

34. Objetivos e políticas para a gestão de risco financeiro--Continuação

Fatores de risco--Continuação

g) Risco de liquidez--Continuação

Instrumento financeiro derivativo--Continuação

Contratos de swaps	Contraparte	Data dos contratos	Data de vencimento	Posição	Valores de referência	
					Moeda local	
					30/09/2013	31/12/2012
Valor	HSBC BANK BRASIL S.A.	08/11/2012	17/10/2016	CDI + 0,97%aa 9,43%	BRL 5.687	BRL 637
		Valor justo	Efeito acumulado até 30/09/2013		Efeito acumulado até 31/12/2012	
Contratos de swaps	Contraparte	30/09/13	Valor a receber/recebido	Valor a pagar/pago	Valor a receber/recebido	Valor a pagar/pago
(+) Ativo		R\$ 110.740	-	-	-	-
(-) Passivo	HSBC BANK BRASIL S.A.	R\$ 105.053	-	-	-	-
(=) Ajuste		R\$ 5.687	-	R\$ 5.687	-	R\$ 637

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 17 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.

Notas Explicativas

Companhia Energética do Ceará - COELCE

Notas explicativas às informações trimestrais--Continuação

30 de setembro de 2013

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

34. Objetivos e políticas para a gestão de risco financeiro--Continuação

Fatores de risco--Continuação

g) Risco de liquidez--Continuação

Análise de sensibilidade suplementar sobre instrumentos financeiros, conforme Instrução CVM nº 475, de 17 de dezembro de 2008--Continuação

Vide abaixo análise de sensibilidade nas dívidas da Companhia estabelecida com o uso de cenários e projeções em relação a eventos futuros:

<u>Indexador do contrato</u>	<u>30/09/2013</u>	<u>Cenário + 25%</u>	<u>Cenário + 50%</u>
IPCA	39.346	43.242	47.096
CDI	21.586	26.217	30.760
TJLP	5.225	5.944	6.654
FIXO	16.648	16.648	16.648
IGPM	356	383	411
Dólares norte-americano	1.007	2.487	3.719
TR	6	6	6
Total	<u>84.174</u>	<u>94.927</u>	<u>105.294</u>

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:

<u>Contrato</u>	<u>30/09/2013</u>	<u>Cenário + 25%</u>	<u>Cenário + 50%</u>
Debênture 1ª série - 3ª emissão	10.671	12.960	15.206
Swap ponta ativa	(10.671)	(12.960)	(15.206)
Swap ponta passiva	9.502	9.502	9.502
Total	<u>9.502</u>	<u>9.502</u>	<u>9.502</u>

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.

Notas Explicativas

Companhia Energética do Ceará - COELCE

Notas explicativas às informações trimestrais--Continuação
30 de setembro de 2013
(Em milhares de reais, exceto quando especificado de outra forma)

35. Compromissos

Os compromissos relacionados a contratos de longo prazo com a compra de energia são dispostos abaixo:

	Vigência	2013	2014	2015	2016	2017	após 2017
Endesa Fortaleza-CGTF	até 2023	134.293	554.093	576.256	599.307	623.279	4.286.826
Proinfra	até 2025	13.323	55.425	57.642	59.948	62.346	597.447
Energy Works	até 2013	-	-	-	-	-	-
Eólica - Wobben	até 2018	1.923	6.041	4.079	1.108	1.155	603
1ºLEE - Produto 2005	até 2012	-	-	-	-	-	-
1ºLEE - Produto 2006	até 2013	41.912	155.217	161.426	168.343	174.598	771.621
1ºLEE - Produto 2007	até 2014	12.359	44.096	45.860	47.825	49.602	279.559
2ºLEE - Produto 2008	até 2015	9.131	36.111	37.555	39.164	40.620	280.331
4ºLEE - Produto 2009	até 2016	4.548	17.787	18.498	19.291	20.008	164.483
1ºLEN - Produto 2008	até 2037	8.083	35.541	36.821	38.196	39.440	300.056
1ºLEN - Produto 2009	até 2038	9.958	42.449	43.955	45.596	47.081	374.358
1ºLEN - Produto 2010	até 2039	32.042	126.460	131.143	136.041	140.470	2.821.445
2ºLEN - Produto 2009	até 2038	16.452	64.250	66.470	68.952	71.197	1.582.214
3ºLEN - Produto 2011	até 2040	28.526	97.211	100.568	104.324	107.720	2.325.214
5ºLEE - Produto 2007	até 2014	198	918	950	985	1.017	5.296
4ºLEN - Produto 2010	até 2024	3.813	14.536	15.039	15.601	16.109	122.299
5ºLEN - Produto 2012	até 2041	32.577	130.092	134.550	139.575	144.119	2.718.189
Leilão Santo Antônio - Produto 2012	até 2041	4.830	30.193	47.093	50.884	52.775	2.146.592
Leilão Jirau - Produto 2013	até 2042	2.790	9.634	14.024	17.377	18.023	781.122
6ºLEN - Produto 2011	até 2025	1.537	5.226	5.435	5.668	5.879	56.372
7ºLEN - Produto 2013	até 2042	3.857	24.574	25.557	28.616	29.680	433.620
Leilão Belo Monte	até 2044	-	-	3.116	54.092	150.078	7.661.690
10º Leilão de Energia Nova	até 2045	-	-	18.766	19.570	20.297	994.620
11º Len - Produto 2015	até 2044	-	-	35.864	37.400	38.790	1.900.866
12º LEN Produto 2014	até 2043	-	93.391	108.068	112.699	116.887	3.028.080
Angra 1 e 2		13.098	54.220	56.389	58.805	60.990	198.191
Cota		19.693	70.426	73.243	76.383	79.220	257.429
Total		<u>394.943</u>	<u>1.667.891</u>	<u>1.818.367</u>	<u>1.945.750</u>	<u>2.111.380</u>	<u>34.088.523</u>

EE - Leilão de Energia Existente.
LEN - Leilão de Energia Nova.

Os valores relativos aos contratos de compra de energia representam o volume total contratado pelo preço corrente no período de seis meses findo em 30 de setembro de 2013 que foram homologados pela ANEEL.

36. 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 Empresa até sua respectiva área, além de uma avaliação comportamental para cada colaborador.

O montante dessa participação para o período de doze meses findo em 30 de setembro de 2013 foi de R\$ 8.589 (R\$ 8.411 em 30 de setembro de 2012).

Notas Explicativas

Companhia Energética do Ceará - COELCE

Notas explicativas às informações trimestrais--Continuação

30 de setembro de 2013

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

37. Cobertura de seguros

Os principais ativos em serviço da Companhia estão segurados por uma apólice de risco operacional do Grupo Endesa, com o valor em risco para danos materiais no montante de R\$ 655.922, com um limite de cobertura para lucros cessantes de R\$ 1.955.305 e um limite geral de indenização, por sinistro, no montante de R\$ 101.478.

A Companhia também mantém um seguro de responsabilidade civil que faz parte do programa de seguros corporativos do Grupo Endesa no valor de R\$ 525.292 por sinistro ou agregado anual. Ambos os programas têm validade no período compreendido de 01 de novembro de 2012 a 31 de outubro de 2013.

Riscos	Data de vigência		Importância segurada	Limite máximo de garantia por sinistro
	De	Até		
Risco operacional	01/11/2012	31/10/2013	655.922	101.478
Responsabilidade civil geral	01/11/2012	31/10/2013	N/A	525.292

Comentário Sobre o Comportamento das Projeções Empresariais

COELCE REGISTRA EBITDA DE R\$ 66 MILHÕES NO 3T13

Receita Líquida apresenta redução de 1,8% em relação ao 3T12

DESTAQUES

A Coelce encerrou o 3T13 com um total de **3.465.301 consumidores**, o que representa um crescimento de **4,7%** em relação ao mesmo período do ano anterior.

O **volume de energia vendida e transportada** pela Coelce atingiu o montante de **2.664 GWh*** no 3T13, um incremento de **7,4%** em relação ao volume registrado no 3T12, de 2.481 GWh*.

Os indicadores de qualidade do fornecimento **DEC e FEC** encerraram o 3T13 em **9,78 horas*** e **5,44 vezes***, representando incrementos de **40,7%** e **25,9%**, respectivamente, em relação ao 3T12.

Os indicadores de produtividade **MWh/colaborador e MWh/consumidor** atingiram, no 3T13, os valores de **2.079***, representando um avanço de **8,8%**, e **0,77***, representando um avanço de **2,7%**, ambos em relação ao 3T12.

A **Receita Operacional Bruta** registrada no 3T13 foi de **R\$ 922 milhões**, uma redução de **6,6%** em relação ao 3T12, que alcançou no citado trimestre o montante de R\$ 986 milhões.

O **EBITDA**, no 3T13, alcançou o montante de **R\$ 66 milhões***, uma redução de **59,3%*** em relação ao 3T12, de **R\$ 162 milhões***. Com esse resultado, a Margem EBITDA da Companhia encerrou o 3T13 em **9,35%***, percentual inferior em **13,20 p.p.** comparado ao 3T12. Excluindo-se os eventos não recorrentes relevantes registrados no 3T13, o EBITDA teria atingido o montante de R\$ 112 milhões, 30,98% menor em relação ao mesmo período do ano anterior. A margem EBITDA ficaria em 15,85%.

No 3T13, o **Lucro Líquido** totalizou **R\$ 13 milhões**, **83,2%** inferior ao 3T12, refletindo uma Margem Líquida de **1,80%**. Excluindo-se os eventos não recorrentes relevantes registrados no 3T13, assim como seus respectivos efeitos tributários, o Lucro Líquido da Companhia teria atingido o montante de R\$ 56 milhões, redução de 27% em relação ao mesmo período do ano anterior. A margem líquida alcançaria 8%.

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. A elevação do *rating* deve-se, principalmente, a um sólido desempenho operacional e a uma política financeira prudente.

Em setembro de 2013, a Companhia efetuou operação de pré-pagamento da 2ª série da 2ª emissão de debêntures no montante de R\$ 67 milhões. Essa operação teve como objetivo a redução dos custos financeiros para a companhia.

DESTAQUES DO PERÍODO

	3T13	3T12	Var. %	2T13	Var. % (1)	9M13	9M12	Var. % (2)
Volume de Energia - Venda e Transporte (GWh)*	2.664	2.481	7,4%	2.617	1,8%	7.891	7.238	9,0%
Receita Bruta (R\$ mil)	921.639	986.376	-6,6%	904.353	1,9%	2.720.656	2.967.886	-8,3%
Receita Líquida (R\$ mil)	707.662	720.652	-1,8%	698.059	1,4%	2.065.627	2.127.230	-2,9%
EBITDA (2) (R\$ mil)*	66.140	162.481	-59,3%	129.399	-48,9%	323.706	540.267	-40,1%
Margem EBITDA (%)*	9,35%	22,55%	-13,20 p.p	18,54%	-9,19 p.p	15,67%	25,40%	-9,73 p.p
EBIT (3) (R\$ mil)*	16.191	133.749	-87,9%	100.731	-83,9%	216.433	454.871	-52,4%
Margem EBIT (%)*	2,29%	18,56%	-16,27 p.p	14,43%	-12,14 p.p	10,48%	21,38%	-10,90 p.p
Lucro Líquido (R\$ mil)	12.729	75.907	-83,2%	75.233	-83,1%	150.604	281.916	-46,6%
Margem Líquida (%)	1,80%	10,53%	-8,73 p.p	10,78%	-8,98 p.p	7,29%	13,25%	-5,96 p.p
CAPEX (R\$ mil)*	76.086	66.800	13,9%	68.086	11,7%	191.891	153.871	24,7%
DEC (12 meses)*	9,78	6,95	40,7%	8,74	11,9%	9,78	6,95	40,7%
FEC (12 meses)*	5,44	4,32	25,9%	4,92	10,6%	5,44	4,32	25,9%
Índice de Arrecadação (12 meses)*	100,33%	99,43%	0,90 p.p	99,74%	0,59 p.p	100,33%	99,43%	0,90 p.p
Perdas de Energia (12 meses)*	12,54%	12,42%	0,12 p.p	12,55%	-0,01 p.p	12,54%	12,42%	0,12 p.p
Nº de Consumidores Totais*	3.465.301	3.311.067	4,7%	3.427.439	1,1%	3.465.301	3.311.067	4,7%
Nº de Colaboradores (Próprios)	1.281	1.298	-1,3%	1.281	-	1.281	1.298	-1,3%
MWh/Colaborador*	2.079	1.911	8,8%	2.044	1,7%	6.163	5.554	11,0%
MWh/Consumidor*	0,77	0,75	2,7%	0,76	1,3%	2,31	2,20	5,0%
PMSO (4)/Consumidor*	30,77	31,23	-1,5%	31,37	-1,9%	93,86	95,60	-1,8%
Consumidor/Colaborador*	2.705	2.551	6,0%	2.676	1,1%	2.705	2.551	6,0%

(1) Variação entre 3T13 e 2T13 e (2) Variação entre os 9M13 e 9M12

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

* Valores não auditados pelos auditores independentes

Comentário Sobre o Comportamento das Projeções Empresariais

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 3,5 milhões de unidades consumidoras, e envolve uma população de mais 8,8 milhões de habitantes.

