

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 Fluxo de Caixa	7

Demonstração das Mutações do Patrimônio Líquido

DMPL - 01/01/2011 à 30/09/2011	9
DMPL - 01/01/2010 à 30/09/2010	10
Demonstração do Valor Adicionado	11
Comentário do Desempenho	12
Notas Explicativas	30

Pareceres e Declarações

Relatório da Revisão Especial	95
-------------------------------	----

Dados da Empresa / Composição do Capital

Número de Ações (Unidades)	Trimestre Atual 30/09/2011
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	29/04/2011	Dividendo	31/12/2011	Preferencial	Preferencial Classe A	4,27259
Assembléia Geral Ordinária	29/04/2011	Dividendo	31/12/2011	Preferencial	Preferencial Classe B	4,27259
Assembléia Geral Ordinária	29/04/2011	Dividendo	29/04/2011	Ordinária		4,27259

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

Código da Conta	Descrição da Conta	Trimestre Atual 30/09/2011	Exercício Anterior 31/12/2010
1	Ativo Total	3.154.013	3.049.025
1.01	Ativo Circulante	744.385	671.802
1.01.01	Caixa e Equivalentes de Caixa	54.064	52.771
1.01.02	Aplicações Financeiras	94.827	51.499
1.01.02.01	Aplicações Financeiras Avaliadas a Valor Justo	94.827	51.499
1.01.02.01.03	Titulos e Valores mobiliários	94.827	51.499
1.01.03	Contas a Receber	536.509	516.583
1.01.03.01	Clientes	408.377	384.059
1.01.03.01.01	Consumidores, Concessionários e Permissionários	495.326	471.806
1.01.03.01.02	Provisão para Crédito de Liquidação duvidosa	-86.949	-87.747
1.01.03.02	Outras Contas a Receber	128.132	132.524
1.01.03.02.01	Consumidores baixa Renda	34.583	40.008
1.01.03.02.02	Serviços m Curso	35.934	18.841
1.01.03.02.03	Cauções e Depósitos	25.590	17.568
1.01.03.02.04	Créditos Luz Para Todos	0	13.837
1.01.03.02.05	Outros Créditos	32.025	42.270
1.01.04	Estoques	4.165	4.597
1.01.06	Tributos a Recuperar	51.946	43.167
1.01.06.01	Tributos Correntes a Recuperar	51.946	43.167
1.01.06.01.01	Tributos a Compensar	51.946	43.167
1.01.07	Despesas Antecipadas	2.874	3.185
1.02	Ativo Não Circulante	2.409.628	2.377.223
1.02.01	Ativo Realizável a Longo Prazo	469.938	431.943
1.02.01.03	Contas a Receber	22.205	27.915
1.02.01.03.01	Clientes	25.012	29.966
1.02.01.03.02	Outras Contas a Receber	-2.807	-2.051
1.02.01.06	Tributos Diferidos	44.897	46.677
1.02.01.06.01	Imposto de Renda e Contribuição Social Diferidos	44.897	46.677
1.02.01.07	Despesas Antecipadas	1.424	1.423
1.02.01.09	Outros Ativos Não Circulantes	401.412	355.928
1.02.01.09.03	Depósitos Vinculados a Litígio	41.245	37.571
1.02.01.09.04	Caução e Depósitos	47.289	28.462
1.02.01.09.05	Benefício Fiscal - ágio incorporado	96.426	105.032
1.02.01.09.06	Ativo Indenizável (concessão)	158.186	110.875
1.02.01.09.07	Ativos Relacionados ao Plano de benefícios definidos	11.889	11.889
1.02.01.09.08	Tributos a Compensar	46.097	61.819
1.02.01.09.09	Outros Créditos	280	280
1.02.03	Imobilizado	32.186	35.686
1.02.03.01	Imobilizado em Operação	32.186	35.686
1.02.04	Intangível	1.907.504	1.909.594
1.02.04.01	Intangíveis	1.907.504	1.909.594
1.02.04.01.01	Contrato de Concessão	1.907.504	1.909.594

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

Código da Conta	Descrição da Conta	Trimestre Atual 30/09/2011	Exercício Anterior 31/12/2010
2	Passivo Total	3.154.013	3.049.025
2.01	Passivo Circulante	1.086.708	1.003.241
2.01.02	Fornecedores	159.301	246.720
2.01.02.01	Fornecedores Nacionais	159.301	246.720
2.01.03	Obrigações Fiscais	120.354	126.969
2.01.03.01	Obrigações Fiscais Federais	31.532	40.407
2.01.03.01.01	Imposto de Renda e Contribuição Social a Pagar	9.223	4.098
2.01.03.01.02	Pis/Cofins	15.745	15.214
2.01.03.01.03	Refis Federal	1.618	17.010
2.01.03.01.04	CSLL	188	236
2.01.03.01.05	Outras Contribuições	4.758	3.849
2.01.03.02	Obrigações Fiscais Estaduais	87.496	82.304
2.01.03.02.01	ICMS	87.496	82.304
2.01.03.03	Obrigações Fiscais Municipais	1.326	4.258
2.01.03.03.01	ISS	1.326	4.258
2.01.04	Empréstimos e Financiamentos	222.758	261.468
2.01.04.01	Empréstimos e Financiamentos	163.133	162.137
2.01.04.01.01	Em Moeda Nacional	136.123	135.447
2.01.04.01.02	Em Moeda Estrangeira	27.010	26.690
2.01.04.02	Debêntures	59.625	99.331
2.01.04.02.01	Debêntures	56.906	88.903
2.01.04.02.02	Encargos de dividas	2.719	10.428
2.01.05	Outras Obrigações	537.941	333.580
2.01.05.01	Passivos com Partes Relacionadas	79.513	104.793
2.01.05.01.01	Débitos com Coligadas	79.513	104.793
2.01.05.02	Outros	458.428	228.787
2.01.05.02.01	Dividendos e JCP a Pagar	333.646	92.842
2.01.05.02.04	Folha de Pagamento	4.127	14.829
2.01.05.02.05	Taxas regulamentares	34.714	34.954
2.01.05.02.06	Participações dos Empregados nos Lucros	6.415	8.190
2.01.05.02.07	Contribuições de Iluminação Pública Arrecadada	11.888	8.372
2.01.05.02.08	Progamas de Pesq. Desenv e Eficiência Energ	48.260	48.906
2.01.05.02.09	Obrigações com Benefícios Pós-Emprego	11.267	10.752
2.01.05.02.10	Outras Obrigações	8.111	9.942
2.01.06	Provisões	46.354	34.504
2.01.06.01	Provisões Fiscais Previdenciárias Trabalhistas e Cíveis	19.747	12.232
2.01.06.01.05	Provisões para Riscos Tributários, Cíveis e Trab	19.747	12.232
2.01.06.02	Outras Provisões	26.607	22.272
2.01.06.02.04	Obrigações Estimadas	14.155	9.820
2.01.06.02.05	Provisões Luz para Todos	12.452	12.452
2.02	Passivo Não Circulante	614.826	688.970
2.02.01	Empréstimos e Financiamentos	479.734	581.441
2.02.01.01	Empréstimos e Financiamentos	364.819	417.370
2.02.01.01.01	Em Moeda Nacional	359.155	387.968
2.02.01.01.02	Em Moeda Estrangeira	5.664	29.402
2.02.01.02	Debêntures	114.915	164.071

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

Código da Conta	Descrição da Conta	Trimestre Atual 30/09/2011	Exercício Anterior 31/12/2010
2.02.01.02.01	Debêntures	114.915	164.071
2.02.02	Outras Obrigações	83.304	58.502
2.02.02.01	Passivos com Partes Relacionadas	0	2.710
2.02.02.01.01	Débitos com Coligadas	0	2.710
2.02.02.02	Outros	83.304	55.792
2.02.02.02.03	Fornecedores	4.647	4.114
2.02.02.02.04	Tributos a Pagar	22.951	6.182
2.02.02.02.05	Obrigações com Benefícios Pós-Emprego	22.533	26.885
2.02.02.02.06	Progamas de Pesq. Desenv. e Eficiência Energ	20.204	5.566
2.02.02.02.07	Outras Obrigações	12.969	13.045
2.02.04	Provisões	51.788	49.027
2.02.04.01	Provisões Fiscais Previdenciárias Trabalhistas e Cíveis	51.788	49.027
2.02.04.01.05	Provisões Para Riscos Tributários, Cíveis e Trab	51.788	49.027
2.03	Patrimônio Líquido	1.452.479	1.356.814
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	379.358	555.197
2.03.04.01	Reserva Legal	48.845	48.845
2.03.04.07	Reserva de Incentivos Fiscais	295.798	230.833
2.03.04.08	Dividendo Adicional Proposto	0	240.804
2.03.04.10	Reserva de reforço de capital de giro	34.715	34.715
2.03.05	Lucros/Prejuízos Acumulados	271.504	0

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

Código da Conta	Descrição da Conta	Trimestre Atual 01/07/2011 à 30/09/2011	Acumulado do Atual Exercício 01/01/2011 à 30/09/2011	Igual Trimestre do Exercício Anterior 01/07/2010 à 30/09/2010	Acumulado do Exercício Anterior 01/01/2010 à 30/09/2010
3.01	Receita de Venda de Bens e/ou Serviços	652.745	1.931.826	680.939	2.011.262
3.02	Custo dos Bens e/ou Serviços Vendidos	-464.738	-1.403.735	-453.934	-1.395.471
3.03	Resultado Bruto	188.007	528.091	227.005	615.791
3.04	Despesas/Receitas Operacionais	-38.539	-77.317	-26.079	-82.965
3.04.01	Despesas com Vendas	-11.616	-16.223	-3.954	-8.545
3.04.02	Despesas Gerais e Administrativas	-17.760	-43.931	-13.261	-47.496
3.04.05	Outras Despesas Operacionais	-9.163	-17.163	-8.864	-26.924
3.05	Resultado Antes do Resultado Financeiro e dos Tributos	149.468	450.774	200.926	532.826
3.06	Resultado Financeiro	-31.111	-50.703	-12.540	-53.493
3.06.01	Receitas Financeiras	858	51.150	22.410	54.824
3.06.02	Despesas Financeiras	-31.969	-101.853	-34.950	-108.317
3.07	Resultado Antes dos Tributos sobre o Lucro	118.357	400.071	188.386	479.333
3.08	Imposto de Renda e Contribuição Social sobre o Lucro	-17.673	-63.602	-38.463	-92.031
3.08.01	Corrente	-18.998	-61.857	-21.655	-65.950
3.08.02	Diferido	1.325	-1.745	-16.808	-26.081
3.09	Resultado Líquido das Operações Continuadas	100.684	336.469	149.923	387.302
3.11	Lucro/Prejuízo do Período	100.684	336.469	149.923	387.302
3.99	Lucro por Ação - (Reais / Ação)				
3.99.01	Lucro Básico por Ação				
3.99.01.01	ON	1,29322	4,32172	1,92567	4,97464
3.99.01.02	PNA	1,29322	4,32172	1,92567	4,97464
3.99.01.03	PNB	1,29322	4,32172	1,92567	4,97464
3.99.02	Lucro Diluído por Ação				
3.99.02.01	ON	1,29322	4,32172	1,92567	4,97464
3.99.02.02	PNA	1,29322	4,32172	1,92567	4,97464
3.99.02.03	PNB	1,29322	4,32172	1,92567	4,97464