DADOS GERAIS*

	3T13	3T12	Var. %
Área de Concessão (km ²)	148.921	148.921	-
Municípios (Qte.)	184	184	-
Habitantes (Qte.) (1)	8.778.576	8.669.844	1,3%
Consumidores (Unid.)	3.465.301	3.311.067	4,7%
Linhas de Distribuição (Km)	130.966	128.259	2,1%
Linhas de Transmissão (Km)	4.677	4.628	1,1%
Subestações (Unid.)	106	102	3,9%
Volume de Energia 12 meses (GWh)	10.471	9.616	8,9%
Posição no Nordeste em Volume de Energia	3ª	3ª	-
Marketshare no Brasil - Nº de Clientes (2)	4,69%	4,63%	0,06 p.p
Marketshare no Brasil - Volume de Energia (2)	2,29%	2,17%	0,12 p.p

(1) Fonte: IBGE Estimativa 2013

(2) O número de consumidores Brasil está estimado



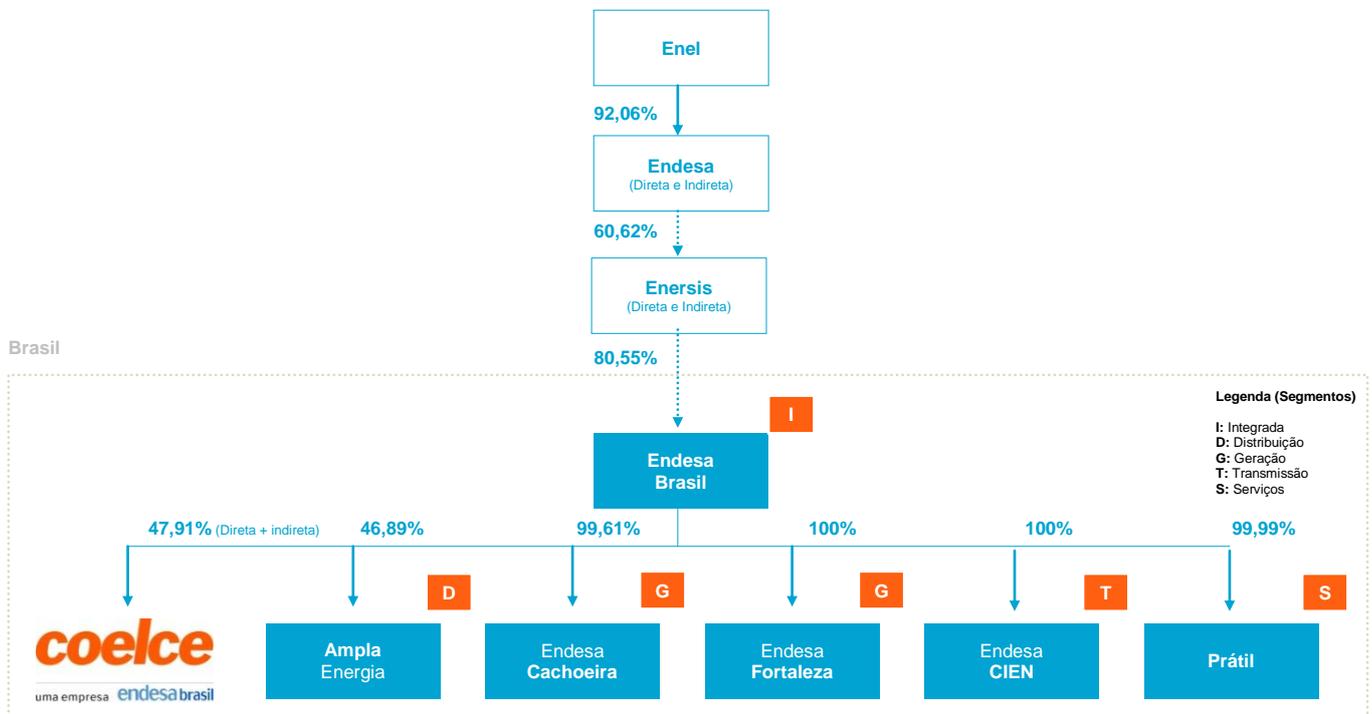
Estrutura de Controle e Organograma Societário Simplificado

Sociedade anônima de capital aberto, a Companhia é controlada pela Endesa Brasil, por meio da *holding* Investluz que detém 56,6% do capital total e 91,7% do capital votante, enquanto que a Endesa Brasil detém, diretamente, 2,3% do capital total. Desta forma, a Endesa Brasil detém, direta e indiretamente, 47,9% do capital votante da Coelce. O restante das ações pertence a pessoas físicas, investidores institucionais nacionais e estrangeiros, fundos de pensão, clubes e fundos de investimentos, bem como outras pessoas jurídicas, sendo negociado na BM&FBovespa.

ESTRUTURA DE CONTROLE (EM 30/09/2013)

	ON (1)	%	PNA	PNB	PN	%	TOTAL	%
Controladores	44.061.433	91,7%	1.770.000	-	1.770.000	5,9%	45.831.433	58,9%
Investluz	44.061.433	91,7%	-	-	-	-	44.061.433	56,6%
Endesa Brasil	-	-	1.770.000	-	1.770.000	5,9%	1.770.000	2,3%
Não Controladores	4.006.504	8,3%	26.482.700	1.534.662	28.017.362	94,1%	32.023.866	41,1%
Eletrobras	-	-	3.967.756	1.531.141	5.498.897	18,5%	5.498.897	7,1%
Fundos de Pensão	921.603	1,9%	4.299.013	-	4.299.013	14,4%	5.220.616	6,7%
Fundos e Clubes de Investimentos	2.082.260	4,3%	11.392.551	24	11.392.575	38,2%	13.474.835	17,3%
Pessoas Físicas	956.959	2,0%	5.606.250	777	5.607.027	18,8%	6.563.986	8,4%
Outros	45.682	0,1%	1.217.130	2.720	1.219.850	4,2%	1.265.532	1,6%
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 Sobre o Comportamento das Projeções Empresariais

DESEMPENHO OPERACIONAL

Mercado de Energia

Crescimento de Mercado

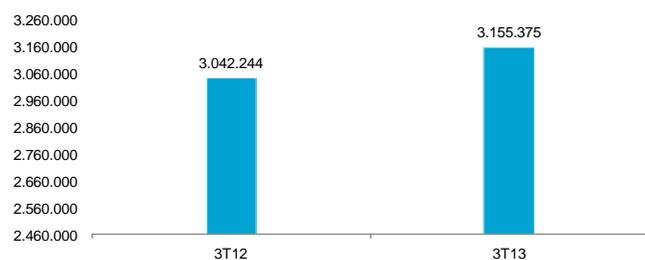
NÚMERO DE CONSUMIDORES (UNIDADES)*

	3T13	3T12	Var. %	2T13	Var. % (1)	9M13	9M12	Var. % (2)
Mercado Cativo	3.155.307	3.042.200	3,7%	3.122.855	1,0%	3.155.307	3.042.200	3,7%
Residencial - Convencional	1.267.617	1.207.665	5,0%	1.248.580	1,5%	1.267.617	1.207.665	5,0%
Residencial - Baixa Renda	1.215.730	1.201.493	1,2%	1.222.489	-0,6%	1.215.730	1.201.493	1,2%
Industrial	5.995	5.846	2,5%	5.920	1,3%	5.995	5.846	2,5%
Comercial	171.664	168.169	2,1%	170.052	0,9%	171.664	168.169	2,1%
Rural	450.896	416.473	8,3%	432.778	4,2%	450.896	416.473	8,3%
Setor Público	43.405	42.554	2,0%	43.036	0,9%	43.405	42.554	2,0%
Cientes Livres	66	42	57,1%	61	8,2%	66	42	57,1%
Industrial	36	34	5,9%	35	2,9%	36	34	5,9%
Comercial	30	8	275,0%	26	15,4%	30	8	275,0%
Revenda	2	2	-	2	-	2	2	-
Subtotal - Consumidores Efetivos	3.155.375	3.042.244	3,7%	3.122.918	1,0%	3.155.375	3.042.244	3,7%
Consumo Próprio	378	232	62,9%	383	-1,3%	378	232	62,9%
Consumidores Ativos sem Fornecimento	309.548	268.591	15,2%	304.138	1,8%	309.548	268.591	15,2%
Total - Número de Consumidores	3.465.301	3.311.067	4,7%	3.427.439	1,1%	3.465.301	3.311.067	4,7%

(1) Variação entre 3T13 e 2T13 e (2) Variação entre os 9M13 e 9M12

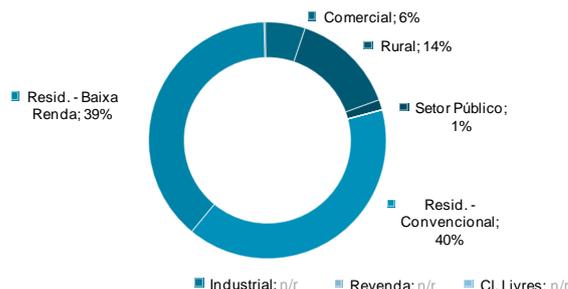
Número de Consumidores Efetivos (Unidades)*

Evolução 3T12 - 3T13



Número de Consumidores Efetivos (Unidades)*

Posição Final em set/13



A Coelce encerrou o 3T13 com 3.465.301 unidades consumidoras* ("consumidores"), 4,7% superior ao número de consumidores registrado ao final do 3T12. Esse crescimento representa um acréscimo de 154.234 novos consumidores* à base comercial da Companhia. O acréscimo observado entre os períodos analisados está concentrado na classe residencial (convencional e baixa renda, conjuntamente) e rural, com mais 74.189 e 34.423 novos consumidores*, respectivamente.

Essa evolução representa, em essência, o crescimento vegetativo do mercado cativo da Coelce, impulsionado pelo elevado crescimento econômico do Estado do Ceará. Nos últimos 12 meses, os investimentos para conexão de novos clientes à rede da Companhia e os investimentos realizados no Programa Luz para Todos (PLPT) totalizaram, juntos, o montante de R\$ 135 milhões*.

Em termos de consumidores efetivos, a Companhia encerrou o 3T13 com 3.155.375 consumidores*, um incremento de 3,7% em relação ao 3T12. Os consumidores efetivos representam o total dos consumidores excluindo-se as unidades de consumo próprio e os consumidores ativos sem fornecimento.

A Companhia fechou o 3T13 com 66 clientes livres*, um acréscimo de 24 novos clientes*, que representa um incremento de 57,1% em relação ao número registrado no fechamento do 3T12.

Venda de Energia na Área de Concessão

VENDA E TRANSPORTE DE ENERGIA (GWH)*

	3T13	3T12	Var. %	2T13	Var. % (1)	9M13	9M12	Var. % (2)
Mercado Cativo	2.319	2.174	6,7%	2.282	1,6%	6.892	6.392	7,8%
Cientes Livres	345	307	12,4%	335	3,0%	999	846	18,1%
Total - Venda e Transporte de Energia	2.664	2.481	7,4%	2.617	1,8%	7.891	7.238	9,0%

(1) Variação entre 3T13 e 2T13 e (2) Variação entre os 9M13 e 9M12

O volume total de venda e transporte de energia na área de concessão da Coelce no 3T13 foi de 2.664 GWh*, o que representa um incremento de 7,4% (+183 GWh) em relação ao 3T12, cujo volume foi de 2.481 GWh*. Este crescimento é o efeito combinado de (i) uma evolução observada no mercado cativo da Companhia de 6,7% (+145 GWh) no 3T13 em relação ao 3T12 (2.319 GWh* vs. 2.174 GWh*), e (ii) um maior volume de energia transportada para os

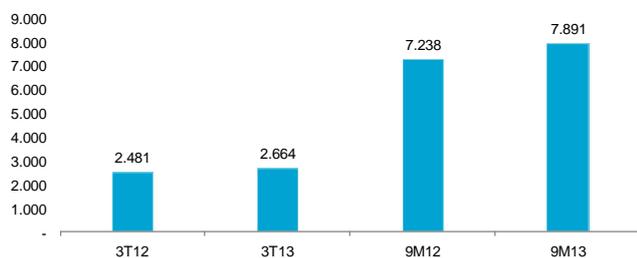
* Valores não auditados pelos auditores independentes

Comentário Sobre o Comportamento das Projeções Empresariais

clientes livres, cujo montante, no 3T13, de 345 GWh*, foi 12,4% superior ao registrado no 3T12, de 307 GWh* (+38 GWh). Essa energia (transportada) gera uma receita para a Coelce através da TUSD – Tarifa do Uso do Sistema de Distribuição.

Venda e Transporte de Energia (GWh)*

Evolução 3T12 - 3T13 e 9M12 - 9M13



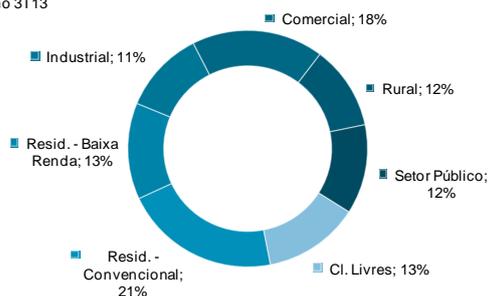
Evolução Anual do Consumo de Energia por Classe (GWh)*

Evolução 3T12 - 3T13



Venda e Transporte de Energia (GWh)*

Volume Total no 3T13



Mercado Cativo

VENDA DE ENERGIA NO MERCADO CATIVO (GWH)*

	3T13	3T12	Var. %	2T13	Var. % (1)	9M13	9M12	Var. % (2)
Residencial - Convencional	563	496	13,5%	565	-0,4%	1.688	1.501	12,5%
Residencial - Baixa Renda	351	322	9,0%	356	-1,4%	1.065	951	12,0%
Industrial	300	295	1,7%	283	6,0%	856	893	-4,1%
Comercial	474	451	5,1%	485	-2,3%	1.439	1.350	6,6%
Rural	305	296	3,0%	264	15,5%	868	772	12,4%
Setor Público	326	314	3,8%	329	-0,9%	976	925	5,5%
Total - Venda de Energia no Mercado Cativo	2.319	2.174	6,7%	2.282	1,6%	6.892	6.392	7,8%

(1) Variação entre 3T13 e 2T13 e (2) Variação entre os 9M13 e 9M12

O mercado cativo da Companhia apresentou uma evolução de 6,7% no 3T13 quando comparado ao 3T12. Os principais fatores que ocasionaram essa evolução no consumo foram (i) o crescimento vegetativo do mercado cativo, de 3,7%, que adicionou mais 113.107 novos consumidores* à base comercial cativa da Companhia, e o (ii) incremento da venda de energia per capita no mercado cativo, de 2,8% (conforme quadro abaixo).