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

Código da Conta	Descrição da Conta	Acumulado do Atual Exercício 01/01/2011 à 30/09/2011	Acumulado do Exercício Anterior 01/01/2010 à 30/09/2010
6.01	Caixa Líquido Atividades Operacionais	333.809	446.787
6.01.01	Caixa Gerado nas Operações	543.561	547.620
6.01.01.01	Lucro líquido do exercício	336.469	387.302
6.01.01.02	Provisão para créditos de liquidação duvidosa	11.380	3.485
6.01.01.04	Amortização e depreciação	98.847	89.178
6.01.01.05	Variações monetárias e juros líquidos	68.937	72.638
6.01.01.06	Baixas de intangível em serviço e de ativo financeiro	5.647	3.035
6.01.01.07	Tributos e contribuições social diferidos	1.780	18.984
6.01.01.08	Provisões (reversão) para riscos tributários, cíveis e trabalhistas	6.712	-4.968
6.01.01.09	Provisão devolução baixa renda	0	-25.669
6.01.01.10	Benefício Fiscal ágio incorporado	8.606	9.403
6.01.01.11	Provisão para perdas em estoques	428	0
6.01.01.12	Outros	4.755	-5.768
6.01.02	Variações nos Ativos e Passivos	-101.367	9.725
6.01.02.01	Consumidores, concessionários e permissionários	-30.000	-33.780
6.01.02.02	Consumidores de baixa renda	5.425	-21.309
6.01.02.03	Serviços em curso	-17.093	-5.062
6.01.02.04	Tributos a compensar	6.943	-3.613
6.01.02.05	Estoques	4	-2.101
6.01.02.06	Despesas pagas antecipadamente	-2.848	-315
6.01.02.07	Crédito Luz para todos	13.837	74.508
6.01.02.08	Cauções de Depósitos	-26.849	-57.054
6.01.02.09	Depósitos Vinculados a litígios	-557	-12.807
6.01.02.10	Outros Créditos	10.256	1.373
6.01.02.11	Fornecedores	-87.295	4.314
6.01.02.12	Folha de pagamento	-12.477	-3.336
6.01.02.13	Tributos a pagar	50.729	82.976
6.01.02.14	Taxas Regulamentares	-240	13.183
6.01.02.15	Provisões para riscos tributários, cíveis e trabalhistas	-834	4.026
6.01.02.16	Transação com partes relacionadas	-27.990	-45.277
6.01.02.19	Programa P&D e Eficiência Energética	11.678	23.737
6.01.02.20	Outros	5.944	-9.738
6.01.03	Outros	-108.385	-110.558
6.01.03.01	Pagamento imposto de renda e contribuição social	-40.575	-43.632
6.01.03.02	Pagamentos de juros de empréstimos	-42.195	-43.748
6.01.03.03	Pagamentos de juros de debêntures	-23.675	-20.812
6.01.03.04	Pagamentos de juros dívida com plano de pensão	-1.940	-2.366
6.02	Caixa Líquido Atividades de Investimento	-187.414	-341.849
6.02.01	Aplicações no intangível	-142.556	-244.416
6.02.02	Aplicações no imobilizado	-1.530	-9.406
6.02.03	Aplicações financeiras	-43.328	-88.027
6.03	Caixa Líquido Atividades de Financiamento	-145.102	-40.135
6.03.01	Captação de empréstimos e financiamentos	71.653	65.830
6.03.02	Pagamento de empréstimos e financiamentos	-120.660	-100.706

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

Código da Conta	Descrição da Conta	Acumulado do Atual Exercício 01/01/2011 à 30/09/2011	Acumulado do Exercício Anterior 01/01/2010 à 30/09/2010
6.03.03	Pagamento Contrato de Dívida Faelce	-5.595	-5.259
6.03.04	Pagamentos de debêntures	-90.500	0
6.05	Aumento (Redução) de Caixa e Equivalentes	1.293	64.803
6.05.01	Saldo Inicial de Caixa e Equivalentes	52.771	42.801
6.05.02	Saldo Final de Caixa e Equivalentes	54.064	107.604

DFs Individuais / Demonstração das Mutações do Patrimônio Líquido / DMPL - 01/01/2011 à 30/09/2011**(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	555.197	0	0	1.356.814
5.03	Saldos Iniciais Ajustados	442.946	358.671	555.197	0	0	1.356.814
5.04	Transações de Capital com os Sócios	0	0	-240.804	0	0	-240.804
5.04.06	Dividendos	0	0	-240.804	0	0	-240.804
5.05	Resultado Abrangente Total	0	0	0	336.469	0	336.469
5.05.01	Lucro Líquido do Período	0	0	0	336.469	0	336.469
5.06	Mutações Internas do Patrimônio Líquido	0	0	64.965	-64.965	0	0
5.06.04	Incentivo Fiscal ADENE	0	0	64.965	-64.965	0	0
5.07	Saldos Finais	442.946	358.671	379.358	271.504	0	1.452.479

DFs Individuais / Demonstração das Mutações do Patrimônio Líquido / DMPL - 01/01/2010 à 30/09/2010**(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	358.677	384.801	-55.191	0	1.131.233
5.03	Saldos Iniciais Ajustados	442.946	358.677	384.801	-55.191	0	1.131.233
5.04	Transações de Capital com os Sócios	0	0	-147.727	0	0	-147.727
5.04.06	Dividendos	0	0	-147.727	0	0	-147.727
5.05	Resultado Abrangente Total	0	0	0	387.302	0	387.302
5.05.01	Lucro Líquido do Período	0	0	0	387.302	0	387.302
5.06	Mutações Internas do Patrimônio Líquido	0	-6	71.777	-71.771	0	0
5.06.04	Incentivo Fiscal ADENE	0	0	71.777	-71.777	0	0
5.06.05	Incorporação de rec dest aumento de cap	0	-6	0	6	0	0
5.07	Saldos Finais	442.946	358.671	308.851	260.340	0	1.370.808

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

Código da Conta	Descrição da Conta	Acumulado do Atual Exercício 01/01/2011 à 30/09/2011	Acumulado do Exercício Anterior 01/01/2010 à 30/09/2010
7.01	Receitas	2.750.694	2.815.982
7.01.01	Vendas de Mercadorias, Produtos e Serviços	2.592.868	2.546.143
7.01.02	Outras Receitas	27.195	24.985
7.01.03	Receitas refs. à Construção de Ativos Próprios	142.011	248.337
7.01.04	Provisão/Reversão de Créds. Liquidação Duvidosa	-11.380	-3.483
7.02	Insumos Adquiridos de Terceiros	-1.266.496	-1.283.114
7.02.02	Materiais, Energia, Servs. de Terceiros e Outros	-1.106.683	-1.015.920
7.02.04	Outros	-159.813	-267.194
7.02.04.01	Custo de construção	-142.011	-248.337
7.02.04.02	Outras despesas operacionais	-17.802	-18.857
7.03	Valor Adicionado Bruto	1.484.198	1.532.868
7.04	Retenções	-106.507	-89.177
7.04.01	Depreciação, Amortização e Exaustão	-106.507	-89.177
7.05	Valor Adicionado Líquido Produzido	1.377.691	1.443.691
7.06	Vlr Adicionado Recebido em Transferência	51.150	54.824
7.06.02	Receitas Financeiras	51.150	54.824
7.07	Valor Adicionado Total a Distribuir	1.428.841	1.498.515
7.08	Distribuição do Valor Adicionado	1.428.841	1.498.515
7.08.01	Pessoal	90.619	89.073
7.08.01.01	Remuneração Direta	62.415	59.015
7.08.01.02	Benefícios	14.229	12.980
7.08.01.03	F.G.T.S.	4.795	5.062
7.08.01.04	Outros	9.180	12.016
7.08.01.04.01	Outros Encargos Sociais	107	136
7.08.01.04.02	Previdência Complementar	4.383	7.423
7.08.01.04.03	Participação nos Resultados	4.690	4.457
7.08.02	Impostos, Taxas e Contribuições	892.120	902.447
7.08.02.01	Federais	431.052	462.116
7.08.02.02	Estaduais	525.057	509.483
7.08.02.03	Municipais	-63.989	-69.152
7.08.03	Remuneração de Capitais de Terceiros	109.633	119.692
7.08.03.01	Juros	67.471	75.394
7.08.03.02	Aluguéis	7.780	11.375
7.08.03.03	Outras	34.382	32.923
7.08.05	Outros	336.469	387.303
7.08.05.01	Reserva de Incentivo Fiscal - ADENE	64.965	71.777
7.08.05.02	Retenção de Lucros	271.504	315.526

Comentário do Desempenho

Fortaleza, 31 de outubro de 2011 – A Companhia Energética do Ceará - Coelce (Coelce) [BOV: COCE3 (ON); COCE5 (PNA); COCE6 (PNB)], eleita, em 2009, 2010 e 2011, a melhor distribuidora de energia elétrica do Brasil pela Associação Brasileira de Distribuidores de Energia Elétrica (ABRADEE), presente nos 184 municípios cearenses, que abrigam mais de 8,5 milhões de habitantes, divulga seus resultados do terceiro trimestre de 2011 (3T11) e dos nove meses acumulados em 2011 (9M11). As informações financeiras e operacionais a seguir, exceto quando indicado de outra forma, são apresentadas de acordo com a legislação brasileira aplicável e vigente.

COELCE REGISTRA LUCRO LÍQUIDO DE R\$ 101 MILHÕES NO 3T11

Volume de Energia apresenta incremento de 3,4% em relação ao 3T10 e Margem EBITDA atinge 28,0%*

DESTAQUES

A Coelce encerrou o 3T11, com um total de **3.190.497 consumidores**, o que representa um crescimento de **4,3%** em relação ao mesmo período do ano anterior.

O **volume de energia vendida e transportada** pela Coelce atingiu o montante de **2.297 GWh*** no 3T11, um incremento de **3,4%** em relação ao volume registrado no 3T10, de 2.221 GWh*.

O cenário climatológico no estado do Ceará durante os 9M11 foi particularmente desfavorável para a Companhia, em três aspectos relevantes: (i) o volume de chuvas registrado nos 9M11, de 1.084,7 mm, foi 22,4% superior à média estatística para o mesmo período, de 886,4 mm; (ii) o número de descargas elétricas registrado nos 9M11 foi de aproximadamente de 64 mil raios em todo o estado do Ceará, percentual 51,7% superior ao registrado no mesmo período de 2010, de aproximadamente 42 mil raios e (iii) a temperatura média registrada nos 9M11 em Fortaleza foi de 26,2°C, percentual -1,2% inferior ao registrado no mesmo período de 2010, de 26,5°C. Os fatores acima mencionados impactaram negativamente o crescimento do consumo e o consumo per capita na área de concessão da Coelce, bem como os indicadores de qualidade.

Os indicadores de qualidade do fornecimento **DEC e FEC** encerraram o 3T11 em **9,77 horas*** e **6,38 vezes***, representando incrementos de **40,4%** e **17,7%**, respectivamente, em relação ao 3T10. Apesar do incremento, a Coelce mantém indicadores de qualidade entre os melhores do país.

A **Receita Operacional Bruta** registrada no 3T11 foi de **R\$ 928 milhões**, uma redução de **3,5%** em relação ao 3T10, que alcançou no citado trimestre o montante de R\$ 962 milhões.

O **EBITDA**, no 3T11, alcançou o montante de **R\$ 183 milhões***, um decréscimo de **20,8%** em relação ao 3T10, de R\$ 231 milhões. Com esse resultado, a Margem EBITDA da Companhia encerrou o 3T11 em **28,0%***, percentual inferior em **5,91 p.p.** comparado ao 3T10.

No 3T11, o **Lucro Líquido** totalizou **R\$ 101 milhões**, **32,8%** inferior ao 3T10, refletindo uma Margem Líquida de **15,4%**.

Os indicadores de produtividade **MWh/colaborador** e **MWh/cliente** atingiram, no 3T11, os valores de **1.776*** e **0,72***, representando acréscimo de **4,1%** e decréscimo de **1,4%**, respectivamente, em relação ao 3T10.

Em Assembleia Geral Ordinária – AGO, realizada em 29 de abril de 2011, foi deliberada a distribuição de R\$ 332.644.000,00 em dividendos, o que representa um **payout ratio de 91%** sobre o lucro líquido passível de distribuição (excluindo-se o benefício fiscal da SUDENE) e um **dividendo de R\$ 4,2726 por ação**. Com base na cotação de fechamento do papel COCE5 em 30 de setembro de 2011, de R\$ 32,61, esta deliberação representa um **dividend yield de 13,1%**, cujo pagamento será efetuado até 31 de dezembro de 2011.

Pelo 3º ano consecutivo, a Coelce obteve **melhor índice nacional de satisfação dos clientes**, que atingiu o percentual de **88,4%***, patamar 11,7 p.p.* acima do índice médio nacional. Esse índice foi medido pela Pesquisa ABRADEE 2011, que mensurou o ISQP (Índice de Satisfação com a Qualidade Percebida). Também pelo 3º ano consecutivo, a Companhia foi premiada como a **melhor distribuidora do Brasil** pelo Prêmio ABRADEE 2011.

DESTAQUES DO PERÍODO

	3T11	3T10	Var. %	2T11	Var. % (1)	9M11	9M10	Var. % (2)
Volume de Energia - Venda e Transporte (GWh)*	2.297	2.221	3,4%	2.126	8,0%	6.550	6.528	0,3%
Receita Bruta (R\$ mil)	927.812	961.648	-3,5%	911.552	1,8%	2.735.426	2.794.962	-2,1%
Receita Líquida (R\$ mil)	652.745	680.938	-4,1%	644.638	1,3%	1.931.826	2.011.262	-3,9%
EBITDA (3) (R\$ mil)*	183.037	231.163	-20,8%	194.357	-5,8%	549.621	622.003	-11,6%
Margem EBITDA (%)*	28,04%	33,95%	-5,91 p.p	30,15%	-2,11 p.p	28,45%	30,93%	-2,48 p.p
EBIT (4) (R\$ mil)*	149.468	200.926	-25,6%	161.516	-7,5%	450.774	532.826	-15,4%
Margem EBIT (%)*	22,90%	29,51%	-6,61 p.p	25,06%	-2,16 p.p	23,33%	26,49%	-3,16 p.p
Lucro Líquido (R\$ mil)	100.684	149.923	-32,8%	131.268	-23,3%	336.469	387.302	-13,1%
Margem Líquida (%)	15,42%	22,02%	-6,60 p.p	20,36%	-4,94 p.p	17,42%	19,26%	-1,84 p.p
CAPEX (R\$ mil)*	41.611	111.514	-62,7%	74.916	-44,5%	198.642	269.347	-26,3%
DEC (12 meses)*	9,77	6,96	40,4%	9,93	-1,6%	9,77	6,96	40,4%
FEC (12 meses)*	6,38	5,42	17,7%	6,74	-5,3%	6,38	5,42	17,7%
Índice de Arrecadação (12 meses)*	99,74%	100,18%	-0,44 p.p	99,67%	0,07 p.p	99,74%	100,18%	-0,44 p.p
Perdas de Energia (12 meses)*	11,91%	12,00%	-0,09 p.p	11,97%	-0,06 p.p	11,91%	12,00%	-0,09 p.p
Nº de Consumidores Totais*	3.190.497	3.059.904	4,3%	3.156.608	1,1%	3.190.497	3.059.904	4,3%
Nº de Colaboradores (Próprios)	1.293	1.302	-0,7%	1.282	0,9%	1.293	1.302	-0,7%
MWh/Colaborador*	1.776	1.706	4,1%	1.659	7,1%	5.125	5.101	0,5%
MWh/Consumidor*	0,72	0,73	-1,4%	0,67	7,5%	2,07	2,16	-4,2%
Consumidor/Colaborador*	2.468	2.350	5,0%	2.462	0,2%	2.468	2.350	5,0%

(1) Variação entre 3T11 e 2T11 e (2) Variação entre 9M11 e 9M10

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

* Valores não auditados pelos auditores independentes

Comentário do Desempenho

PERFIL CORPORATIVO

Área de Concessão

A Companhia é responsável pela distribuição de energia elétrica em todo o Estado do Ceará, em uma área de 149 mil quilômetros quadrados, que compreendem um total de 184 municípios. A base comercial da Companhia abrange aproximadamente 3,2 milhões de unidades consumidoras, e envolve uma população de 8,5 milhões de habitantes. Em 2009, 2010 e 2011, foi eleita pela Associação Brasileira de Distribuidores de Energia Elétrica (ABRADEE) como a melhor distribuidora de energia elétrica do Brasil.

DADOS GERAIS*

	3T11	3T10	Var. %
Área de Concessão (km2)	148.921	148.921	-
Municípios (Qte.)	184	184	-
Habitantes (Qte.) (1)	8,5 milhões	8,5 milhões	-
Consumidores (Unid.)	3.190.497	3.059.904	4,3%
Linhas de Distribuição (Km)	125.171	121.683	2,9%
Linhas de Transmissão (Km)	4.504	4.351	3,5%
Subestações (Unid.)	99	98	1,0%
Volume de Energia 9M (GWh)	6.550	6.528	0,3%
Posição no Nordeste em Volume de Energia	3ª	3ª	-
Marketshare Brasil - Nº de Clientes (2)	4,7%	4,7%	-0,02 p.p
Marketshare Brasil - Volume de Energia 9M	2,1%	2,1%	-0,07 p.p

(1) Fonte: Para ambos os anos, utilizamos o resultado do Censo IBGE 2010

(2) O número de consumidores Brasil está estimado



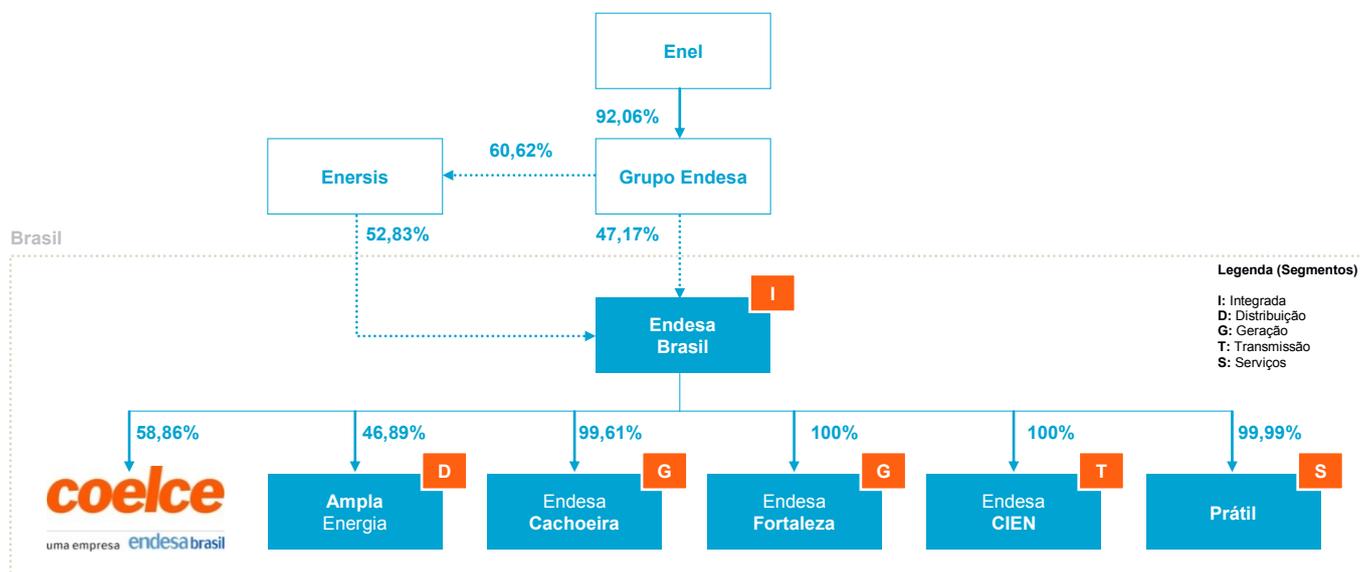
Estrutura de Controle e Organograma Societário Simplificado

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. 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, e é negociada na Bolsa de Valores, Mercadorias e Futuros (BM&FBovespa).

ESTRUTURA DE CONTROLE (EM 30/09/2011)

	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%	26.445.833	1.571.529	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	919.403	1,9%	4.062.550	-	4.062.550	13,6%	4.981.953	6,4%
Fundos e Clubes de Investimentos	1.834.945	3,8%	8.618.717	36.360	8.655.077	29,1%	10.490.022	13,5%
Pessoas Físicas	1.212.204	2,5%	8.935.210	1.148	8.936.358	30,0%	10.148.562	13,0%
Outros	39.952	0,1%	861.600	2.880	864.480	2,9%	904.432	1,2%
Totais	48.067.937	100,0%	28.215.833	1.571.529	29.787.362	100,0%	77.855.299	100,0%

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



* Valores não auditados pelos auditores independentes

Comentário do Desempenho

3 DESEMPENHO OPERACIONAL

Mercado de Energia

Crescimento de Mercado

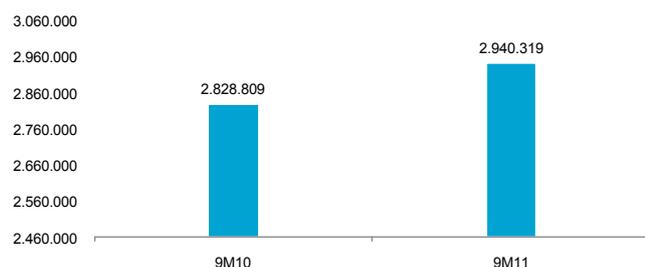
NÚMERO DE CONSUMIDORES (UNIDADES)*

	3T11	3T10	Var. %	2T11	Var. % (1)	9M11	9M10	Var. % (2)
Mercado Cativo	2.940.282	2.828.789	3,9%	2.912.349	1,0%	2.940.282	2.828.789	3,9%
Residencial - Convencional	874.090	576.130	51,7%	740.873	18,0%	874.090	576.130	51,7%
Residencial - Baixa Renda	1.513.840	1.743.476	-13,2%	1.645.274	-8,0%	1.513.840	1.743.476	-13,2%
Industrial	5.854	5.815	0,7%	5.813	0,7%	5.854	5.815	0,7%
Comercial	163.019	158.523	2,8%	161.900	0,7%	163.019	158.523	2,8%
Rural	342.387	305.948	11,9%	317.784	7,7%	342.387	305.948	11,9%
Setor Público	41.092	38.897	5,6%	40.705	1,0%	41.092	38.897	5,6%
Cientes Livres	35	18	94,4%	29	20,7%	35	18	94,4%
Industrial	28	13	115,4%	23	21,7%	28	13	115,4%
Comercial	7	5	40,0%	6	16,7%	7	5	40,0%
Revenda	2	2	-	2	-	2	2	-
Subtotal - Consumidores Efetivos	2.940.319	2.828.809	3,9%	2.912.380	1,0%	2.940.319	2.828.809	3,9%
Consumo Próprio	222	223	-0,4%	222	-	222	223	-0,4%
Consumidores Ativos sem Fornecimento	249.956	230.872	8,3%	244.006	2,4%	249.956	230.872	8,3%
Total - Número de Consumidores	3.190.497	3.059.904	4,3%	3.156.608	1,1%	3.190.497	3.059.904	4,3%

(1) Variação entre 3T11 e 2T11 e (2) Variação entre 9M11 e 9M10

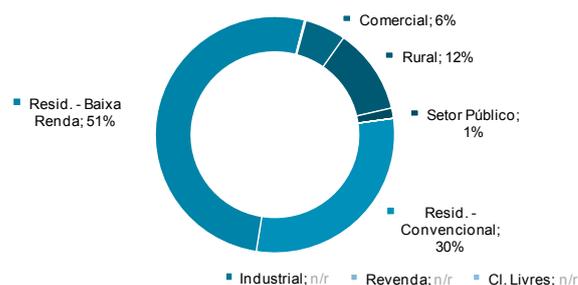
Número de Consumidores Efetivos (Unidades)*

Evolução 9M10 - 9M11



Número de Consumidores Efetivos (Unidades)*

Posição Final em set/11



A Coelce encerrou o 3T11 com 3.190.497 unidades consumidoras* ("consumidores"), 4,3% superior ao número de consumidores registrado ao final do 3T10. Esse crescimento representa um acréscimo de 130.593 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 104.763 novos consumidores*.