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

	3T13	3T12	Var. %	2T13	Var. % (1)	9M13	9M12	Var. % (2)
Residencial - Convencional	444	411	8,0%	453	-2,0%	1.332	1.243	7,2%
Residencial - Baixa Renda	289	268	7,8%	291	-0,7%	876	792	10,6%
Industrial	50.042	50.462	-0,8%	47.804	4,7%	142.786	152.754	-6,5%
Comercial	2.761	2.682	2,9%	2.852	-3,2%	8.383	8.028	4,4%
Rural	676	711	-4,9%	610	10,8%	1.925	1.854	3,8%
Setor Público	7.511	7.379	1,8%	7.645	-1,8%	22.486	21.737	3,4%
Total - Venda per Capita no Mercado Cativo	735	715	2,8%	731	0,5%	2.184	2.101	4,0%

(1) Variação entre 3T13 e 2T13 e (2) Variação entre os 9M13 e 9M12

A venda de energia per capita no mercado cativo no 3T13 foi de 735* KWh/consumidor, representando um incremento de 2,8% em relação à observada no 3T12. 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 8,2%, ocasionada, principalmente, (i) pela pequena elevação da temperatura média no 3T13 quando comparada ao 3T12 (combinado com o fato de que os equipamentos de ar condicionado atingiram uma elevada penetração nas residências dos consumidores no Nordeste em 2013**), (ii) pelo estímulo oferecido pelo Governo Federal para a aquisição de equipamentos eletrodomésticos (que aumentaram as vendas dos referidos equipamentos em 18%** no ano de 2012 em relação ao ano de 2011, impactando o resultado de 2013) e pela (iii) facilidade de acesso ao crédito.

* Valores não auditados pelos auditores independentes

Comentário Sobre o Comportamento das Projeções Empresariais

(ii) rural: redução de 4,9% está relacionada ao maior volume de chuvas no 3T13 quando comparado ao 3T12, dessa forma, o acionamento dos equipamentos de irrigação foi menor ao comparar os períodos.

(iii) industrial: a redução observada de 0,8% reflete, basicamente, a transferência de 2 clientes industriais com elevado padrão de consumo do mercado cativo para o mercado livre.

Clientes Livres

TRANSPORTE DE ENERGIA PARA OS CLIENTES LIVRES (GWH)*

	3T13	3T12	Var. %	2T13	Var. % (1)	9M13	9M12	Var. % (2)
Industrial	322	296	8,8%	316	1,9%	941	813	15,7%
Comercial	23	11	109,1%	19	21,1%	58	33	75,8%
Total - Transporte de Energia para os Clientes Livres*	345	307	12,4%	335	3,0%	999	846	18,1%

(1) Variação entre 3T13 e 2T13 e (2) Variação entre os 9M13 e 9M12

O transporte de energia para os clientes livres na área de concessão da Companhia no 3T13 foi de 345 GWh*, o que representa um incremento de 12,4% (+38 GWh) em relação ao 3T12, tendo em vista, basicamente, (i) o crescimento de 57,1%* do número de clientes livres de 42*, no 3T12, para 66*, no 3T13 (mais 24 novos clientes*), compensado, parcialmente, por uma (ii) redução de 28,5% no transporte de energia per capita aos clientes livres os períodos comparados, conforme quadro abaixo.

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

	3T13	3T12	Var. %	2T13	Var. % (1)	9M13	9M12	Var. % (2)
Industrial	8.944	8.706	2,7%	9.029	-0,9%	26.139	23.912	9,3%
Comercial	767	1.375	-44,2%	731	4,9%	1.933	4.125	-53,1%
Média - Transporte per capita p/ Clientes Livres*	5.227	7.310	-28,5%	5.492	-4,8%	15.136	20.143	-24,9%

(1) Variação entre 3T13 e 2T13 e (2) Variação entre os 9M13 e 9M12

A redução no transporte de energia per capita aos clientes livres, de 28,5%* no 3T13 em relação ao 3T12 foi fruto, principalmente, da migração de clientes do mercado cativo para o mercado livre (sendo 2 industriais e 22 comerciais). Os novos clientes livres comerciais apresentaram um padrão médio de consumo inferior em 61,3% ao dos clientes comerciais que já se encontravam no mercado livre da Companhia no 3T12, o que justifica essa redução do transporte de energia per capita desta classe no 3T13 em relação ao 3T12.

Balanco Energético

BALANÇO DE ENERGIA*

	3T13	3T12	Var. %	2T13	Var. % (1)	9M13	9M12	Var. % (2)
Demanda máxima de energia (MW)	1.834	1.698	8,0%	1.756	4,4%	1.834	1.698	8,0%
Energia requerida (GWh)	3.090	2.881	7,3%	2.946	4,9%	8.995	8.293	8,5%
Energia distribuída (GWh)	2.695	2.512	7,3%	2.591	4,0%	7.884	7.265	8,5%
Residencial - Convencional	566	499	13,4%	559	1,3%	1.688	1.504	12,2%
Residencial - Baixa Renda	355	320	10,9%	344	3,2%	1.053	938	12,3%
Industrial	303	300	1,0%	281	7,8%	854	893	-4,4%
Comercial	481	455	5,7%	479	0,4%	1.435	1.352	6,1%
Rural	307	307	-	265	15,8%	862	780	10,5%
Setor Público	333	318	4,7%	322	3,4%	975	932	4,6%
Clientes Livres	345	307	12,4%	335	3,0%	999	846	18,1%
Revenda	2	3	-33,3%	2	-	8	10	-20,0%
Consumo Próprio	3	3	-	4	-25,0%	10	10	-
Perdas na Distribuição - Sistema Coelce (GWh)	395	369	7,0%	355	11,3%	1.111	1.028	8,1%
Perdas na Distribuição - Sistema Coelce (%)	12,78%	12,81%	-0,03 p.p	12,05%	0,73 p.p	12,35%	12,40%	-0,05 p.p

(1) Variação entre 3T13 e 2T13 e (2) Variação entre os 9M13 e 9M12

A energia total requerida pelo sistema da Coelce no 3T13 foi de 3.090 GWh*, um percentual 7,3% superior ao registrado no 3T12 (2.881 GWh*). Da mesma forma a energia efetivamente distribuída pelo sistema apresentou um incremento de 7,3% (2.695 GWh* versus 2.512 GWh*).

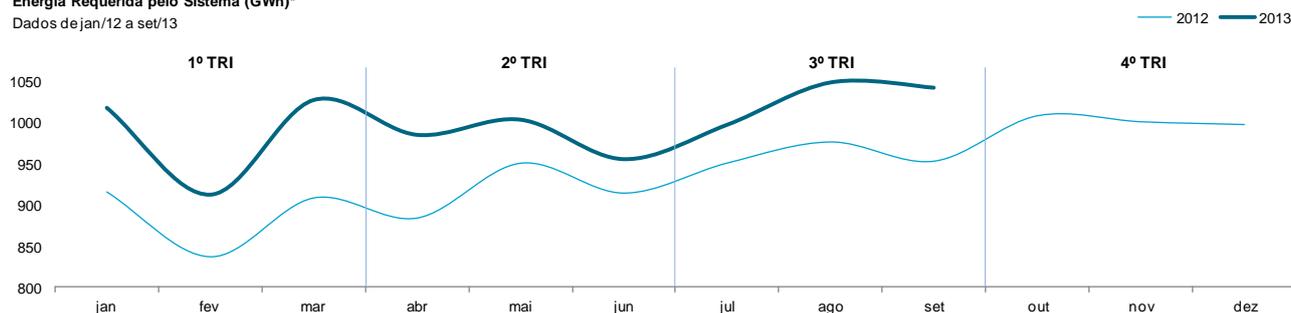
* Valores não auditados pelos auditores independentes

Comentário Sobre o Comportamento das Projeções Empresariais

Sazonalidade

Energia Requerida pelo Sistema (GWh)*

Dados de jan/12 a set/13



Compra de Energia

COMPRA DE ENERGIA (GWH)*

	3T13	3T12	Var. %	2T13	Var. % (1)	9M13	9M12	Var. % (2)
Central Geradora Termelétrica Fortaleza - CGTF	678	676	0,3%	671	1,0%	2.012	2.014	-0,1%
Centrais Elétricas - FURNAS	341	435	-21,6%	337	1,2%	1.009	1.178	-14,3%
Companhia Hidroelétrica do São Francisco - CHESF	397	303	31,0%	393	1,0%	1.177	816	44,2%
Companhia Energética de São Paulo - CESP	141	179	-21,2%	141	-	412	482	-14,5%
Eletronorte	95	127	-25,2%	92	3,3%	275	342	-19,6%
COPEL	61	125	-51,2%	60	1,7%	180	335	-46,3%
CEMIG	112	97	15,5%	109	2,8%	328	263	24,7%
PROINFA	58	55	5,5%	53	9,4%	163	157	3,8%
Outros	819	685	19,6%	778	5,3%	2.349	1.877	25,1%
Total - Compra de Energia s/ CCEE	2.702	2.682	0,7%	2.634	2,6%	7.905	7.464	5,9%
Liquidação na CCEE	78	(80)	-197,5%	20	290,0%	198	103	92,2%
Total - Compra de Energia	2.780	2.602	6,8%	2.654	4,7%	8.103	7.567	7,1%
Energia Distribuída								
Wobben e Energyworks	15	15	-	7	114,3%	32	31	3,2%
Total - Compra de Energia c/ Energia Distribuída	2.795	2.617	6,8%	2.661	5,0%	8.135	7.598	7,1%

(1) Variação entre 3T13 e 2T13 e (2) Variação entre os 9M13 e 9M12

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 totalizaram, no 3T13, o montante de 2.795 GWh* para atender a energia demandada pelo sistema da Coelce. Esse montante representa um acréscimo de 6,8% (+178 GWh) em relação ao 3T12, que foi de 2.617 GWh*, ocasionado pela evolução do consumo no mercado cativo da Companhia.

Comentário Sobre o Comportamento das Projeções Empresariais

Inputs e Outputs do Sistema

INPUTS E OUTPUTS DO SISTEMA (GWH)*

	3T13	3T12	Var. %	2T13	Var. % (1)	9M13	9M12	Var. % (2)
Totais - Inputs	2.780	2.602	6,8%	2.654	4,7%	8.103	7.567	7,1%
Compra de Energia	2.780	2.602	6,8%	2.654	4,7%	8.103	7.567	7,1%
Contratos	2.702	2.682	0,7%	2.634	2,6%	7.905	7.464	5,9%
CGTF	678	676	0,3%	671	1,0%	2.012	2.014	-0,1%
FURNAS	341	435	-21,6%	337	1,2%	1.009	1.178	-14,3%
CHESF	397	303	31,0%	393	1,0%	1.177	816	44,2%
CESP	141	179	-21,2%	141	-	412	482	-14,5%
Eletronorte	95	127	-25,2%	92	3,3%	275	342	-19,6%
COPEL	61	125	-51,2%	60	1,7%	180	335	-46,3%
CEMIG	112	97	15,5%	109	2,8%	328	263	24,7%
PROINFA	58	55	5,5%	53	9,4%	163	157	3,8%
Outros	819	685	19,6%	778	5,3%	2.349	1.877	25,1%
Liquidação CCEE	78	(80)	-197,5%	20	290,0%	198	103	92,2%
Totais - Outputs	2.780	2.602	6,8%	2.654	4,7%	8.103	7.567	7,1%
Perdas na Transmissão + Energia Não Faturada	37	31	19,4%	45	-17,8%	115	130	-11,5%
Energia Distribuída - Mercado Cativo	2.348	2.202	6,6%	2.254	4,2%	6.877	6.409	7,3%
Residencial - Convencional	566	499	13,4%	559	1,3%	1.688	1.504	12,2%
Residencial - Baixa Renda	355	320	10,9%	344	3,2%	1.053	938	12,3%
Industrial	303	300	1,0%	281	7,8%	854	893	-4,4%
Comercial	481	455	5,7%	479	0,4%	1.435	1.352	6,1%
Rural	307	307	-	265	15,8%	862	780	10,5%
Setor Público	333	318	4,7%	322	3,4%	975	932	4,6%
Consumo Próprio	3	3	-	4	-25,0%	10	10	-
Perdas na Distribuição - Sistema Coelce	395	369	7,0%	355	11,3%	1.111	1.028	8,1%

(1) Variação entre 3T13 e 2T13 e (2) Variação entre os 9M13 e 9M12

Indicadores Operacionais

INDICADORES OPERACIONAIS E DE PRODUTIVIDADE*

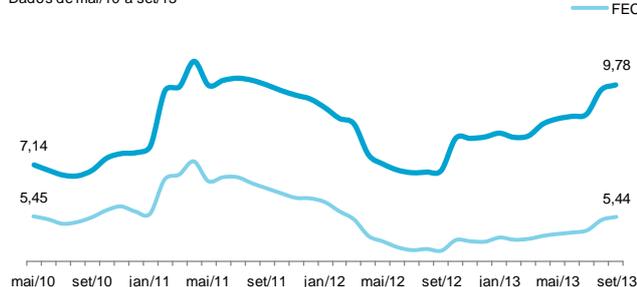
	3T13	3T12	Var. %	2T13	Var. % (1)	9M13	9M12	Var. % (2)
DEC 12 meses (horas)	9,78	6,95	40,7%	8,74	11,9%	9,78	6,95	40,7%
FEC 12 meses (vezes)	5,44	4,32	25,9%	4,92	10,6%	5,44	4,32	25,9%
Perdas de Energia 12 meses (%)	12,54%	12,42%	0,12 p.p	12,55%	-0,01 p.p	12,54%	12,42%	0,12 p.p
Índice de Arrecadação 12 meses (%)	100,33%	99,43%	0,90 p.p	99,74%	0,59 p.p	100,33%	99,43%	0,90 p.p
MWh/Colaborador	2.079	1.911	8,8%	2.044	1,7%	6.163	5.554	11,0%
MWh/Consumidor	0,77	0,75	2,7%	0,76	1,3%	2,31	2,20	5,0%
PMSO (2)/Consumidor	30,77	31,23	-1,5%	31,37	-1,9%	93,86	95,60	-1,8%

(1) Variação entre 3T13 e 2T13 e (2) Variação entre os 9M13 e 9M12

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

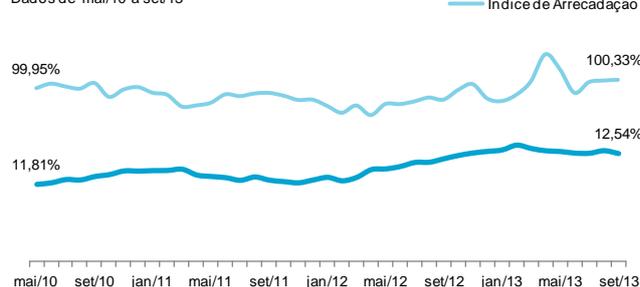
Evolução do DEC (Horas) e FEC (Vezes) TAM*

Dados de mai/10 a set/13



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

Dados de mai/10 a set/13



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).