Essa evolução representa, em essência, o crescimento vegetativo do mercado cativo da Coelce, reflexo dos investimentos para conexão de novos clientes à rede da Companhia, em especial pelos investimentos realizados no Programa Luz para Todos (PLPT). Juntos, esses investimentos totalizaram o montante de R\$ 215 milhões* nos últimos 12 meses.

Em termos de consumidores efetivos, a Companhia encerrou o 3T11 com 2.940.319 consumidores*, um incremento de 3,9% em relação ao 3T10. 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 3T11 com 35 clientes livres*, um acréscimo de 17 novos clientes*, que representa um incremento de 94,4% em relação ao número registrado no fechamento do 3T10.

Venda de Energia na Área de Concessão

VENDA E TRANSPORTE DE ENERGIA (GWH)*

	3T11	3T10	Var. %	2T11	Var. % (1)	9M11	9M10	Var. % (2)
Mercado Cativo	1.993	2.032	-1,9%	1.861	7,1%	5.752	5.971	-3,7%
Cientes Livres	304	189	60,8%	265	14,7%	798	557	43,3%
Total - Venda e Transporte de Energia	2.297	2.221	3,4%	2.126	8,0%	6.550	6.528	0,3%

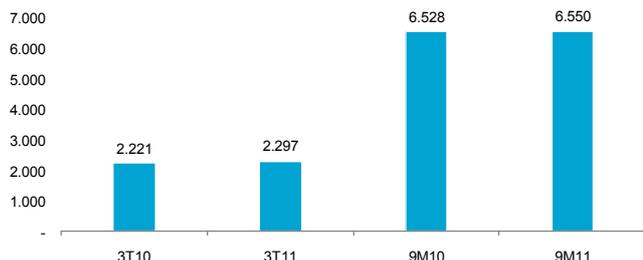
(1) Variação entre 3T11 e 2T11 e (2) Variação entre 9M11 e 9M10

O volume total de venda e transporte de energia na área de concessão da Coelce no 3T11 foi de 2.297 GWh*, o que representa um incremento de 3,4% (+76 GWh) em relação ao 3T10, cujo volume foi de 2.221 GWh*. Esta variação é o efeito líquido de (i) uma retração observada no mercado cativo da Companhia de 1,9% (-39 GWh) no 3T11 em relação ao 3T10 (1.993 GWh* versus 2.032 GWh*), compensada por (ii) um maior volume de energia transportado para os clientes livres, cujo montante, no 3T11, de 304 GWh*, 60,8% superior ao registrado no 3T10 (+115 GWh). Essa energia (transportada) gera uma receita para a Coelce através da TUSD – Tarifa do Uso do Sistema de Distribuição.

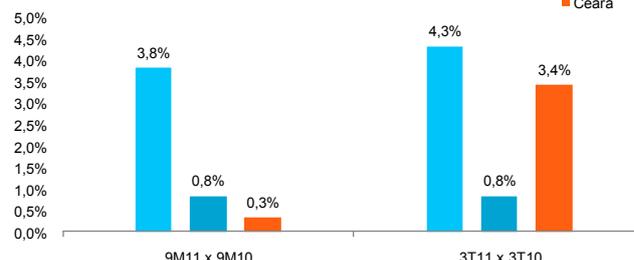
* Valores não auditados pelos auditores independentes

Comentário do Desempenho

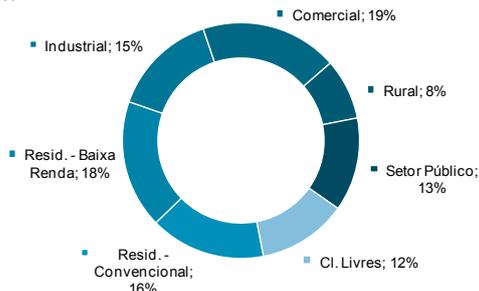
Venda e Transporte de Energia (GWh)*
Evolução 3T10 - 3T11 e 9M10 - 9M11



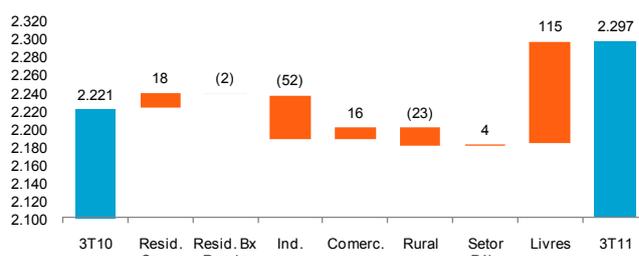
Evolução do Volume de Energia - Comparativos (%)*
Comparativo Brasil, Região Nordeste e Estado do Ceará



Venda e Transporte de Energia (GWh)*
Volume nos 9M11



Evolução Anual do Consumo de Energia por Classe (GWh)*
Evolução 3T10 - 3T11



Mercado Cativo

VENDA DE ENERGIA NO MERCADO CATIVO (GWH)*

	3T11	3T10	Var. %	2T11	Var. % (1)	9M11	9M10	Var. % (2)
Residencial - Convencional	361	343	5,2%	332	8,7%	1.034	1.057	-2,2%
Residencial - Baixa Renda	387	389	-0,5%	380	1,8%	1.154	1.159	-0,4%
Industrial	322	374	-13,9%	311	3,5%	950	1.085	-12,4%
Comercial	421	405	4,0%	404	4,2%	1.227	1.224	0,2%
Rural	216	239	-9,6%	156	38,5%	546	622	-12,2%
Setor Público	286	282	1,4%	278	2,9%	841	824	2,1%
Total - Venda de Energia no Mercado Cativo	1.993	2.032	-1,9%	1.861	7,1%	5.752	5.971	-3,7%

(1) Variação entre 3T11 e 2T11 e (2) Variação entre 9M11 e 9M10

O mercado cativo da Companhia apresentou uma retração de 1,9% no 3T11 quando comparado ao 3T10. Três das seis classes de consumo apresentaram retração no consumo, com destaque para a classe industrial, em decorrência da migração de clientes para o mercado livre. Os principais fatores que ocasionaram a redução do consumo foram (i) a redução da venda de energia per capita no mercado cativo, de 5,6% que foi compensada, parcialmente, pelo (ii) crescimento vegetativo do mercado cativo, de 3,9%, que adicionou mais 111.493 novos consumidores efetivos* à base comercial cativa da Companhia.

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

	3T11	3T10	Var. %	2T11	Var. % (1)	9M11	9M10	Var. % (2)
Residencial - Convencional	413	595	-30,6%	448	-7,8%	1.183	1.835	-35,5%
Residencial - Baixa Renda	256	223	14,8%	231	10,8%	762	665	14,6%
Industrial	55.005	64.316	-14,5%	53.501	2,8%	162.282	186.586	-13,0%
Comercial	2.583	2.555	1,1%	2.495	3,5%	7.527	7.721	-2,5%
Rural	631	781	-19,2%	491	28,5%	1.595	2.033	-21,5%
Setor Público	6.960	7.250	-4,0%	6.830	1,9%	20.466	21.184	-3,4%
Total - Venda per Capita no Mercado Cativo	678	718	-5,6%	639	6,1%	1.956	2.111	-7,3%

(1) Variação entre 3T11 e 2T11 e (2) Variação entre 9M11 e 9M10

A venda de energia per capita no mercado cativo foi de 678* KWh/consumidor, representando um decréscimo de 5,6% em relação à observada no 3T10. As principais variações foram observadas nas seguintes classes:

(i) residencial convencional e residencial baixa renda: observa-se uma expressiva variação no consumo per capita nas classes residencial convencional e residencial baixa renda. Essa variação é o reflexo das alterações nos critérios de elegibilidade para enquadramento dos consumidores na Tarifa Social de Energia Elétrica. Os novos critérios causaram uma migração de antigos clientes classificados como residencial baixa renda (menor consumo) para a classe residencial convencional, causando as variações acima mencionadas. As classes residencial convencional e residencial baixa renda apresentaram, quando analisadas em conjunto, uma redução no consumo de 0,9% no 3T11 em relação ao 3T10, mantendo-se relativamente estável entre os períodos analisados.

(ii) industrial: a redução observada de 14,5% reflete, basicamente, o impacto da migração de 17 clientes com elevado padrão de consumo (15 industriais e 2 comerciais) do mercado cativo para o mercado livre.

* Valores não auditados pelos auditores independentes

Comentário do Desempenho

(iii) rural: a venda de energia per capita para a classe Rural, dado o expressivo aumento das chuvas (+72,6% no 3T11 e +22,4% nos 9M11, ambos em relação à média estatística), apresentou redução de 19,2%, pela menor necessidade do acionamento de equipamentos e sistemas de irrigação.

Clientes Livres

TRANSPORTE DE ENERGIA PARA OS CLIENTES LIVRES (GWH)*

	3T11	3T10	Var. %	2T11	Var. % (1)	9M11	9M10	Var. % (2)
Industrial	294	181	62,4%	255	15,3%	769	533	44,3%
Comercial	10	8	25,0%	10	-	29	24	20,8%
Total - Transporte de Energia para os Clientes Livres*	304	189	60,8%	265	14,7%	798	557	43,3%

(1) Variação entre 3T11 e 2T11 e (2) Variação entre 9M11 e 9M10

O transporte de energia para os clientes livres na área de concessão da Companhia no 3T11 foi de 304 GWh*, o que representa um incremento de 60,8% em relação ao 3T10, tendo em vista, basicamente, o crescimento do número de clientes livres de 18*, no 3T10, para 35*, no 3T11 (mais 17 novos clientes, um incremento de 94,4%), crescimento que foi compensado, parcialmente, pela redução no transporte de energia per capita aos clientes livres, de 17,3%.

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

	3T11	3T10	Var. %	2T11	Var. % (1)	9M11	9M10	Var. % (2)
Industrial	10.500	13.923	-24,6%	11.087	-5,3%	27.464	41.000	-33,0%
Comercial	1.429	1.600	-10,7%	1.667	-14,3%	4.143	4.800	-13,7%
Média - Transporte per capita p/ Clientes Livres*	8.686	10.500	-17,3%	9.138	-4,9%	22.800	30.944	-26,3%

(1) Variação entre 3T11 e 2T11 e (2) Variação entre 9M11 e 9M10

A redução no transporte de energia per capita aos clientes livres, de 17,3%* no 3T11 em relação ao 3T10 foi fruto, principalmente, da migração de 17 clientes do mercado cativo para o mercado livre. Estes novos clientes apresentaram um padrão de consumo inferior em 46,9% em relação aos clientes que já se encontravam no mercado livre da Companhia no 3T10, o que justifica a redução do transporte de energia per capita no 3T11.

Balanco Energético

BALANÇO DE ENERGIA*

	3T11	3T10	Var. %	2T11	Var. % (1)	9M11	9M10	Var. % (2)
Demanda máxima de energia (MW)	1.573	1.479	6,4%	1.442	9,1%	4.466	4.411	1,2%
Energia requerida (GWh)	2.627	2.557	2,7%	2.434	7,9%	7.436	7.437	-0,0%
Energia distribuída (GWh)	2.310	2.241	3,1%	2.153	7,3%	6.565	6.545	0,3%
Residencial - Convencional	394	347	13,5%	372	5,9%	1.135	1.086	4,5%
Residencial - Baixa Renda	365	378	-3,4%	371	-1,6%	1.105	1.117	-1,1%
Industrial	325	377	-13,8%	315	3,2%	952	1.088	-12,5%
Comercial	420	405	3,7%	411	2,2%	1.229	1.223	0,5%
Rural	234	254	-7,9%	158	48,1%	546	626	-12,8%
Setor Público	286	284	0,7%	279	2,5%	844	828	1,9%
Clientes Livres	280	190	47,4%	241	16,2%	735	558	31,7%
Revenda	3	3	-	3	-	10	10	-
Consumo Próprio	3	3	-	3	-	9	9	-
Perdas na Transmissão - Rede Básica (GWh)	48	49	-2,0%	47	2,1%	151	155	-2,6%
Perdas na Transmissão - Rede Básica (%)	2,05%	2,08%	-0,03 p.p	2,15%	-0,10 p.p	2,26%	2,26%	-
Perdas na Distribuição - Sistema Coelce (GWh)	317	316	0,3%	281	12,8%	871	892	-2,4%
Perdas na Distribuição - Sistema Coelce (%)	12,07%	12,36%	-0,29 p.p	11,54%	0,53 p.p	11,71%	11,99%	-0,28 p.p

(1) Variação entre 3T11 e 2T11 e (2) Variação entre 9M11 e 9M10

A energia total requerida pelo sistema da Coelce no 3T11 foi de 2.627 GWh*, um percentual 2,7% superior ao registrado no 3T10 (2.557 GWh*). Já a energia efetivamente distribuída pelo sistema apresentou um incremento de 3,1% (2.310 GWh* versus 2.241 GWh*), tendo em vista a redução (-0,29 p.p.) nas perdas no sistema de distribuição entre os trimestres comparados, que alcançou o patamar de 12,07%*, no 3T11, contra 12,36%* no 3T10.

* Valores não auditados pelos auditores independentes

Comentário do Desempenho

Compra de Energia

COMPRA DE ENERGIA (GWH)*

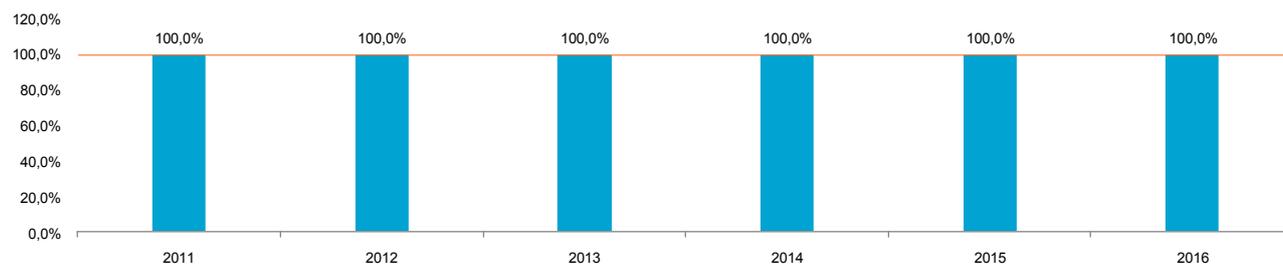
	3T11	3T10	Var. %	2T11	Var. % (1)	9M11	9M10	Var. % (2)
Central Geradora Termelétrica Fortaleza - CGTF	678	678	-	671	1,0%	2.012	2.012	-
Centrais Elétricas - FURNAS	400	403	-0,7%	365	9,6%	1.132	1.133	-0,1%
Companhia Hidroelétrica do São Francisco - CHESF	323	298	8,4%	297	8,8%	900	839	7,3%
Companhia Energética de São Paulo - CESP	174	175	-0,6%	158	10,1%	491	491	-
Eletronorte	125	126	-0,8%	114	9,6%	354	354	-
COPEL	110	111	-0,9%	101	8,9%	312	312	-
CEMIG	94	95	-1,1%	86	9,3%	266	266	-
PROINFA	57	54	5,6%	49	16,3%	151	146	3,4%
Outros	582	432	34,7%	553	5,2%	1.688	1.247	35,4%
Total - Compra de Energia s/ CCEE	2.543	2.372	7,2%	2.394	6,2%	7.306	6.800	7,4%
Liquidação na CCEE	(159)	29	-	(160)	-0,6%	(479)	200	-
Total - Compra de Energia	2.384	2.401	-0,7%	2.234	6,7%	6.827	7.000	-2,5%
Energia Distribuída								
Wobben e Energyworts	8	12	-33,3%	3	166,7%	15	24	-37,5%
Total - Compra de Energia c/ Energia Distribuída	2.392	2.413	-0,9%	2.237	6,9%	6.842	7.024	-2,6%

(1) Variação entre 3T11 e 2T11 e (2) Variação entre 9M11 e 9M10

Os contratos de compra de energia no 3T11, incluindo a liquidação na CCEE e os contratos de energia distribuída, totalizaram 2.392 GWh* para atender a energia demandada pelo sistema da Coelce. Esse montante representa um decréscimo de 0,9% (-21 GWh) em relação ao 3T10, que foi de 2.413 GWh*, ocasionado pela retração do mercado cativo (-1,9%) da companhia e, como consequência, menor volume de venda de energia.

Nível de Contratação (%)

Posição Final em set/2011



A demanda da Coelce encontra-se totalmente contratada para os próximos anos (100%), garantindo à Companhia uma posição confortável em relação ao atendimento à demanda por energia do seu mercado cativo.

* Valores não auditados pelos auditores independentes

Comentário do Desempenho

Inputs e Outputs do Sistema

INPUTS E OUTPUTS DO SISTEMA (GWH)*

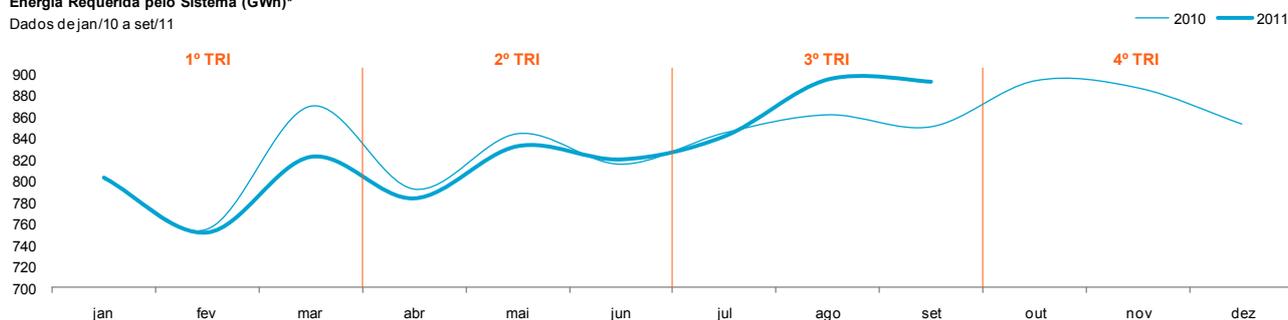
	3T11	3T10	Var. %	2T11	Var. % (1)	9M11	9M10	Var. % (2)
Totais - Inputs	2.392	2.413	-0,9%	2.237	6,9%	6.842	7.024	-2,6%
Compra de Energia	2.392	2.413	-0,9%	2.237	6,9%	6.842	7.024	-2,6%
Contratos	2.551	2.384	7,0%	2.397	6,4%	7.321	6.824	7,3%
CGTF	678	678	-	671	1,0%	2.012	2.012	-
FURNAS	400	403	-0,7%	365	9,6%	1.132	1.133	-0,1%
CHESF	323	298	8,4%	297	8,8%	900	839	7,3%
CESP	174	175	-0,6%	158	10,1%	491	491	-
Eletronorte	125	126	-0,8%	114	9,6%	354	354	-
COPEL	110	111	-0,9%	101	8,9%	312	312	-
CEMIG	94	95	-1,1%	86	9,3%	266	266	-
PROINFA	57	54	5,6%	49	16,3%	151	146	3,4%
Wobben e Energyworks	8	12	-33,3%	3	166,7%	15	24	-37,5%
Outros	582	432	34,7%	553	5,2%	1.688	1.247	35,4%
Liquidação CCEE	(159)	29	-	(160)	-0,6%	(479)	200	-
Totais - Outputs	2.392	2.413	-0,9%	2.237	6,9%	6.842	7.024	-2,6%
Perdas na Transmissão - Rede Básica	48	49	-2,0%	47	2,1%	151	155	-2,6%
Energia Distribuída - Mercado Cativo	2.344	2.364	-0,8%	2.190	7,0%	6.691	6.869	-2,6%
Residencial - Convencional	394	347	13,5%	372	5,9%	1.135	1.086	4,5%
Residencial - Baixa Renda	365	378	-3,4%	371	-1,6%	1.105	1.117	-1,1%
Industrial	325	377	-13,8%	315	3,2%	952	1.088	-12,5%
Comercial	420	405	3,7%	411	2,2%	1.229	1.223	0,5%
Rural	234	254	-7,9%	158	48,1%	546	626	-12,8%
Setor Público	286	284	0,7%	279	2,5%	844	828	1,9%
Consumo Próprio	3	3	-	3	-	9	9	-
Perdas na Distribuição - Sistema Coelce	317	316	0,3%	281	12,8%	871	892	-2,4%

(1) Variação entre 3T11 e 2T11 e (2) Variação entre 9M11 e 9M10

Sazonalidade

Energia Requerida pelo Sistema (GWh)*

Dados de jan/10 a set/11



Indicadores Operacionais

INDICADORES OPERACIONAIS E DE PRODUTIVIDADE*

	3T11	3T10	Var. %	2T11	Var. % (1)	9M11	9M10	Var. % (2)
DEC 12 meses (horas)	9,77	6,96	40,4%	9,93	-1,6%	9,77	6,96	40,4%
FEC 12 meses (vezes)	6,38	5,42	17,7%	6,74	-5,3%	6,38	5,42	17,7%
Perdas de Energia 12 meses (%)	11,91%	12,00%	-0,09 p.p	11,97%	-0,06 p.p	11,91%	12,00%	-0,09 p.p
Índice de Arrecadação 12 meses (%)	99,74%	100,18%	-0,44 p.p	99,67%	0,07 p.p	99,74%	100,18%	-0,44 p.p
MWh/Colaborador	1.776	1.706	4,1%	1.659	7,1%	5.125	5.101	0,5%
MWh/Consumidor	0,72	0,73	-1,4%	0,67	7,5%	2,07	2,16	-4,2%

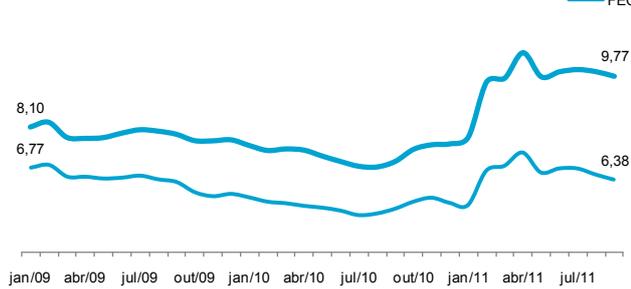
(1) Variação entre 3T11 e 2T11 e (2) Variação entre 9M11 e 9M10

* Valores não auditados pelos auditores independentes

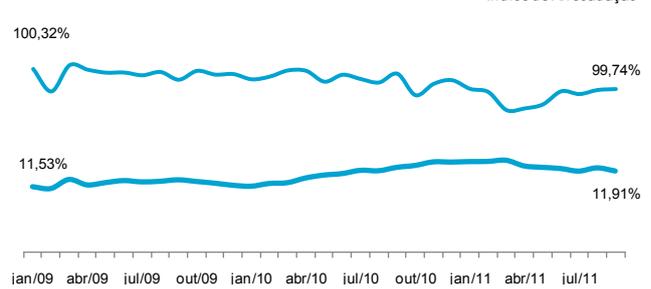
Comentário do Desempenho

Qualidade do Fornecimento

Evolução do DEC (Horas) e FEC (Vezes) TAM*
Dados de jan/09 a set/11



Evolução das Perdas Totais (%) e Arrecadação (%) TAM*
Dados de jan/09 a set/11



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

DEC (Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora): a duração média em que os consumidores da Companhia tiveram o seu fornecimento de energia interrompido. Medido em horas por período (no caso, horas nos últimos 12 meses).