* Valores não auditados pelos auditores independentes

Comentário Sobre o Comportamento das Projeções Empresariais

A Coelce encerrou o 3T13 com DEC de 9,78 horas*, índice que apresenta um incremento de 40,7% em relação ao registrado no 3T12, de 6,95 horas*. O FEC alcançou o patamar de 5,44 vezes*, o que representa um incremento de 25,9% em relação ao 3T12, que fechou em 4,32 vezes*. A Coelce investiu R\$ 26 milhões* em qualidade do sistema nos últimos 12 meses.

A trajetória descendente dos indicadores de qualidade foi impactada pela ocorrência de dois "apagões" que atingiram a região Nordeste do país: (i) no final de outubro de 2012, segundo o Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), o apagão foi causado por um curto-circuito na linha de transmissão Colinas-Imperatriz (MA), que faz parte da interligação entre os sistemas Sul/Sudeste/Centro-Oeste e Norte/Nordeste. Esse evento impactou em +9,05 horas e +0,34 vezes o DEC e FEC de outubro de 2012, respectivamente; e (ii) no dia 28 de agosto de 2013, o a região Nordeste foi isolada 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) que resultaram nos desligamentos de duas linhas de transmissão de 500 quilovolts (kV), segundo o ONS. O impacto 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) alcançaram o valor de 12,54%* no 3T13, um incremento de 0,12 p.p. em relação às perdas registradas no 3T12, de 12,42%*. Essa variação é o resultado do aumento das temperaturas observadas no 3T13 em relação ao 3T12. Nos últimos 12 meses, foram investidos R\$ 27 milhões* no combate às perdas.

Em relação ao índice de arrecadação TAM (valores arrecadados sobre valores faturados, em 12 meses), o mesmo encerrou o 3T13 em 100,33%*, percentual superior (0,90 p.p.) em relação ao encerramento do 3T12, de 99,43%*.

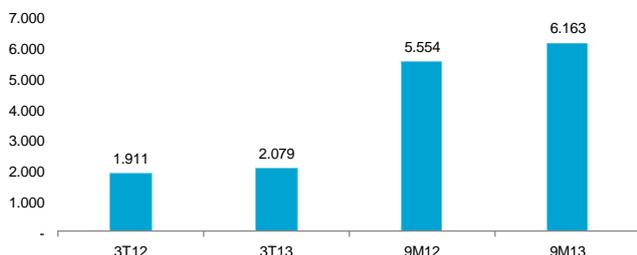
Produtividade

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).

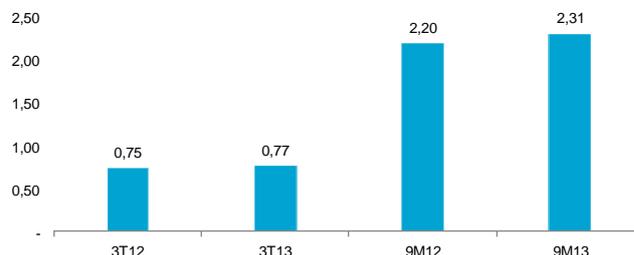
A Coelce encerrou o 3T13 com o indicador de MWh/colaborador de 2.079*, índice 8,8% superior que o do 3T12, de 1.911*. O indicador de MWh/cliente alcançou o patamar de 0,77*, índice 2,7% superior que o do 3T12, de 0,75*.

O indicador PMSO/consumidor, que busca avaliar a eficiência de custos pela base comercial da Companhia, alcançou o valor de R\$ 30,77/consumidor no 3T13, o que representa uma redução de 1,5% em relação ao mesmo período do ano anterior, que fechou em R\$ 31,23/consumidor.

Indicador de Produtividade - MWh/Colaborador*
Evolução 3T12 - 3T13 e 9M12 - 9M13



Indicador de Produtividade - MWh/Consumidor*
Evolução 3T12 - 3T13 e 9M12 - 9M13



DESEMPENHO ECONÔMICO-FINANCEIRO

Resultado

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

	3T13	3T12	Var. %	2T13	Var. % (1)	9M13	9M12	Var. % (2)
Receita Operacional Bruta	921.639	986.376	-6,6%	904.353	1,9%	2.720.656	2.967.886	-8,3%
Deduções à Receita Operacional	(213.977)	(265.724)	-19,5%	(206.294)	3,7%	(655.029)	(840.656)	-22,1%
Receita Operacional Líquida	707.662	720.652	-1,8%	698.059	1,4%	2.065.627	2.127.230	-2,9%
Custos do Serviço e Despesas Operacionais	(691.471)	(586.903)	17,8%	(597.328)	15,8%	(1.849.194)	(1.672.359)	10,6%
EBITDA(3)*	66.140	162.481	-59,3%	129.399	-48,9%	323.706	540.267	-40,1%
Margem EBITDA*	9,35%	22,55%	-13,20 p.p	18,54%	-9,19 p.p	15,67%	25,40%	-9,73 p.p
EBIT(4)*	16.191	133.749	-87,9%	100.731	-83,9%	216.433	454.871	-52,4%
Margem EBIT*	2,29%	18,56%	-16,27 p.p	14,43%	-12,14 p.p	10,48%	21,38%	-10,90 p.p
Resultado Financeiro	(2.277)	(31.991)	-92,9%	(19.273)	-88,2%	(41.355)	(67.042)	-38,3%
Imposto de Renda, Contribuição Social e Outros	(1.185)	(25.851)	-95,4%	(6.225)	-81,0%	(24.474)	(105.913)	-76,9%
Lucro Líquido	12.729	75.907	-83,2%	75.233	-83,1%	150.604	281.916	-46,6%
Margem Líquida	1,80%	10,53%	-8,73 p.p	10,78%	-8,98 p.p	7,29%	13,25%	-5,96 p.p
Lucro por Ação (R\$/ação)	0,16	0,97	-83,5%	0,97	-83,5%	1,93	3,62	-46,7%

(1) Variação entre 3T13 e 2T13 e (2) Variação entre os 9M13 e 9M12

(3) EBITDA: EBIT + Depreciações e Amortizações

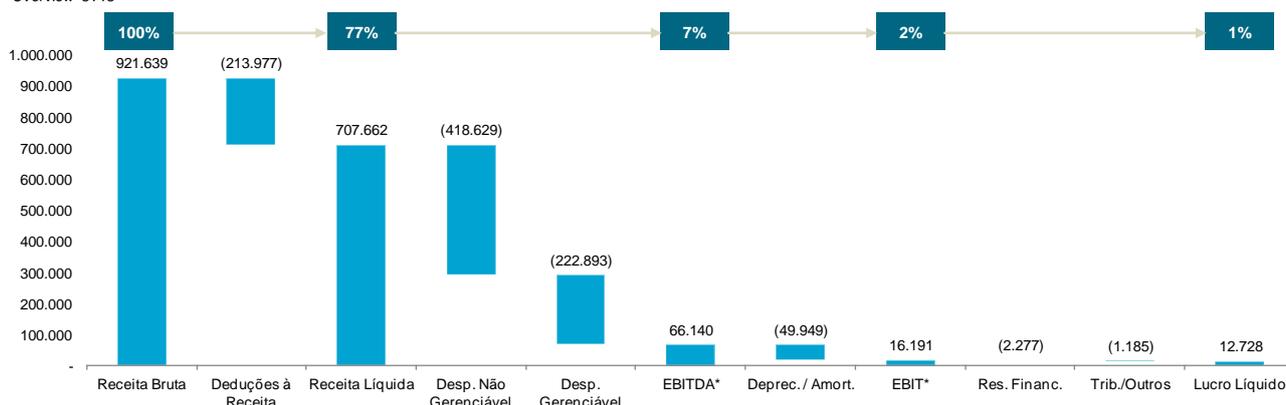
(4) EBIT: Resultado Antes do Resultado Financeiro e dos Tributos e PMSO (Pessoal, Material, Serviços e Outros)

Comentário Sobre o Comportamento das Projeções Empresariais

Overview

Principais Contas do Resultado (R\$ Mil)

Overview 3T13



Receita Operacional Bruta

RECEITA OPERACIONAL BRUTA (R\$ MIL)

	3T13	3T12	Var. %	2T13	Var. % (1)	9M13	9M12	Var. % (2)
Fornecimento de Energia Elétrica	744.691	830.940	-10,4%	729.897	2,0%	2.223.938	2.497.849	-11,0%
Subsídio Baixa Renda	45.777	52.055	-12,1%	46.302	-1,1%	143.762	202.056	-28,9%
Subvenção CDE - Desconto Tarifário	35.036	-	-	35.036	-	88.236	-	-
Fornecimento de Energia Elétrica - Mercado Cativo	825.504	882.995	-6,5%	811.235	1,8%	2.455.936	2.699.905	-9,0%
Suprimento de Energia Elétrica	(2.881)	14.710	-119,6%	2.881	-200,0%	1.891	25.503	-92,6%
Receita pela Disponibilidade da Rede Elétrica	19.253	28.705	-32,9%	20.296	-5,1%	64.376	89.760	-28,3%
Receita Operacional IFRIC-12	69.143	39.699	74,2%	58.419	18,4%	165.298	108.635	52,2%
Outras Receitas	10.620	20.267	-47,6%	11.522	-7,8%	33.155	44.083	-24,8%
Total - Receita Operacional Bruta	921.639	986.376	-6,6%	904.353	1,9%	2.720.656	2.967.886	-8,3%

(1) Variação entre 3T13 e 2T13 e (2) Variação entre os 9M13 e 9M12

A receita operacional bruta da Coelce alcançou, no 3T13, R\$ 922 milhões, uma redução de 6,6% em relação ao 3T12, de R\$ 986 milhões (-R\$ 64 milhões). Essa redução é, basicamente, o efeito líquido dos seguintes fatores:

- Redução de 6,5% (R\$ 826 milhões versus R\$ 883 milhões) na receita pelo fornecimento de energia elétrica para o mercado cativo (-R\$ 57 milhões): Esta redução está associada aos seguintes fatores: (i) Revisão Tarifária Extraordinária (RTE), aplicada a partir de 24 de janeiro de 2013, em função da Lei 12.783/13, que reduziu as tarifas da Coelce e demais distribuidoras brasileiras em 20% em média; (ii) efeito do Reajuste Tarifário Anual de 2013, aplicado a partir de 22 de abril de 2013, que incrementou as tarifas da Coelce em 3,92% em média e pelo (iii) aumento de 6,7% no volume de energia vendida para o mercado cativo da Companhia (2.319 GWh no 3T13 versus 2.174 GWh no 3T12). Destaca-se, ainda, o recebimento de subvenção da CDE em função da extinção da compensação de subsídios existentes nas tarifas de determinadas classes de consumidores, ocasionada pela Lei 12.783/13. O valor contabilizado referente ao recebimento desta subvenção foi de R\$ 35 milhões no 3T13. Nos 9M13, as compensações contabilizadas nesta rubrica alcançaram o montante de R\$ 88 milhões.
- Redução de R\$ 18 milhões (-R\$ 3 milhões versus +R\$ 15 milhões) no suprimento de energia elétrica: Em função do cenário de déficit contratual involuntário (subcontratação) para as distribuidoras do país, reflexo da alocação não integral de cotas de energia em função das geradoras que não aderiram à renovação das concessões pela Lei 12.783/13, a Coelce não apresentou, no 3T13, receita relacionada à liquidação de sobras de energia no mercado de curto prazo. Além disso, no 3T13, foi efetuado ajuste da liquidação no mercado de curto prazo de períodos anteriores no valor de R\$ 2,9 milhões.
- Redução de 32,9% (R\$ 19 milhões versus R\$ 29 milhões) na receita pela disponibilidade da rede elétrica (-R\$10 milhões): A redução verificada deve-se, principalmente, aos seguintes fatores: (i) Revisão Tarifária Extraordinária (RTE), aplicada a partir de 24 de janeiro de 2013, em função da Lei 12.783/13, que reduziu a TUSD da Coelce em 21% em média e (ii) efeito do Reajuste Tarifário Anual de 2013, aplicado a partir de 22 de abril de 2013, que baixou a TUSD da Coelce em 6,69% em média.
- Aumento de 74,2% (R\$ 69 milhões versus R\$ 40 milhões) na receita operacional oriunda da aplicação do ICPC 01 – IFRIC 12 (+R\$ 29 milhões): A ICPC 01 estabelece que o concessionário de energia elétrica deve registrar e mensurar a receita dos serviços que presta de acordo com os Pronunciamentos Técnicos CPC 17 – Contratos de Construção (serviços de construção ou melhoria) e CPC 30 – Receitas (serviços de operação – fornecimento de energia elétrica), mesmo quando regidos por um único contrato de concessão. A Companhia contabiliza receitas e custos relativos a serviços de construção ou melhoria da infraestrutura utilizada na prestação dos serviços de distribuição de energia elétrica. A margem de construção adotada é estabelecida como sendo igual à zero, considerando que: (i) a atividade fim da Companhia é a distribuição de energia elétrica; (ii) toda receita de construção está relacionada com a construção de infraestrutura para o alcance da sua atividade fim, ou seja, a distribuição de energia elétrica; e (iii) a Companhia terceiriza a construção da infraestrutura com partes não relacionadas. Mensalmente, a totalidade das adições efetuadas ao ativo intangível em curso é transferida para o resultado, como custo de construção, após dedução dos recursos provenientes do ingresso de obrigações especiais. O efeito na receita operacional bruta no 3T13 foi de R\$ 69 milhões, (cujas contrapartida se encontra nas despesas operacionais, no mesmo valor, não gerando efeito algum no EBITDA e no Lucro Líquido da Companhia), um aumento de R\$ 29 milhões quando comparado com o 3T12 (de R\$ 40 milhões).

* Valores não auditados pelos auditores independentes

Comentário Sobre o Comportamento das Projeções Empresariais

Excluindo-se o efeito da receita operacional - IFRIC 12, a receita operacional bruta da Companhia, no 3T13, alcançou o montante de R\$ 852 milhões, o que representa uma redução de 9,9% em relação ao mesmo período do ano anterior, cujo montante foi de R\$ 947 milhões (-R\$ 95 milhões).

Deduções da Receita

DEDUÇÕES DA RECEITA (R\$ MIL)

	3T13	3T12	Var. %	2T13	Var. % (1)	9M13	9M12	Var. % (2)
ICMS	(173.842)	(189.054)	-8,0%	(172.966)	0,5%	(532.467)	(577.228)	-7,8%
COFINS	(25.748)	(31.175)	-17,4%	(26.395)	-2,5%	(81.206)	(107.897)	-24,7%
PIS	(5.590)	(6.738)	-17,0%	(5.730)	-2,4%	(17.630)	(23.378)	-24,6%
Quota Reserva Global de Reversão - RGR	-	(10.527)	-100,0%	6.667	-100,0%	6.667	(32.558)	-120,5%
Conta de Consumo de Combust. Fósseis - CCC	-	(15.036)	-100,0%	-	-	(5.012)	(61.688)	-91,9%
Programa de Eficiência Energética e P&D	(7.037)	(5.920)	18,9%	(6.165)	14,1%	(19.413)	(16.063)	20,9%
Encargo de Capacidade/Aquisição Emergencial/Outros	(1.760)	(7.274)	-75,8%	(1.705)	3,2%	(5.968)	(21.844)	-72,7%
Total - Deduções da Receita	(213.977)	(265.724)	-19,5%	(206.294)	3,7%	(655.029)	(840.656)	-22,1%

(1) Variação entre 3T13 e 2T13 e (2) Variação entre os 9M13 e 9M12

As deduções da receita apresentaram uma redução de 19,5% em relação ao mesmo trimestre do ano anterior, alcançando -R\$ 214 milhões no 3T13, contra -R\$ 266 milhões no 3T12 (+R\$ 52 milhões). Essa redução é o efeito, principalmente, das seguintes variações:

- Redução de 9,6% (-R\$ 205 milhões versus -R\$ 227 milhões) nos tributos ICMS/COFINS/PIS (+R\$ 22 milhões):
Esta variação reflete a redução da base de cálculo para apuração destes tributos (atrelada à receita da Companhia), em função, basicamente, da redução das tarifas pela RTE oriunda da Lei 12.783/13, a partir de 24 de janeiro de 2013. O percentual destes tributos sobre a base de cálculo continua em linha com o 3T12.
- Redução de 77,3% (-R\$ 9 milhão versus -R\$ 39 milhões) nos encargos setoriais, especialmente RGR, CCC e CDE (+R\$ 30 milhões):
A redução acima mencionada se deve, principalmente, a extinção dos encargos Reserva Global de Reversão – RGR, Conta de Consumo de Combustíveis Fósseis – CCC e a redução de 75% no encargo Conta de Desenvolvimento Energético – CDE, em função da Lei 12.783/13.

Custos e Despesas Operacionais

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

	3T13	3T12	Var. %	2T13	Var. % (1)	9M13	9M12	Var. % (2)
Custos e despesas não gerenciáveis								
Energia Elétrica Comprada para Revenda	(403.394)	(377.805)	6,8%	(406.586)	-0,8%	(1.181.407)	(1.050.097)	12,5%
Taxa de Fiscalização da ANEEL	(1.210)	(1.140)	6,1%	(1.210)	-	(3.560)	(3.421)	4,1%
Encargo do Uso da Rede Elétrica/Encargo do Sistema	(14.025)	(34.878)	-59,8%	5.362	-	(20.734)	(104.153)	-80,1%
Total - Não gerenciáveis	(418.629)	(413.823)	1,2%	(402.434)	4,0%	(1.205.701)	(1.157.671)	4,1%
Custos e despesas gerenciáveis								
Pessoal	(33.035)	(26.081)	26,7%	(35.336)	-6,5%	(101.040)	(94.513)	6,9%
Material e Serviços de Terceiros	(64.153)	(62.516)	2,6%	(58.959)	8,8%	(181.639)	(171.856)	5,7%
Depreciação e Amortização	(49.949)	(28.732)	73,8%	(28.668)	74,2%	(107.273)	(85.396)	25,6%
Custo de Desativação de Bens	(47.137)	(1.237)	-	(286)	-	(45.681)	(4.123)	-
Prov. para Créditos de Liquidação Duvidosa	(3.476)	(3.682)	-5,6%	(5.643)	-38,4%	(13.275)	(17.529)	-24,3%
Provisões para Contingências	521	(1.525)	-134,2%	467	11,6%	(4.015)	(7.895)	-49,1%
Despesa IFRIC-12 (Custo de Construção)	(69.143)	(39.699)	74,2%	(58.419)	18,4%	(165.298)	(108.635)	52,2%
Outras Despesas Operacionais	(6.470)	(9.608)	-32,7%	(8.050)	-19,6%	(25.272)	(24.741)	2,1%
Total - Gerenciáveis	(272.842)	(173.080)	57,6%	(194.894)	40,0%	(643.493)	(514.688)	25,0%
Total - Custos do Serviço e Despesa Operacional	(691.471)	(586.903)	17,8%	(597.328)	15,8%	(1.849.194)	(1.672.359)	10,6%

(1) Variação entre 3T13 e 2T13 e (2) Variação entre os 9M13 e 9M12

Os custos e despesas operacionais no 3T13 alcançaram -R\$ 691 milhões, um incremento de 17,8% em relação ao 3T12, de -R\$ 587 milhões (-R\$ 105 milhões). Este aumento é o efeito, principalmente, das seguintes variações:

Incremento de 1,2% (-R\$ 419 milhões versus -R\$ 414 milhões) nos custos e despesas não gerenciáveis (-R\$ 5 milhões), principalmente, por:

- Aumento de 6,8% (-R\$ 403 milhões versus -R\$ 378 milhões) na energia elétrica comprada para revenda (-R\$ 25 milhões):
O aumento acima mencionado se deve aos seguintes fatores: (i) incremento de 6,8% no volume de energia comprada (CCEARs e Bilaterais) entre o 3T13 e 3T12, (ii) reajuste de preço dos contratos de compra de energia vigentes ocorridos entre os períodos, (iii) a uma maior tarifa média (mix) de compra de energia, devido à entrada de novos contratos, especialmente de térmicas, que possuem uma tarifa mais elevada, (iv) aumento do custo variável pago às térmicas despachadas para garantir o nível mínimo dos reservatórios nacionais, (v) maior exposição ao mercado de curto prazo, tendo em vista o cenário de descontração involuntária, ocasionado pela redistribuição das cotas em função da Lei 12.783/13 e por projetos térmicos postergados ou cancelados, e (vi) repasse do risco hidrológico das geradoras com concessões renovadas pela Lei 12.783/13 para o consumidor final. Estes acréscimos foram parcialmente compensados pela redução das tarifas de compras de energia das concessões de geração renovadas pela Lei 12.783/13 e os itens (v) e (vi), especialmente, foram parcialmente compensados pelos repasses da CDE, em função do Decreto 7.945/13. A compensação contabilizada alcançou o montante de R\$ 6 milhões no 3T13. Nos 9M13, as compensações contabilizadas nesta rubrica alcançaram o montante de R\$ 53 milhões.
- Redução de 59,8% (-R\$ 14 milhões versus -R\$ 35 milhões) na rubrica encargo de uso/encargo de serviço do sistema – ESS (+R\$ 21 milhões):
Esta variação decorre da (i) redução do encargo de uso da rede elétrica, tendo em vista a renovação das concessões de transmissão pela Lei 12.783/13, que promoveu uma significativa redução no custo de transmissão para as distribuidoras. Esta redução foi parcialmente compensada por um (ii) incremento

Comentário Sobre o Comportamento das Projeções Empresariais

no encargo de serviço do sistema ESS, em função do maior despacho pelo ONS de usinas térmicas fora da ordem de mérito no período, tendo em vista a redução do nível dos reservatórios nacionais. O item (ii) foi compensado pelos repasses da CDE, em função do Decreto 7.945/13. A compensação contabilizada alcançou o montante de R\$ 0,4 milhão no 3T13. Nos 9M13, as compensações contabilizadas nesta rubrica alcançaram o montante de R\$ 81 milhões.

Nos 9M13, adicionalmente, foram registrados, nas rubricas de compra de energia e encargos de serviço do sistema (ESS), os repasses, via CDE, de CVAs passadas, que seriam recuperadas via tarifa, no montante de R\$ 32 milhões (sendo todo este valor registrado no 1T13).

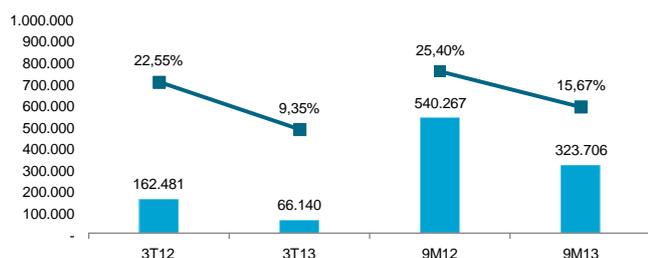
Incremento de 57,6% (-R\$ 273 milhões versus -R\$ 173 milhões) nos custos e despesas gerenciáveis (-R\$ 100 milhões), principalmente, por:

- Incremento de 26,7% (-R\$ 33 milhões versus -R\$ 26 milhões) nas despesas com pessoal (-R\$ 7 milhões):
O incremento observado nas despesas com pessoal é o reflexo, basicamente, de um menor valor de transferência para o ativo em curso em R\$ 4 milhões do 3T12 em relação ao 3T13. Excluindo-se da análise os valores transferidos para o ativo em curso, a variação na despesa de pessoal apresentou incremento de 7,9%, reflexo, principalmente, do reajuste salarial/dissídio no valor de INPC + 0,5%, aplicado no 4T12.
- Incremento de 73,8% (-R\$ 50 milhões versus -R\$ 29 milhões) na rubrica depreciação e amortização (-R\$ 21 milhões):
O acréscimo observado deve-se, principalmente, às mudanças introduzidas pela aplicação da Resolução ANEEL nº 474/2009, que modificou a estimativa de vida útil dos ativos de distribuição, ocasionando redução das taxas de depreciação. Desde dezembro de 2012, o diferencial de depreciação entre as taxas novas e antigas era calculado com base em uma estimativa fixa. Em setembro 2013, as novas taxas foram imputadas a cada ativo individualmente e foi recalculado o diferencial correto do valor da depreciação de janeiro de 2013 à setembro de 2013. Este evento gerou um ajuste na despesa de depreciação na ordem de R\$ 19 milhões.
- Incremento de R\$ 46 milhões (-R\$ 47 milhões versus -R\$ 1 milhão) na rubrica Custos de Desativação de Bens :
O aumento observado deve-se, principalmente, a dois efeitos extraordinários registrados neste trimestre: (i) ajuste de R\$ 33 milhões para adequação dos saldos contábeis dos ativos da Companhia aos seus respectivos montantes físicos e (ii) constituição de provisão no valor de R\$ 13 milhões para baixa de bens com Valor Novo de Reposição (VNR) igual a zero.
- Aumento de 74,2% (-R\$ 69 milhões versus -R\$ 40 milhões) na despesa operacional oriunda da aplicação do ICPC 01 – IFRIC 12 (-R\$ 26 milhões):
A ICPC 01 estabelece que o concessionário de energia elétrica deve registrar e mensurar a receita dos serviços que presta de acordo com os Pronunciamentos Técnicos CPC 17 – Contratos de Construção (serviços de construção ou melhoria) e CPC 30 – Receitas (serviços de operação – fornecimento de energia elétrica), mesmo quando regidos por um único contrato de concessão. A Companhia contabiliza receitas e custos relativos a serviços de construção ou melhoria da infraestrutura utilizada na prestação dos serviços de distribuição de energia elétrica. A margem de construção adotada é estabelecida como sendo igual à zero, considerando que: (i) a atividade fim da Companhia é a distribuição de energia elétrica; (ii) toda receita de construção está relacionada com a construção de infraestrutura para o alcance da sua atividade fim, ou seja, a distribuição de energia elétrica; e (iii) a Companhia terceiriza a construção da infraestrutura com partes não relacionadas. Mensalmente, a totalidade das adições efetuadas ao ativo intangível em curso é transferida para o resultado, como custo de construção, após dedução dos recursos provenientes do ingresso de obrigações especiais. O efeito na despesa operacional no 3T13 foi de -R\$ 69 milhões, (cuja contrapartida se encontra na receita operacional bruta, no mesmo valor, não gerando efeito algum no EBITDA e no Lucro Líquido da Companhia), um acréscimo de R\$ 29 milhões quando comparado com o 3T12 (de -R\$ 40 milhões).

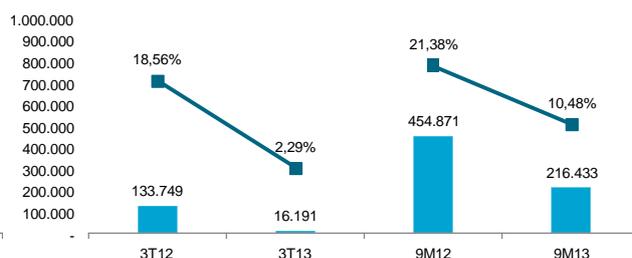
Excluindo-se o efeito do custo operacional - IFRIC 12, os custos e despesas gerenciáveis da Companhia, no 3T13, alcançaram o montante de -R\$ 204 milhões, o que representa um incremento de 52,7% em relação ao mesmo período do ano anterior, cujo montante foi de -R\$ 133 milhões (-R\$ 71 milhões).