FEC (Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora): a frequência média em que os consumidores da Companhia tiveram o seu fornecimento de energia interrompido. Medido em vezes por período (no caso, vezes nos últimos 12 meses).

A Coelce encerrou o 3T11 com DEC de 9,77 horas*, índice 40,4% superior ao registrado no 3T10, de 6,96 horas*. O FEC alcançou o patamar de 6,38 vezes*, o que representa um incremento de 17,7% em relação ao 3T10, que fechou em 5,42 vezes*.

O cenário climatológico no estado do Ceará durante os 9M11 foi particularmente desfavorável para a Companhia, e impactou negativamente os indicadores de qualidade da Coelce pelas seguintes razões: (i) o volume de chuvas registrado nos 9M11, de 1.084,7 mm, foi 22,4% superior à média estatística para o mesmo período, de 886,4 mm e (ii) o número de descargas elétricas registrado nos 9M11 foi de aproximadamente de 64 mil raios em todo o estado do Ceará, percentual 51,7% superior ao registrado no mesmo período de 2010, de aproximadamente 42 mil raios. Mesmo com o incremento dos indicadores de qualidade, a Coelce, que investiu R\$ 51 milhões* em qualidade do sistema nos últimos 12 meses, mantém seus indicadores de qualidade entre os melhores do Brasil.

Disciplina de Mercado

As perdas de energia TAM – Taxa Anual Móvel (medição acumulada em 12 meses) alcançaram o valor de 11,91%* no 3T11, uma redução de 0,09 p.p. em relação às perdas registradas no 3T10, de 12,00%*. Nos últimos 12 meses, foi investido no combate às perdas o montante de R\$ 31 milhões*.

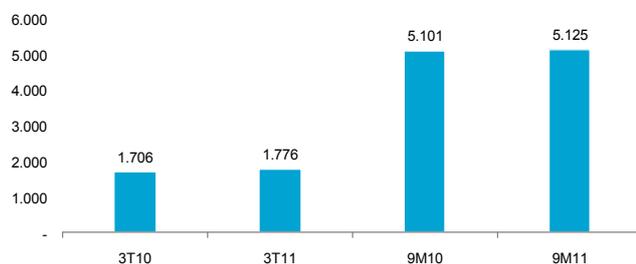
Em relação ao índice de arrecadação TAM (valores arrecadados sobre valores faturados, em 12 meses), o mesmo encerrou o 3T11 em 99,74%*, percentual ligeiramente inferior (0,44 p.p.) em relação ao encerramento do 3T10, de 100,18%*.

Produtividade

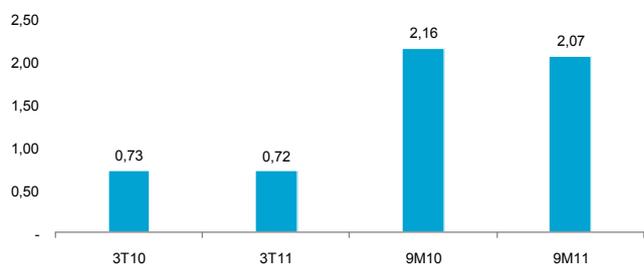
Os indicadores MWh/colaborador e MWh/consumidor refletem a produtividade da Companhia, em termos de geração de valor pela força de trabalho (colaboradores) e geração de valor por cliente.

A Coelce encerrou o 3T11 com o indicador de MWh/colaborador de 1.776*, índice 4,1% superior que o do 3T10, de 1.706*. O indicador de MWh/cliente alcançou o patamar de 0,72*, o que representa uma queda de 1,4% em relação ao 3T10, que fechou em 0,73*.

Indicador de Produtividade - MWh/Colaborador*
Evolução 3T10 - 3T11 e 9M10 - 9M11



Indicador de Produtividade - MWh/Consumidor*
Evolução 3T10 - 3T11 e 9M10 - 9M11



* Valores não auditados pelos auditores independentes

Comentário do Desempenho

DESEMPENHO ECONÔMICO-FINANCEIRO

Resultado

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

	3T11	3T10	Var. %	2T11	Var. % (1)	9M11	9M10	Var. % (2)
Receita Operacional Bruta	927.812	961.648	-3,5%	911.552	1,8%	2.735.426	2.794.962	-2,1%
Deduções à Receita Operacional	(275.067)	(280.710)	-2,0%	(266.914)	3,1%	(803.600)	(783.700)	2,5%
Receita Operacional Líquida	652.745	680.938	-4,1%	644.638	1,3%	1.931.826	2.011.262	-3,9%
Custos do Serviço e Despesas Operacionais	(503.277)	(480.012)	4,8%	(483.122)	4,2%	(1.481.052)	(1.478.436)	0,2%
EBITDA(3)*	183.037	231.163	-20,8%	194.357	-5,8%	549.621	622.003	-11,6%
Margem EBITDA*	28,04%	33,95%	-5,91 p.p	30,15%	-2,11 p.p	28,45%	30,93%	-2,48 p.p
EBIT(4)*	149.468	200.926	-25,6%	161.516	-7,5%	450.774	532.826	-15,4%
Margem EBIT*	22,90%	29,51%	-6,61 p.p	25,06%	-2,16 p.p	23,33%	26,49%	-3,16 p.p
Resultado Financeiro	(31.111)	(12.540)	148,1%	(6.937)	-	(50.703)	(53.493)	-5,2%
Imposto de Renda, Contribuição Social e Outros	(17.673)	(38.463)	-54,1%	(23.311)	-24,2%	(63.602)	(92.031)	-30,9%
Lucro Líquido	100.684	149.923	-32,8%	131.268	-23,3%	336.469	387.302	-13,1%
Margem Líquida	15,42%	22,02%	-6,60 p.p	20,36%	-4,94 p.p	17,42%	19,26%	-1,84 p.p
Lucro por Ação (R\$/ação)	1,29	1,93	-33,2%	1,69	-23,7%	4,32	4,97	-13,1%

(1) Variação entre 3T11 e 2T11 e (2) Variação entre 9M11 e 9M10

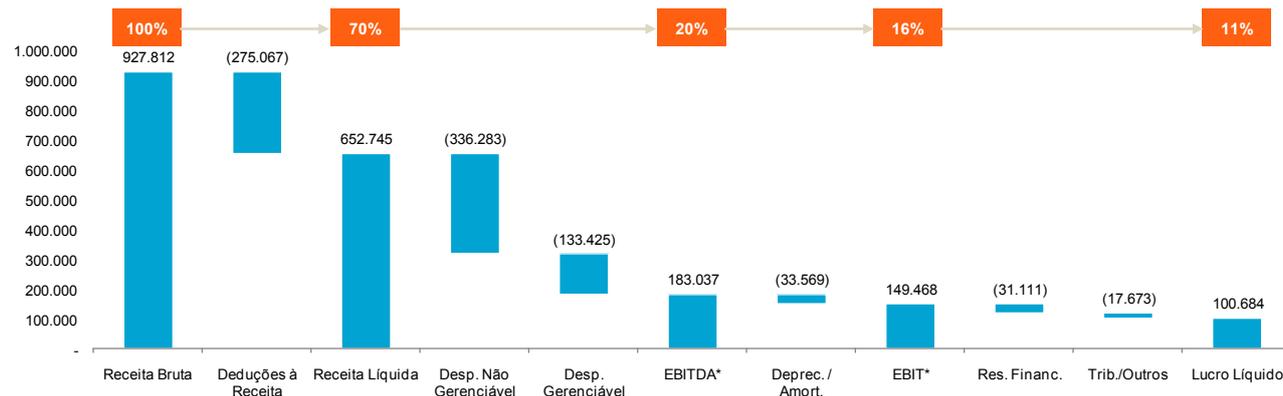
(3) EBITDA: Resultado do Serviço + Depreciações e Amortizações

(4) EBIT: Resultado do Serviço

Overview

Principais Contas do Resultado(R\$ Mil)

Overview 3T11



Receita Operacional Bruta

RECEITA OPERACIONAL BRUTA (R\$ MIL)

	3T11	3T10	Var. %	2T11	Var. % (1)	9M11	9M10	Var. % (2)
Fornecimento de Energia Elétrica	793.332	769.753	3,1%	765.585	3,6%	2.301.807	2.261.072	1,8%
Subsídio Baixa Renda	51.569	77.814	-33,7%	46.922	9,9%	153.261	193.562	-20,8%
Suprimento de Energia Elétrica	3.925	(4.572)	-185,8%	3.803	3,2%	10.774	257	-
Receita pela Disponibilidade da Rede Elétrica	35.517	22.044	61,1%	32.165	10,4%	97.025	59.691	62,5%
Receita Operacional IFRIC-12	34.257	86.340	-60,3%	50.833	-32,6%	142.011	248.337	-42,8%
Outras Receitas	9.212	10.269	-10,3%	12.244	-24,8%	30.548	32.043	-4,7%
Total - Receita Operacional Bruta	927.812	961.648	-3,5%	911.552	1,8%	2.735.426	2.794.962	-2,1%

(1) Variação entre 3T11 e 2T11 e (2) Variação entre 9M11 e 9M10

A receita operacional bruta da Coelce alcançou, no 3T11, R\$ 928 milhões, uma redução de 3,5% em relação ao 3T10, de R\$ 962 milhões (-R\$ 34 milhões). Essa redução é, basicamente, o efeito líquido dos seguintes fatores:

- Evolução de 3,1% (R\$ 793 milhões versus R\$ 770 milhões) na receita pelo fornecimento de energia elétrica (+R\$ 23 milhões): O incremento se deve ao efeito combinado de (i) uma retração do volume de energia vendida para o mercado cativo, 1,9% (de 2.032 GWh no 3T10 para 1.993 GWh no 3T11, uma redução de 39 GWh), compensada pela (ii) migração de consumidores da classe residencial baixa renda para a classe residencial convencional (vide abaixo).