EBITDA*

EBITDA (R\$ Mil) e Margem EBITDA (%)*
Evolução 3T12 - 3T13 e 9M12 - 9M13



EBIT (R\$ Mil) e Margem EBIT (%)*
Evolução 3T12 - 3T13 e 9M12 - 9M13



Análise da Evolução do EBITDA (R\$ Mil)*
Evolução 3T12 - 3T13

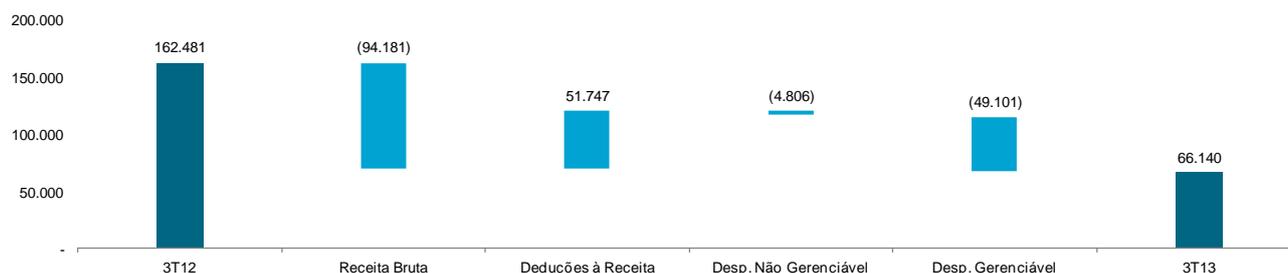


* Valores não auditados pelos auditores independentes

Comentário Sobre o Comportamento das Projeções Empresariais

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

Evolução 3T12 - 3T13



Com base nas variações expostas acima, o EBITDA da Coelce no 3T13, atingiu o montante de R\$ 66 milhões*, o que representa uma redução de 59,3% em relação ao 3T12, cujo montante foi de R\$ 162 milhões* (-R\$ 96 milhões). A margem EBITDA da Companhia no 3T13 foi de 9,35%*, refletindo um decréscimo de 13,20 p.p. em relação ao 3T12, de 22,55%*.

Excluindo-se os eventos não recorrentes relevantes registrados no 3T13 na rubrica custo de desativação de bens (R\$ 46 milhões), o EBITDA teria atingido o montante de R\$ 112 milhões, o que representaria uma redução de 30,98% em relação ao mesmo período do ano anterior. A margem EBITDA ficaria em 15,85%, 6,70 p.p. menor comparada ao 3T12.

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:

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

	3T13	3T12	Var. %	2T13	Var. % (1)	9M13	9M12	Var. % (2)
Lucro Líquido do Período	12.729	75.907	-83,2%	75.233	-83,1%	150.604	281.916	-46,6%
(+) Tributo sobre o Lucro	1.185	25.851	-95,4%	6.225	-81,0%	24.474	105.913	-76,9%
(+) Resultado Financeiro	2.277	31.991	-92,9%	19.273	-88,2%	41.355	67.042	-38,3%
(=) EBIT	16.191	133.749	-87,9%	100.731	-83,9%	216.433	454.871	-52,4%
(+) Depreciações e Amortizações	49.949	28.732	73,8%	28.668	74,2%	107.273	85.396	25,6%
(=) EBITDA	66.140	162.481	-59,3%	129.399	-48,9%	323.706	540.267	-40,1%

(1) Variação entre 3T13 e 2T13 e (2) Variação entre os 9M13 e 9M12

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 financeiro, mas também sobre a capacidade de cumprir com as obrigações passivas e de se obter recursos para as despesas de capital e para o capital de giro.

Resultado Financeiro

RESULTADO FINANCEIRO (R\$ MIL)

	3T13	3T12	Var. %	2T13	Var. % (1)	9M13	9M12	Var. % (2)
Receitas Financeiras								
Renda de Aplicações Financeiras	7.019	8.174	-14,1%	5.512	27,3%	16.282	28.196	-42,3%
Acréscimo Moratório sobre Conta de Energia	9.120	10.429	-12,6%	9.537	-4,4%	29.194	31.527	-7,4%
Receita ativo indenizável	8.256	2.132	287,2%	11.921	-30,7%	30.819	2.649	-
Outras	4.292	2.558	67,8%	2.435	76,3%	9.956	12.724	-21,8%
Total - Receitas Financeiras	28.687	23.293	23,2%	29.405	-2,4%	86.251	75.096	14,9%
Despesas financeiras								
Encargo de Dívidas	(17.802)	(18.490)	-3,7%	(17.316)	2,8%	(52.116)	(60.519)	-13,9%
Variações Monetárias	(2.423)	(6.191)	-60,9%	(6.833)	-64,5%	(19.834)	(18.630)	6,5%
IOF e IOC	(181)	(99)	82,8%	-	-	(471)	(282)	67,0%
Multas (ARCE, ANEEL e outras)	(1.833)	(19.743)	-90,7%	(15.451)	-88,1%	(25.914)	(30.810)	-15,9%
Outras	(8.725)	(10.761)	-18,9%	(9.078)	-3,9%	(29.271)	(31.897)	-8,2%
Total - Despesas Financeiras	(30.964)	(55.284)	-44,0%	(48.678)	-36,4%	(127.606)	(142.138)	-10,2%
Total - Receitas e Despesas Financeiras	(2.277)	(31.991)	-92,9%	(19.273)	-88,2%	(41.355)	(67.042)	-38,3%

(1) Variação entre 3T13 e 2T13 e (2) Variação entre os 9M13 e 9M12

O resultado financeiro da Coelce, no 3T13, ficou em -R\$ 2 milhões, apresentando uma evolução de 92,9% (+R\$ 30 milhões) em relação ao mesmo trimestre do ano anterior (-R\$ 2 milhões versus -R\$ 32 milhões). Esta evolução é o efeito líquido, basicamente, das seguintes variações:

Incremento de 23,2% (R\$ 29 milhões versus R\$ 23 milhões) nas receitas financeiras (+R\$ 6 milhões), principalmente, por:

- Incremento R\$ 6 milhões (R\$ 8 milhões versus R\$ 2 milhões) na receita do ativo indenizável:
O incremento observado se deve, basicamente, ao registro contábil de um maior ativo e receita financeira, tendo em vista a mudança de metodologia de avaliação do ativo indenizável, após a promulgação da Lei 12.783/13 que tornou definitiva a Medida Provisória nº 579 de 11 de setembro de 2012. A nova metodologia passou a ter como base o Valor Novo de Reposição – VNR.

Comentário Sobre o Comportamento das Projeções Empresariais

Redução de 44,0% (-R\$ 31 milhões versus -R\$ 55 milhões) nas despesas financeiras (+R\$ 24 milhões), principalmente, por:

- Redução de 60,9% (-R\$ 2 milhões versus -R\$ 6 milhões) em variações monetárias (+R\$ 4 milhão):
A redução é reflexo, principalmente, de: (i) redução da dívida média indexada a IPCA (R\$ 503 milhões no 3T12 versus R\$ 372 milhões no 3T13 e (ii) redução do IPCA acumulado no período (1,42% no 3T12 versus 0,62% no 3T13).
- Redução de 90,3% (-R\$ 2 milhões versus -R\$ 19 milhões) em multas (ARCE, ANEEL, etc.) (+R\$ 17 milhões):
A redução nesta rubrica deve-se ao registro no 3T12 de multas recebidas da agência reguladora estadual (ARCE), por irregularidades e/ou não conformidades identificadas na execução de alguns procedimentos operacionais.

Tributos (IR/CSLL) e Outros

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

	3T13	3T12	Var. %	2T13	Var. % (1)	9M13	9M12	Var. % (2)
IR e CSLL	(13.998)	(36.418)	-61,6%	(26.060)	-46,3%	(65.228)	(135.269)	-51,8%
Incentivo Fiscal SUDENE	15.216	13.192	15,3%	22.237	-31,6%	47.961	37.231	28,8%
Amortização do Ágio e Reversão da Provisão	(2.403)	(2.625)	-8,5%	(2.402)	0,0%	(7.207)	(7.875)	-8,5%
Total	(1.185)	(25.851)	-95,4%	(6.225)	-81,0%	(24.474)	(105.913)	-76,9%

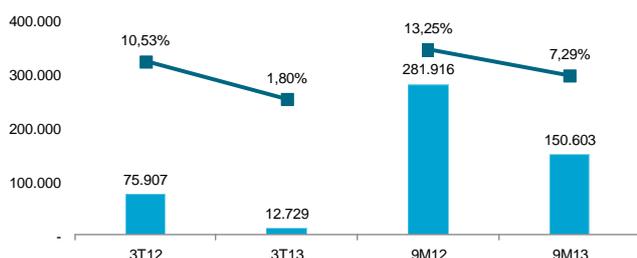
(1) Variação entre 3T13 e 2T13 e (2) Variação entre os 9M13 e 9M12

As despesas com Imposto de Renda (IR), Contribuição Social sobre o Lucro Líquido (CSLL) e Outros (Amortização do Ágio) no 3T13 registraram -R\$ 1 milhão, o que representa uma redução de 95,4% em relação ao mesmo período do ano anterior, de -R\$ 26 milhões (+R\$ 25 milhões). A variação do incentivo fiscal SUDENE é o reflexo do aumento da base de cálculo (balancete regulatório) no 3T13 em relação ao 3T12. Já a rubrica de IR e CSLL, aqui analisada levando-se em consideração a parte corrente e diferida conjuntamente, apresentou variação de acordo com a base de cálculo societária, que apresentou redução no 3T13 em relação ao 3T12.

Lucro Líquido

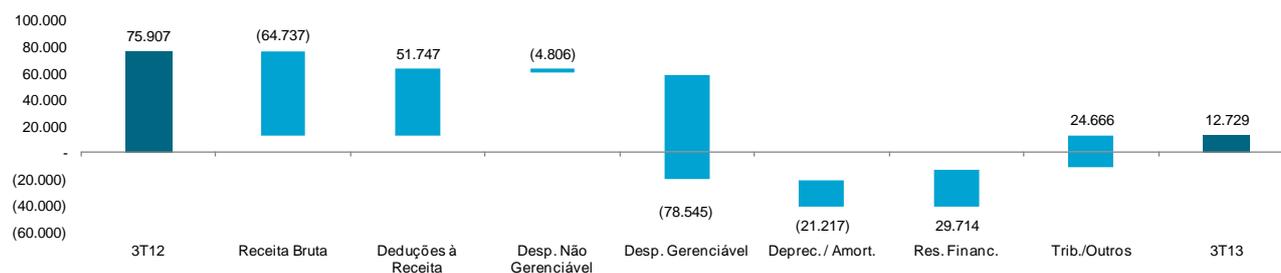
Lucro Líquido (R\$ Mil) e Margem Líquida (%)

Evolução 3T12 - 3T13 e 9M12 - 9M13



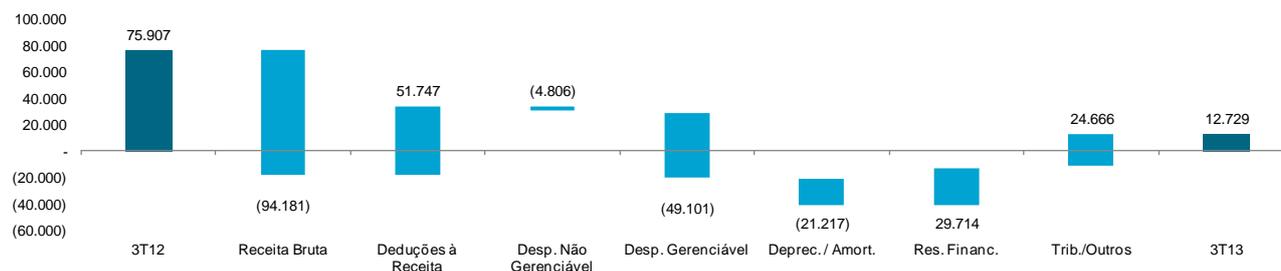
Análise da Evolução do Lucro Líquido (R\$ Mil)

Evolução 3T12 - 3T13



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

Evolução 3T12 - 3T13



Comentário Sobre o Comportamento das Projeções Empresariais

Com base nos efeitos expostos anteriormente, a Coelce registrou no 3T13 um Lucro Líquido de R\$ 13 milhões, valor 83,2% inferior ao registrado no 3T12, que foi de R\$ 76 milhões (-R\$ 63 milhões). Desta forma, a Margem Líquida no 3T13 alcançou 1,80%.

Excluindo-se os eventos não recorrentes relevantes registrados no 3T13 nas rubricas de custo de desativação de bens (R\$ 46 milhões) e de depreciação (R\$ 19 milhões), assim como seus respectivos efeitos tributários, o Lucro Líquido da Companhia teria atingido o montante de R\$ 56 milhões, o que representaria uma redução de 27% em relação ao mesmo período do ano anterior. A Margem Líquida alcançaria 8%, 3 p.p. menor comparada ao 3T12.

Endividamento

INDICADORES DE ENDEVIDAMENTO

	3T13	3T12	Var. %	2T13	Var. % (1)	9M13	9M12	Var. % (2)
Dívida bruta (R\$ mil)	938.984	969.377	-3,1%	938.724	0,0%	938.984	969.377	-3,1%
(-) Dívida Previdenciária - Balancete (R\$ mil)	12.597	23.747	-47,0%	12.555	0,3%	12.597	23.747	-47,0%
(-) Caixa, Equivalentes e Aplicações Financ. (R\$ mil)	323.930	412.523	-21,5%	331.242	-2,2%	323.930	412.523	-21,5%
Dívida líquida (R\$ mil)	602.457	533.107	13,0%	594.927	1,3%	602.457	533.107	13,0%
Dívida bruta / EBITDA(3)*	0,97	1,30	-25,4%	1,75	-44,6%	0,97	1,30	-25,4%
EBITDA(2) / Encargos de Dívida(2)*	7,36	9,13	-19,4%	7,57	-2,8%	7,36	9,13	-19,4%
Dívida bruta / (Dívida bruta + PL)	0,37	0,38	-2,6%	0,37	-	0,37	0,38	-2,6%
Dívida líquida / (Dívida líquida + PL)	0,27	0,25	8,0%	0,27	-	0,27	0,25	8,0%

(1) Variação entre 3T13 e 2T13 e (2) Variação entre os 9M13 e 9M12

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

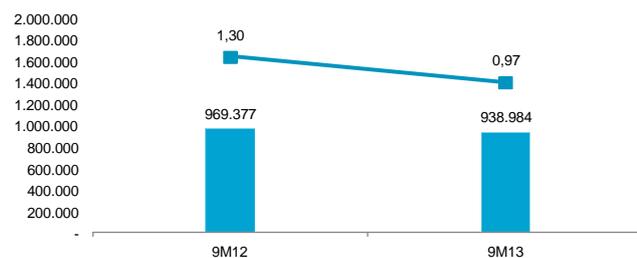
A dívida bruta da Coelce encerrou o 3T13 em R\$ 939 milhões, uma redução de 3,1% em relação ao 3T12, que foi de R\$ 969 milhões (-R\$ 30 milhões). Esta redução deve-se, basicamente, à liquidação da 2ª série da 2ª emissão de debêntures no valor de \$ 130 milhões (sendo R\$ 67 milhões realizados através de evento de resgate antecipado total), à amortização de financiamentos de R\$ 125 milhões; compensados, em parte, por captações de dívidas com o BNDES no valor de R\$ 150 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.

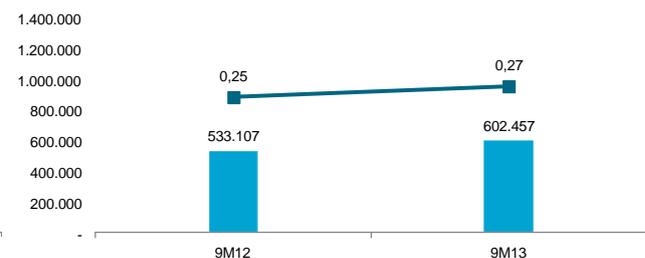
A Coelce encerrou o 3T13 com o custo da dívida médio de 9,97% a.a., ou CDI + 2,51% a.a.

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

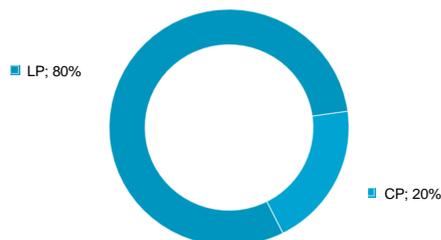
Dívida Bruta (R\$ Mil) e Dívida Bruta / EBITDA* (Veze)
Evolução 9M12 - 9M13



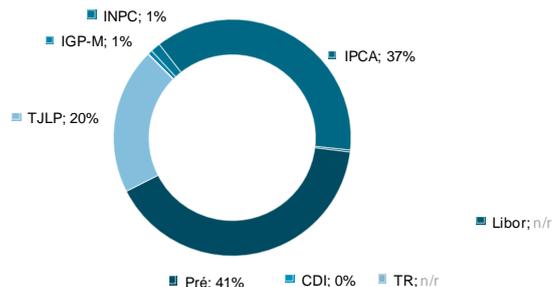
Dívida Líquida (R\$ Mil) e Alavancagem (Veze)
Evolução 9M12 - 9M13



Abertura da Dívida Bruta - CP e LP
Posição Final em set/13



Abertura da Dívida Bruta - Indexadores
Posição Final em set/13

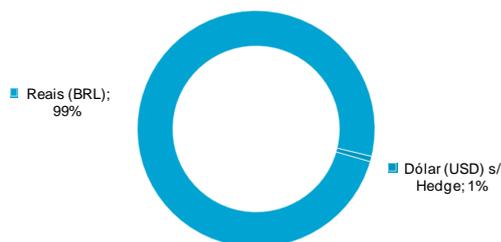


* Valores não auditados pelos auditores independentes

Comentário Sobre o Comportamento das Projeções Empresariais

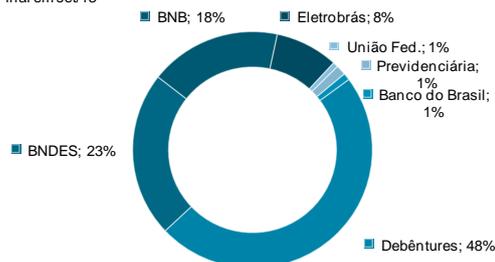
Abertura da Dívida Bruta - Moedas

Posição Final em set/13



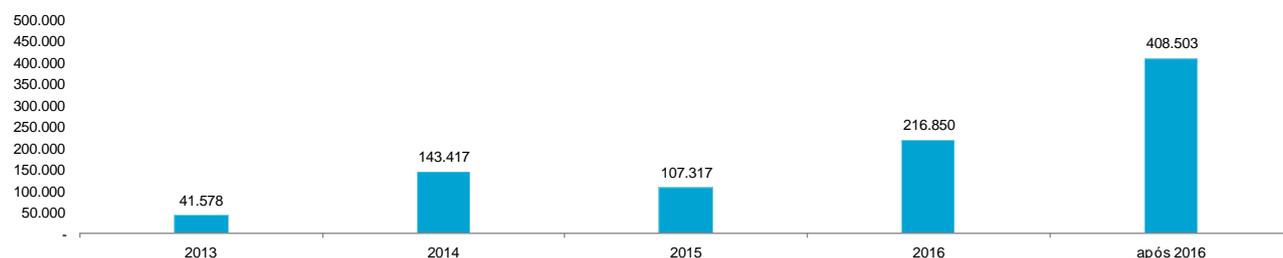
Abertura da Dívida Bruta - Credor

Posição Final em set/13



Curva de Amortização (R\$ Mil)

Posição Final em set/13



Investimentos

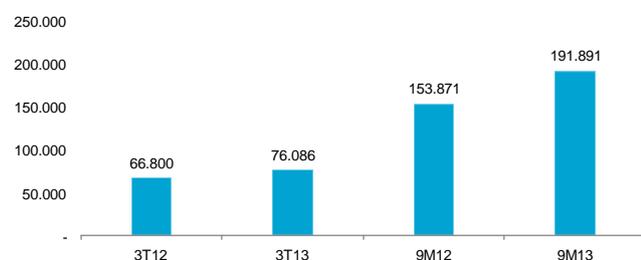
INVESTIMENTOS (R\$ MIL)*

	3T13	3T12	Var. %	2T13	Var. % (1)	9M13	9M12	Var. % (2)
Investimentos por Demanda	51.408	40.781	26,1%	26.819	91,7%	91.070	88.520	2,9%
Novas Conexões	35.613	23.460	51,8%	21.439	66,1%	69.913	59.325	17,8%
Atendimento à Demanda	15.795	17.321	-8,8%	5.380	193,6%	21.157	29.195	-27,5%
Qualidade do Sistema Elétrico	4.854	7.358	-34,0%	5.024	-3,4%	11.843	17.332	-31,7%
Programa Luz para Todos (PLPT)	9.142	2.842	221,7%	8.815	3,7%	28.206	7.793	261,9%
Combate às Perdas	6.450	4.801	34,3%	7.474	-13,7%	21.326	13.091	62,9%
Outros	16.183	10.671	51,7%	15.394	5,1%	31.693	23.313	35,9%
(-) Variação de Estoques	(11.951)	347	-	4.560	-	7.753	3.822	102,9%
Total Investido	76.086	66.800	13,9%	68.086	11,7%	191.891	153.871	24,7%
Aportes / Subsídios	(11.449)	(23.222)	-50,7%	(9.002)	27,2%	(27.632)	(38.747)	-28,7%
Investimento Líquido	64.637	43.578	48,3%	59.084	9,4%	164.259	115.124	42,7%

(1) Variação entre 3T13 e 2T13 e (2) Variação entre os 9M13 e 9M12

Investimentos Totais (R\$ Mil)*

Evolução 3T12 - 3T13 e 9M12 - 9M13



Portfólio de Investimentos (R\$ mil)

Dados de 9M13



Os investimentos realizados pela Coelce no 3T13 alcançaram R\$ 76 milhões*, um incremento de 13,9% (+R\$ 9 milhões) em relação ao mesmo período do ano anterior, cujo montante foi de R\$ 67 milhões*. O maior volume, no 3T13, foi direcionado aos investimentos para as Novas Conexões, que representou R\$ 36 milhões* de todo o valor investido no período mencionado.

Excluindo os aportes e subsídios realizados, os investimentos líquidos realizados pela Coelce atingiram R\$ 65 milhões* no 3T13, montante 48,3% superior ao realizado no 3T12, de R\$ 44 milhões* (+R\$ 21 milhões*).

* Valores não auditados pelos auditores independentes

Comentário Sobre o Comportamento das Projeções Empresariais

Mercado de Capitais

COTAÇÃO DE FECHAMENTO (R\$/AÇÃO)*

	3T13	3T12	Var. %	2T13	Var. % (1)	9M13	9M12	Var. % (2)
Ordinárias - ON (COCE3)	40,65	37,00	9,9%	42,00	-3,2%	40,65	37,00	9,9%
Preferenciais A - PNA (COCE5)	38,15	36,50	4,5%	40,10	-4,9%	38,15	36,50	4,5%
Preferenciais B - PNB (COCE6)	35,00	35,00	-	35,00	-	35,00	35,00	-

(1) Variação entre 3T13 e 2T13 e (2) Variação entre os 9M13 e 9M12

INDICADORES DE MERCADO*

	3T13	3T12	Var. %	2T13	Var. % (1)	9M13	9M12	Var. % (2)
Informações sobre Ação Preferencial A (COCE5)								
Cotação (R\$/ação)	38,15	36,50	4,5%	40,10	-4,9%	38,15	36,50	4,5%
Média Diária de Negócios	200	179	11,7%	258	-22,5%	228	197	15,7%
Média Diária de Volume Financeiro (R\$)	2.992.905	2.833.689	5,6%	3.330.867	-10,1%	3.202.904	2.383.751	34,4%
Valor de Mercado (R\$ milhões)	3.086	2.863	7,8%	3.205	-3,7%	3.086	2.863	7,8%
Enterprise Value (EV) (2) (R\$ milhões)	3.688	3.397	8,6%	3.800	-2,9%	3.688	3.397	8,6%
EV/EBITDA (3)	3,80	4,56	-16,7%	7,08	-46,3%	3,80	4,56	-16,7%
Preço da Ação PNA / Lucro por Ação (3) (P/L)	4,60	6,82	-32,6%	8,87	-48,1%	4,60	6,82	-32,6%
Dividend Yield da Ação PNA (4)	9,29%	11,71%	-2,42 p.p	8,84%	0,45 p.p	9,29%	11,71%	-2,42 p.p
Valor de Mercado/Patrimônio Líquido	1,93	1,82	6,0%	2,02	-4,5%	1,93	1,82	6,0%

(1) Variação entre 3T13 e 2T13 e (2) Variação entre os 9M13 e 9M12

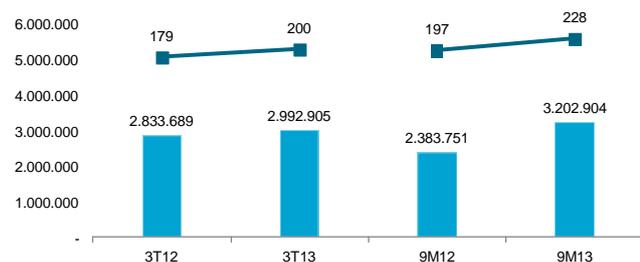
(2) EV = Valor de mercado + Dívida líquida

(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

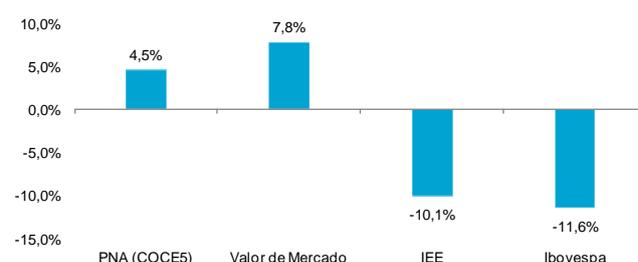
Média Diária de Negócios (Negócios) e Volume Médio Diário (R\$)*

Evolução 3T12 - 3T13 e 9M12 - 9M13



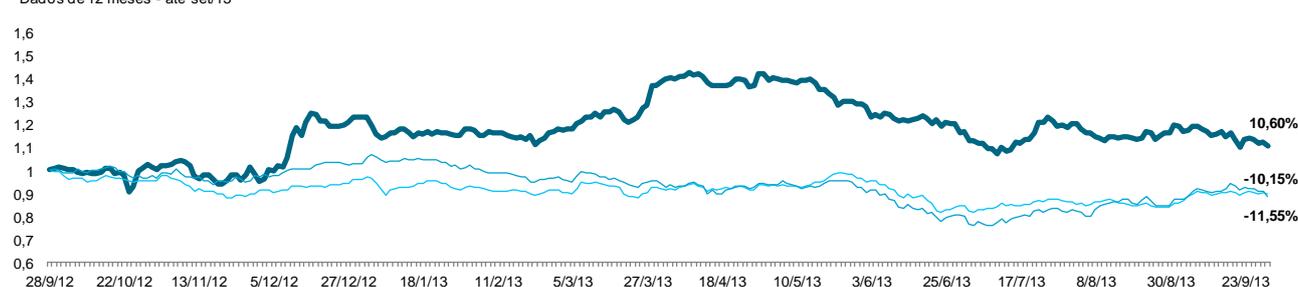
Indicadores de Mercado - Variação 12 meses (%)*

Dados até set/13



Evolução diária COCE5, IEE e IBOVESPA - base 1

Dados de 12 meses - até set/13



41,1% do Capital Social da Coelce estão em livre negociação na BM&FBovespa, e representam seu *free float*, enquanto os demais 58,9% 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 3T13 teve uma média de 200 negócios diários (+11,7% vs. 3T12) e um volume financeiro diário médio de R\$ 3,0 milhões (+5,6% vs. 3T12). Os demais papéis, por possuírem baixa liquidez, estão expostos a negociações que fogem à percepção média do mercado sobre a Companhia, o que pode ocasionar movimentos distorcidos no preço do ativo.

A ação preferencial classe A (COCE5) apresentou valorização (sem ajuste por proventos) de 4,5% nos 12 meses até setembro de 2013, enquanto o IEE e o Ibovespa apresentaram desvalorização de 10,1% e de 11,6%, respectivamente. Ajustando-se as cotações pelos proventos deliberados, a valorização da ação preferencial classe A (COCE5) seria de 10,6%.