* Valores não auditados pelos auditores independentes

Comentário do Desempenho

- Redução de 33,7% (R\$ 52 milhões versus R\$ 78 milhões) na receita referente ao subsídio baixa renda (-R\$ 26 milhões): Esta redução reflete as alterações nos critérios de elegibilidade para enquadramento dos consumidores na Tarifa Social de Energia Elétrica. Observa-se uma migração de aproximadamente 230 mil consumidores da classe residencial baixa renda para a classe residencial convencional quando comparamos o 3T11 com o mesmo período do ano anterior, consumidores estes que deixaram de usufruir do benefício da Tarifa Social e com consequente redução do subsídio recebido pela Companhia.
- Incremento de 185,8% (R\$ 4 milhões versus -R\$ 5 milhões) no suprimento de energia elétrica (+R\$ 9 milhões): No 3T10, em razão do forte aquecimento do mercado da Companhia (Ceará) e a consequente necessidade de realizar-se a compra de energia adicional no Mercado Spot, no montante de 29 GWh, a Companhia incorreu em despesas que somaram -R\$ 5 milhões. Inversamente, no 3T11, observa-se o contrário, devido à retração do consumo de energia, motivando a liquidação deste excedente no Mercado Spot, num montante de 159 GWh, gerando uma receita para a Companhia.
- Evolução de 61,1% (R\$ 36 milhões versus R\$ 22 milhões) na receita pela disponibilidade da rede elétrica (+R\$ 14 milhões): O incremento se deve à evolução do volume de energia transportada para os clientes livres dentro da área de concessão da Companhia, de 60,8% (de 189 GWh no 3T10 para 304 GWh no 3T11, um incremento de 115 GWh).
- Redução de 60,3% (R\$ 34 milhões versus 86 milhões) na receita operacional oriunda da aplicação do ICPC 01 – IFRCI 12 (-52 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 a 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 3T11 foi de R\$ 34 milhões, (cuja contrapartida se encontra nas despesas operacionais, no mesmo valor, não gerando nenhum efeito no EBITDA e no Lucro Líquido da Companhia), uma redução de R\$ 52 milhões quando comparado com o 3T10 (R\$ 86 milhões).

Deduções da Receita

DEDUÇÕES DA RECEITA (R\$ MIL)

	3T11	3T10	Var. %	2T11	Var. % (1)	9M11	9M10	Var. % (2)
ICMS	(182.213)	(174.103)	4,7%	(172.279)	5,8%	(525.034)	(509.464)	3,1%
COFINS	(34.706)	(41.028)	-15,4%	(37.971)	-8,6%	(109.246)	(114.772)	-4,8%
PIS	(7.674)	(8.675)	-11,5%	(7.976)	-3,8%	(23.589)	(24.244)	-2,7%
Quota Reserva Global de Reversão - RGR	(9.999)	(9.143)	9,4%	(9.642)	3,7%	(29.093)	(27.063)	7,5%
Conta de Consumo de Combust. Fósseis - CCC	(27.471)	(24.138)	13,8%	(26.434)	3,9%	(78.263)	(62.596)	25,0%
Programa de Eficiência Energética e P&D	(6.103)	(15.570)	-60,8%	(5.810)	5,0%	(17.606)	(27.059)	-34,9%
Encargo de Capacidade/Aquisição Emergencial/Outros	(6.901)	(8.053)	-14,3%	(6.802)	1,5%	(20.769)	(18.502)	12,3%
Total - Deduções da Receita	(275.067)	(280.710)	-2,0%	(266.914)	3,1%	(803.600)	(783.700)	2,5%

(1) Variação entre 3T11 e 2T11 e (2) Variação entre 9M11 e 9M10

As deduções da receita apresentaram redução de 2,0% em relação ao mesmo trimestre do ano anterior, alcançando -R\$ 275 milhões no 3T11, contra -R\$ 281 milhões no 3T10 (+R\$ 6 milhões). Esse incremento é o efeito, principalmente, das seguintes variações:

- Incremento de 0,4% (-R\$ 225 milhões versus -R\$ 224 milhões) nas rubricas de tributos ICMS/COFINS/PIS (-R\$ 1 milhão): Este incremento é oriundo do crescimento da base de cálculo para apuração destes tributos.
- Acréscimo de 13,8% (-R\$ 27 milhões versus -R\$ 24 milhões) na conta de consumo de combustíveis fósseis – CCC (-R\$ 3 milhões): Os custos com CCC foram incrementados, no montante de 12,8%, a partir de maio de 2011. Os valores são estabelecidos pelo órgão regulador. Este encargo destina-se a financiar o óleo diesel da geração termelétrica das áreas isoladas, não atendidas pelo serviço de eletrificação; concentrada na região norte do país.
- Redução de 60,8% (-R\$ 6 milhões versus -R\$ 16 milhões) na conta de programa de eficiência energética e P&D (+R\$ 10 milhões): A redução observada reflete um ajuste, no montante de R\$ 11 milhões, ocorrido no 3T10, retroativo a julho de 2003, decorrente da inclusão do subsídio de baixa renda na base de cálculo de apuração dos valores a serem creditados ao programa de eficiência energética.

Comentário do Desempenho

Custos e Despesas Operacionais

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

	3T11	3T10	Var. %	2T11	Var. % (1)	9M11	9M10	Var. % (2)
Custos e despesas não gerenciáveis								
Energia Elétrica Comprada para Revenda	(304.836)	(257.296)	18,5%	(286.492)	6,4%	(880.168)	(796.060)	10,6%
Taxa de Fiscalização da ANEEL	(1.140)	(1.101)	3,5%	(1.141)	-0,1%	(3.382)	(3.205)	5,5%
Encargo do Uso da Rede Elétrica/Encargo do Sistema	(30.307)	(25.358)	19,5%	(26.866)	12,8%	(87.543)	(82.833)	5,7%
Total - Não gerenciáveis	(336.283)	(283.755)	18,5%	(314.499)	6,9%	(971.093)	(882.098)	10,1%
Custos e despesas gerenciáveis								
Pessoal	(26.638)	(18.136)	46,9%	(27.059)	-1,6%	(79.771)	(72.216)	10,5%
Material e Serviços de Terceiros	(48.980)	(46.353)	5,7%	(45.667)	7,3%	(142.502)	(144.200)	-1,2%
Depreciação e Amortização	(33.569)	(30.237)	11,0%	(32.841)	2,2%	(98.847)	(89.177)	10,8%
Custo de Desativação de Bens	(1.955)	(2.787)	-29,9%	(5.127)	-61,9%	(7.660)	(10.446)	-26,7%
Prov. para Créditos de Liquidação Duvidosa	(9.784)	(3.326)	194,2%	(1.607)	-	(11.380)	(3.485)	226,5%
Provisões para Contingências	(3.965)	(2.753)	44,0%	(2.242)	76,9%	(6.712)	(9.681)	-30,7%
Despesa IFRIC-12 (Custo de Construção)	(34.257)	(86.340)	-60,3%	(50.833)	-32,6%	(142.011)	(248.337)	-42,8%
Outras Despesas Operacionais	(7.846)	(6.325)	24,0%	(3.247)	141,6%	(21.076)	(18.796)	12,1%
Total - Gerenciáveis	(166.994)	(196.257)	-14,9%	(168.623)	-1,0%	(509.959)	(596.338)	-14,5%
Total - Custos do Serviço e Despesa Operacional	(503.277)	(480.012)	4,8%	(483.122)	4,2%	(1.481.052)	(1.478.436)	0,2%

(1) Variação entre 3T11 e 2T11 e (2) Variação entre 9M11 e 9M10

Os custos e despesas operacionais no 3T11 alcançaram -R\$ 503 milhões, um incremento de 4,8% em relação ao 3T10, de -R\$ 480 milhões (-R\$ 23 milhões). Este acréscimo é o efeito, principalmente, das seguintes variações:

Incremento de 18,5% (-R\$ 336 milhões versus -R\$ 284 milhões) nos custos e despesas não gerenciáveis (-R\$ 53 milhões), principalmente, por:

- Incremento de 18,5% (-R\$ 305 milhões versus -R\$ 257 milhões) na energia elétrica comprada para revenda (-R\$ 48 milhões):
O incremento observado reflete o aumento do volume de energia comprada para revenda, no percentual de 7,2%, entre o 3T10 (2.372 GWh) e o 3T11 (2.543 GWh), representando um aumento de 171 GWh, associado aos reajustes dos contratos de compra de energia pela inflação acumulada em 12 meses (abril de 2010 até março de 2011) ocorridos em abril de 2011, reajustes estes ainda não contemplados na tarifa da Companhia (por a mesma estar congelada até a definição completa sobre a metodologia definitiva do 3º ciclo de revisão tarifária).

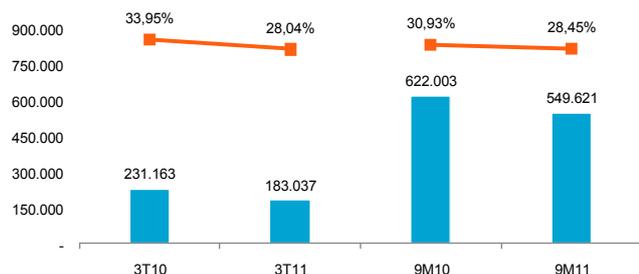
Redução de 14,9% (-R\$ 167 milhões versus -R\$ 196 milhões) nos custos e despesas gerenciáveis (+R\$ 19 milhões), principalmente, por:

- Incremento de 46,9% (-R\$ 27 milhões versus -R\$ 18 milhões) nas despesas com pessoal (-R\$ 9 milhões):
O aumento observado nas despesas com pessoal é o reflexo do (i) reajuste salarial de 5,39%, aplicado a partir de novembro de 2010, (ii) ao ganho real de 2,0% sobre a folha de pagamento em decorrência de remuneração adicional por mérito, a partir de julho de 2011 e (iii) a uma maior ativação de despesas com pessoal no 3T10 em relação ao 3T11, dado o maior volume de investimentos observados no ano de 2010.
- Incremento de 5,7% (-R\$ 49 milhões versus -R\$ 46 milhões) nas despesas com material e serviços de terceiros (-R\$ 3 milhões):
O incremento reflete reajustes nos contratos de prestação de serviços ocorridos entre setembro de 2010 e setembro de 2011.
- Incremento de 194,2% (-R\$ 10 milhões versus -R\$ 3 milhões) nas provisões para créditos de liquidação duvidosa (-R\$ 7 milhões):
Este aumento reflete o ajuste na metodologia de cálculo das provisões em 2011 para padronização com a metodologia utilizada por outras empresas do grupo Endesa, implicando na contabilização adicional de R\$ 7 milhões em julho de 2011.
- Redução de 60,3% (-R\$ 34 milhões versus -R\$ 86 milhões) na despesa operacional oriunda da aplicação do ICPC 01 – IFRIC 12 (+52 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 a 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 3T11 foi de -R\$ 49 milhões, (cuja contrapartida se encontra na receita operacional bruta, no mesmo valor, não gerando nenhum efeito no EBITDA e no Lucro Líquido da Companhia), uma redução de R\$ 52 milhões quando comparado com o 3T10 (-R\$ 86 milhões).