Em Assembleia Geral Ordinária – AGO, realizada em 29 de abril de 2013, foi deliberada a distribuição de R\$ 213.995.000,00 em dividendos, o que representa um **payout ratio de 55%** sobre o lucro líquido passível de distribuição (excluindo-se o benefício fiscal da SUDENE) e um dividendo de **R\$ 2,7486 por ação**. Com base na cotação média de fechamento do papel COCE5 no ano de 2013 (até 30 de setembro), de R\$ 43,15, esta deliberação representa um **dividend yield de 9,29%**, cujo pagamento será efetuado aos acionistas até o dia 31 de dezembro de 2013.

As ações preferenciais classe A da Coelce integram, pelo 7º ano consecutivo, o ISE – Índice de Sustentabilidade Empresarial da BM&FBovespa, índice que congrega as empresas listadas com as melhores práticas em sustentabilidade empresarial do país.

Comentário Sobre o Comportamento das Projeções Empresariais

5

OUTROS TEMAS RELEVANTES

Medida Provisória (MP) 579 e Lei 12.783/13

Com o objetivo de trazer maior competitividade à indústria nacional, reduzir as tarifas de energia aos consumidores finais e definir as regras para a renovação das concessões dos agentes do setor elétrico brasileiro, o Governo Federal editou, em setembro de 2012, a Medida Provisória 579, que posteriormente foi transformada na Lei 12.783/13 em janeiro de 2013.

Como consequência da referida Lei, o Governo promoveu uma redução estrutural de 20%, em média, nas tarifas de energia das distribuidoras, através das seguintes decisões:

- Definição de novas condições para a renovação dos contratos de concessão de geração e transmissão, em que:
 - Os ativos não depreciados foram indenizados (valorados pelo Valor Novo de Reposição – VNR) e para o próximo período de concessão somente receberão tarifa regulada de O&M;
 - Redistribuição de toda energia dos geradores que renovaram através das cotas de energia para distribuidoras;
 - Repasse para as distribuidoras do risco/custo hidrológico, para posterior repasse aos consumidores via tarifa.
- Redução dos encargos setoriais;
- Retirada de subsídios da estrutura da tarifa, com aporte direto via CDE.

As novas tarifas passaram a vigorar a partir de 24 de janeiro de 2013 e, tendo em vista que as reduções das tarifas vieram acompanhadas de reduções em encargos setoriais e nos custos de compra de energia e custos de transmissão, esta redução apresenta impacto neutro das margens da Companhia e no seu EBITDA.

Decreto 7.945/13

Com o objetivo de auxiliar as concessionárias de distribuição de energia elétrica do país, o Governo Federal editou o Decreto 7.945/13 em março de 2013, que prevê o repasse, a estas companhias, de recursos da Conta de Desenvolvimento Energético – CDE.

Este auxílio se fez necessário devido aos elevados custos com os quais as distribuidoras incorreram desde finais de 2012, em função dos seguintes fatores:

- Descontratação causada pela não adesão à renovação de algumas concessões de geração;
- Risco hidrológico decorrente da alocação de cotas;
- Despacho de usinas termoeletricas fora da ordem de mérito para garantir a segurança energética.

Todos estes fatores, de acordo com a metodologia vigente de revisões e reajustes tarifários, serão repassadas ao consumidor final, no momento da revisão ou do reajuste tarifário. No entanto, tendo em vista os elevados custos incorridos, muitas distribuidoras sofreram graves situações de liquidez e de pressão em seu caixa, o que levou o Governo Federal lançar mão desta medida.

Reajuste Tarifário Anual de 2013

O Reajuste Tarifário da Coelce de 2013, com vigência a partir do dia 22 de março de 2013, estabeleceu um incremento nas tarifas de 3,44%, sendo o efeito médio a ser percebido pelo mercado cativo da Companhia foi um incremento de 3,92%, tendo em vista a retirada da tarifa dos componentes financeiros oriundos do reajuste tarifário anual anterior.

Prêmios e Reconhecimentos

- **150 Melhores Empresas para se Trabalhar, pela Revista EXAME**

Em setembro de 2013, a Coelce foi classificada pela 8ª vez consecutiva entre as 150 Melhores Empresas para se Trabalhar no Brasil.

- **100 Melhores Empresas para se Trabalhar, pela Great Place to Work pelo 6º ano consecutivo**

Em agosto de 2013, pela 6ª vez a Coelce permanece no seletor grupo 100 empresas consideradas um excelente lugar para se trabalhar no Brasil, promovido pela revista Época em parceria com o Instituto Great Place to Work (GPTW).

- **15ª Edição do Prêmio ABRADÉE (2013)**

Em de julho de 2013, pelo 8º ano consecutivo, a Coelce foi eleita a melhor distribuidora da região Nordeste, pela 15ª edição (2013) do Prêmio ABRADÉE, premiação que a Associação Brasileira de Distribuidores de Energia Elétrica concede anualmente às distribuidoras de energia do país. A Companhia conquistou ainda o 2º lugar nacional em Gestão Operacional, 3º lugar nacional em Gestão Econômico-Financeira e 1º lugar nacional (avaliação máxima) em Qualidade de Gestão. Estes resultados permitiram que a Coelce ficasse entre as 3 Melhores Distribuidoras do Brasil.

Comentário Sobre o Comportamento das Projeções Empresariais

ANEXO 1: DEMONSTRATIVO DE RESULTADOS (IFRS)

DEMONSTRATIVO DE RESULTADO (R\$ MIL)

	3T13	3T12	Var. %	2T13	Var. % (1)	9M13	9M12	Var. % (2)
Receita Operacional Bruta	921.639	986.376	-6,6%	904.353	1,9%	2.720.656	2.967.886	-8,3%
Fornecimento de Energia Elétrica	744.691	830.940	-10,4%	729.897	2,0%	2.223.938	2.497.849	-11,0%
Subvenção Baixa Renda	45.777	52.055	-12,1%	46.302	-1,1%	143.762	202.056	-28,9%
Subvenção CDE - Desconto Tarifário	35.036	-	-	35.036	-	88.236	-	-
Suprimento de Energia Elétrica	(2.881)	14.710	-119,6%	2.881	-200,0%	1.891	25.503	-92,6%
Receita pela Disponibilidade da Rede Elétrica	19.253	28.705	-32,9%	20.296	-5,1%	64.376	89.760	-28,3%
Receita Operacional IFRIC-12	69.143	39.699	74,2%	58.419	18,4%	165.298	108.635	52,2%
Outras Receitas	10.620	20.267	-47,6%	11.522	-7,8%	33.155	44.083	-24,8%
Deduções da Receita	(213.977)	(265.724)	-19,5%	(206.294)	3,7%	(655.029)	(840.656)	-22,1%
ICMS	(173.842)	(189.054)	-8,0%	(172.966)	0,5%	(532.467)	(577.228)	-7,8%
COFINS	(25.748)	(31.175)	-17,4%	(26.395)	-2,5%	(81.206)	(107.897)	-24,7%
PIS	(5.590)	(6.738)	-17,0%	(5.730)	-2,4%	(17.630)	(23.378)	-24,6%
Quota Reserva Global de Reversão - RGR	-	(10.527)	-100,0%	6.667	-100,0%	6.667	(32.558)	-120,5%
Conta de Consumo de Combust. Fósseis - CCC	-	(15.036)	-100,0%	-	-	(5.012)	(61.688)	-91,9%
Programa de Eficiência Energética e P&D	(7.037)	(5.920)	18,9%	(6.165)	14,1%	(19.413)	(16.063)	20,9%
Encargo de Capacidade/Aquisição Emergencial/Outros	(1.760)	(7.274)	-75,8%	(1.705)	3,2%	(5.968)	(21.844)	-72,7%
Receita Operacional Líquida	707.662	720.652	-1,8%	698.059	1,4%	2.065.627	2.127.230	-2,9%
Custo do Serviço / Despesa Operacional	(691.471)	(586.903)	17,8%	(597.328)	15,8%	(1.849.194)	(1.672.359)	10,6%
Custos e despesas não gerenciáveis	(418.629)	(413.823)	1,2%	(402.434)	4,0%	(1.205.701)	(1.157.671)	4,1%
Energia Elétrica Comprada para Revenda	(403.394)	(377.805)	6,8%	(406.586)	-0,8%	(1.181.407)	(1.050.097)	12,5%
Taxa de Fiscalização da ANEEL	(1.210)	(1.140)	6,1%	(1.210)	-	(3.560)	(3.421)	4,1%
Encargo do Uso da Rede Elétrica/Serviço do Sistema	(14.025)	(34.878)	-59,8%	5.362	-	(20.734)	(104.153)	-80,1%
Custos e despesas gerenciáveis	(272.842)	(173.080)	57,6%	(194.894)	40,0%	(643.493)	(514.688)	25,0%
Pessoal	(33.035)	(26.081)	26,7%	(35.336)	-6,5%	(101.040)	(94.513)	6,9%
Material e Serviços de Terceiros	(64.153)	(62.516)	2,6%	(58.959)	8,8%	(181.639)	(171.856)	5,7%
Depreciação e Amortização	(49.949)	(28.732)	73,8%	(28.668)	74,2%	(107.273)	(85.396)	25,6%
Custos de Desativação de Bens	(47.137)	(1.237)	-	(286)	-	(45.681)	(4.123)	-
Prov. para Créditos de Liquidação Duvidosa	(3.476)	(3.682)	-5,6%	(5.643)	-38,4%	(13.275)	(17.529)	-24,3%
Provisões para Contingências	521	(1.525)	-134,2%	467	11,6%	(4.015)	(7.895)	-49,1%
Despesa IFRIC-12 (Custo de Construção)	(69.143)	(39.699)	74,2%	(58.419)	18,4%	(165.298)	(108.635)	52,2%
Outras Despesas Operacionais	(6.470)	(9.608)	-32,7%	(8.050)	-19,6%	(25.272)	(24.741)	2,1%
EBITDA (2)	66.140	162.481	-59,3%	129.399	-48,9%	323.706	540.267	-40,1%
Margem EBITDA	9,35%	22,55%	-13,20 p.p	18,54%	-9,19 p.p	15,67%	25,40%	-9,73 p.p
Resultado do Serviço (EBIT)	16.191	133.749	-87,9%	100.731	-83,9%	216.433	454.871	-52,4%
Resultado Financeiro	(2.277)	(31.991)	-92,9%	(19.273)	-88,2%	(41.355)	(67.042)	-38,3%
Receita Financeira	28.687	23.293	23,2%	29.405	-2,4%	86.251	75.096	14,9%
Renda de Aplicações Financeiras	7.019	8.174	-14,1%	5.512	27,3%	16.282	28.196	-42,3%
Acréscimo Moratório sobre Conta de Energia	9.120	10.429	-12,6%	9.537	-4,4%	29.194	31.527	-7,4%
Receita ativo indenizável	8.256	2.132	287,2%	11.921	-30,7%	30.819	2.649	-
Outras	4.292	2.558	67,8%	2.435	76,3%	9.956	12.724	-21,8%
Despesas financeiras	(30.964)	(55.284)	-44,0%	(48.678)	-36,4%	(127.606)	(142.138)	-10,2%
Encargo de Dívidas	(17.802)	(18.490)	-3,7%	(17.316)	2,8%	(52.116)	(60.519)	-13,9%
Variações Monetárias	(2.423)	(6.191)	-60,9%	(6.833)	-64,5%	(19.834)	(18.630)	6,5%
IOF e IOC	(181)	(99)	82,8%	-	-	(471)	(282)	67,0%
Multas (ARCE, ANEEL e outras)	(1.833)	(19.743)	-90,7%	(15.451)	-88,1%	(25.914)	(30.810)	-15,9%
Outras	(8.725)	(10.761)	-18,9%	(9.078)	-3,9%	(29.271)	(31.897)	-8,2%
Lucro Antes dos Tributos e Participações	13.914	101.758	-86,3%	81.458	-82,9%	175.078	387.829	-54,9%
Tributos e Outros	(1.185)	(25.851)	-95,4%	(6.225)	-81,0%	(24.474)	(105.913)	-76,9%
IR e CSLL	(13.998)	(36.418)	-61,6%	(26.060)	-46,3%	(65.228)	(135.269)	-51,8%
Incentivo Fiscal SUDENE	15.216	13.192	15,3%	22.237	-31,6%	47.961	37.231	28,8%
Amortização do Ágio e Reversão da Provisão	(2.403)	(2.625)	-8,5%	(2.402)	0,0%	(7.207)	(7.875)	-8,5%
Lucro Líquido do Período	12.729	75.907	-83,2%	75.233	-83,1%	150.604	281.916	-46,6%
Margem Líquida	1,80%	10,53%	-8,73 p.p	10,78%	-8,98 p.p	7,29%	13,25%	-5,96 p.p
Lucro por Ação (R\$/ação)	0,1635	0,9750	-83,2%	0,9663	-83,1%	1,9344	3,6210	-46,6%

(1) Variação entre 3T13 e 2T13 e (2) Variação entre os 9M13 e 9M12

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

Pareceres e Declarações / Relatório da Revisão Especial - Sem Ressalva

RELATÓRIO SOBRE A REVISÃO DE INFORMAÇÕES TRIMESTRAIS

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

Revisamos as informações contábeis intermediárias da Companhia Energética do Ceará - COELCE ("Companhia"), contidas no Formulário de Informações Trimestrais - ITR, referentes ao trimestre findo em 30 de setembro de 2013, que compreendem o balanço patrimonial em 30 de setembro de 2013 e as respectivas demonstrações do resultado e do resultado abrangente para os períodos de três e nove meses findos naquela data, e das mutações do patrimônio líquido e dos fluxos de caixa para o período de nove meses findo naquela data, incluindo as notas explicativas.

A administração da Companhia é responsável pela elaboração das informações contábeis intermediárias de acordo com o Pronunciamento Técnico CPC 21 (R1) - Demonstração Intermediária 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 nove meses findo em 30 de setembro de 2013, 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, 29 de outubro de 2013

ERNST & YOUNG TERCO
Auditores Independentes S.S.
CRC - 2SP 015.199/O-6 - F - CE

Márcio F. Ostwald
Contador CRC - 1RJ 086.202/O-4 - S - CE