EBITDA*

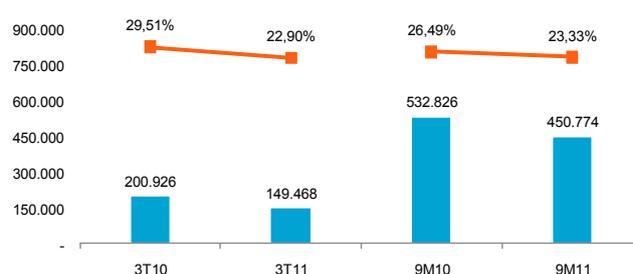
EBITDA (R\$ Mil) e Margem EBITDA (%)*

Evolução 3T10 - 3T11 e 9M10 - 9M11



EBIT (R\$ Mil) e Margem EBIT (%)*

Evolução 3T10 - 3T11 e 9M10 - 9M11

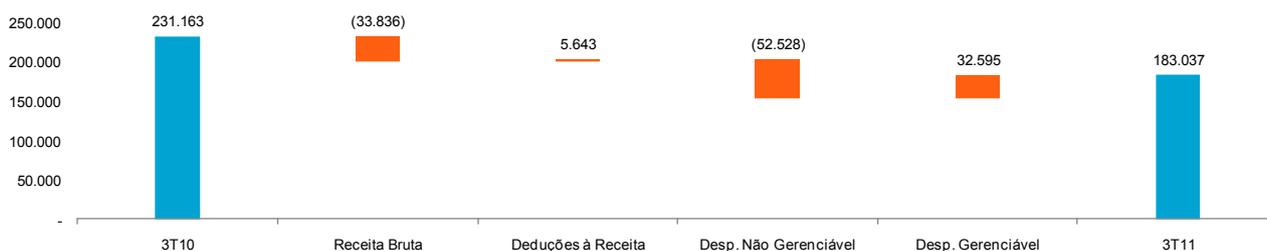


* Valores não auditados pelos auditores independentes

Comentário do Desempenho

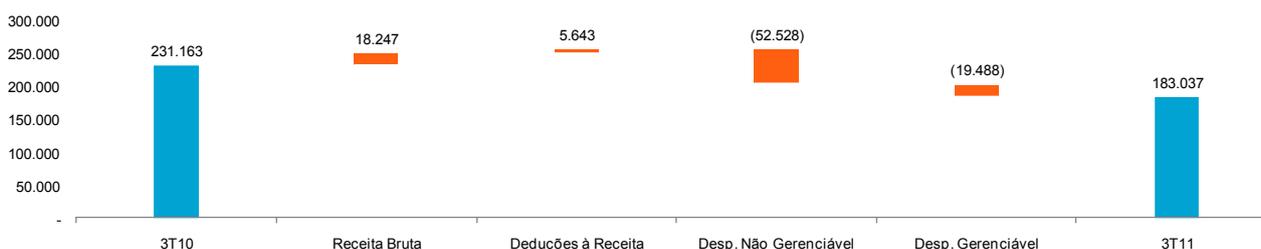
Análise da Evolução do EBITDA (R\$ Mil)*

Evolução 3T10 - 3T11



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

Evolução 3T10 - 3T11



Com base nas variações acima expostas, o EBITDA da Coelce no 3T11, atingiu o montante de R\$ 183 milhões*, o que representa um decréscimo de 20,8% em relação ao 3T10, cujo montante foi de R\$ 231 milhões* (-R\$ 48 milhões). A margem EBITDA da Companhia no 3T11 foi de 28,0%*, o que representa uma redução de 5,91 p.p. em relação ao 3T10, de 33,9%*.

O EBITDA Ajustado, conforme calculado pela Companhia, é igual ao lucro (prejuízo) líquido antes do IR e CSLL, das despesas financeiras líquidas e das despesas de depreciação e amortização, resultados não operacionais e participações. O EBITDA Ajustado não é uma medida de desempenho financeiro segundo as "Práticas Contábeis Adotadas no Brasil", tampouco deve ser considerado isoladamente, ou, como uma alternativa ao lucro líquido, como medida de desempenho operacional, ou alternativa aos fluxos de caixa operacionais, ou como medida de liquidez. Outras empresas podem calcular o EBITDA Ajustado de maneira diversa da Companhia. Em razão de não serem consideradas, para o seu cálculo, as despesas e receitas com juros (financeiras), o IR e CSLL, a depreciação e amortização, os resultados não operacionais e as participações, o EBITDA Ajustado funciona como um indicador de desempenho econômico geral. Conseqüentemente, o EBITDA Ajustado funciona como uma ferramenta significativa para comparar, periodicamente, o desempenho operacional, bem como para embasar determinadas decisões de natureza administrativa. O EBITDA Ajustado permite uma melhor compreensão não só sobre o desempenho financeiro, como também sobre a capacidade de cumprir com as obrigações passivas e de obter recursos para as despesas de capital e para o capital de giro. O EBITDA Ajustado, no entanto, apresenta limitações que prejudicam a sua utilização como medida de lucratividade, em razão de não considerar determinados custos decorrentes dos negócios, que poderiam afetar, de maneira significativa, os lucros, tais como despesas financeiras, tributos, depreciação, despesas de capital e outros encargos relacionados.

Resultado Financeiro

RESULTADO FINANCEIRO (R\$ MIL)

	3T11	3T10	Var. %	2T11	Var. % (1)	9M11	9M10	Var. % (2)
Receitas Financeiras								
Renda de Aplicações Financeiras	5.314	6.703	-20,7%	5.317	-0,1%	14.223	13.045	9,0%
Acréscimo Moratário sobre Conta de Energia	9.537	9.076	5,1%	9.200	3,7%	28.064	27.039	3,8%
Outras	(13.993)	6.631	-	18.853	-174,2%	8.863	14.740	-39,9%
Total - Receitas Financeiras	858	22.410	-96,2%	33.370	-97,4%	51.150	54.824	-6,7%
Despesas financeiras								
Encargo de Dívidas	(15.361)	(19.032)	-19,3%	(18.704)	-17,9%	(51.868)	(60.059)	-13,6%
Variações Monetárias	(3.290)	(1.304)	152,3%	(6.359)	-48,3%	(15.603)	(13.082)	19,3%
IOF e IOC	(903)	(905)	-0,2%	(492)	83,5%	(2.306)	(2.253)	2,4%
Outras	(12.415)	(13.709)	-9,4%	(14.752)	-15,8%	(32.076)	(32.923)	-2,6%
Total - Despesas Financeiras	(31.969)	(34.950)	-8,5%	(40.307)	-20,7%	(101.853)	(108.317)	-6,0%
Total - Receitas e Despesas Financeiras	(31.111)	(12.540)	148,1%	(6.937)	-	(50.703)	(53.493)	-5,2%

(1) Variação entre 3T11 e 2T11 e (2) Variação entre 9M11 e 9M10

O resultado financeiro da Coelce, no 3T11, ficou em -R\$ 31 milhões, uma redução de 148,1% em relação ao mesmo trimestre do ano anterior, de -R\$ 13 milhões (-R\$ 18 milhões). Esta redução é o efeito líquido, principalmente, das seguintes variações:

Redução de 96,2% (R\$ 1 milhão versus R\$ 22 milhões) nas receitas financeiras (-R\$ 21 milhões), principalmente, por:

- Redução (-R\$ 14 milhões versus R\$ 7 milhões) em outras receitas financeiras (-R\$ 21 milhões): Este decréscimo está associado, principalmente, (i) ao estorno/reversão que a Companhia realizou, conservadoramente, da receita decorrente do ajuste atuarial registrado no até junho de 2011 (R\$ 13 milhões). Com base no parecer atuarial que será emitido no final do exercício de 2011, serão realizados quaisquer ajustes que se façam necessários de acordo com a Legislação em vigor; e (ii) ao estorno da atualização monetária do ativo indenizável registrada a maior no primeiro semestre de 2011 (6M11), no montante de R\$ 8 milhões.

* Valores não auditados pelos auditores independentes

Comentário do Desempenho

Redução de 8,5% (-R\$ 32 milhões versus -R\$ 35 milhões) nas despesas financeiras (+R\$ 3 milhões), principalmente, por:

- Redução de 19,3% (-R\$ 15 milhões versus -R\$ 19 milhões) em encargos de dívidas (+R\$ 4 milhões): A redução acima reflete, basicamente, à redução do saldo médio de dívida, que passou de R\$ 902 milhões no 3T10, para R\$ 736 milhões no 3T11, uma redução de 18,4% (-R\$ 166 milhões).

Tributos (IR/CSLL) e Outros

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

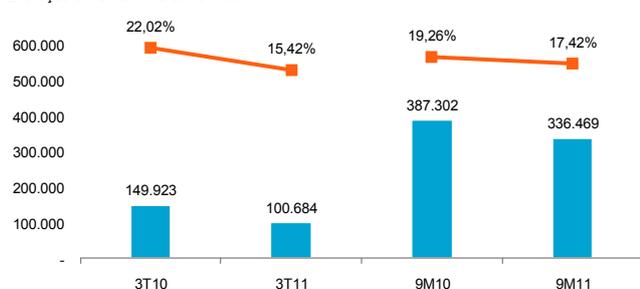
	3T11	3T10	Var. %	2T11	Var. % (1)	9M11	9M10	Var. % (2)
IR	(26.718)	(44.510)	-40,0%	(31.275)	-14,6%	(87.997)	(113.286)	-22,3%
CSLL	(8.056)	(16.667)	-51,7%	(13.157)	-38,8%	(31.965)	(41.119)	-22,3%
Incentivo Fiscal SUDENE	19.969	25.848	-22,7%	23.990	-16,8%	64.965	71.777	-9,5%
Amortização do Ágio e Reversão da Provisão	(2.868)	(3.134)	-8,5%	(2.869)	-0,0%	(8.605)	(9.403)	-8,5%
Total - IR/CSLL	(17.673)	(38.463)	-54,1%	(23.311)	-24,2%	(63.602)	(92.031)	-30,9%

(1) Variação entre 3T11 e 2T11 e (2) Variação entre 9M11 e 9M10

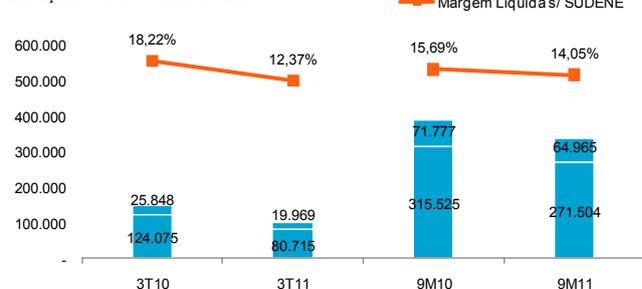
As despesas com Imposto de Renda (IR), Contribuição Social sobre o Lucro Líquido (CSLL) e Outros (Amortização do Ágio) no 3T11 registraram -R\$ 18 milhões, uma redução de 54,1% em relação ao mesmo período do ano anterior, de -R\$ 38 milhões (+R\$ 20 milhões). Essa redução é o efeito, basicamente, do decréscimo dos impostos devidos, tendo em vista a redução das suas bases de cálculo.

Lucro Líquido

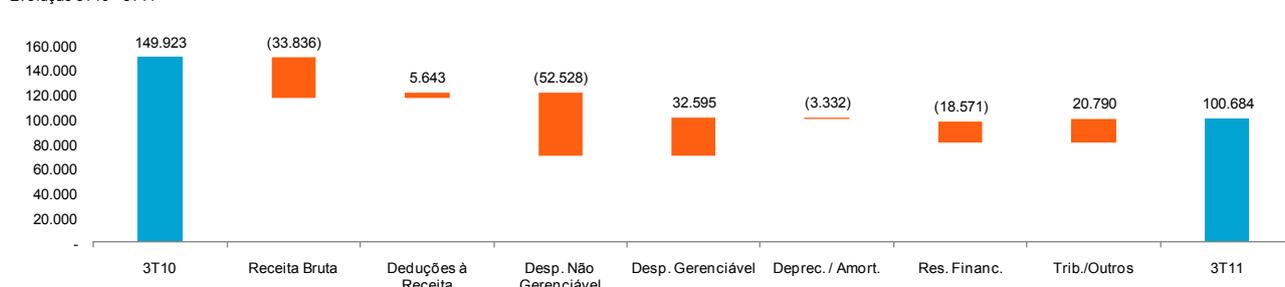
Lucro Líquido (R\$ Mil) e Margem Líquida (%)
Evolução 3T10 - 3T11 e 9M10 - 9M11



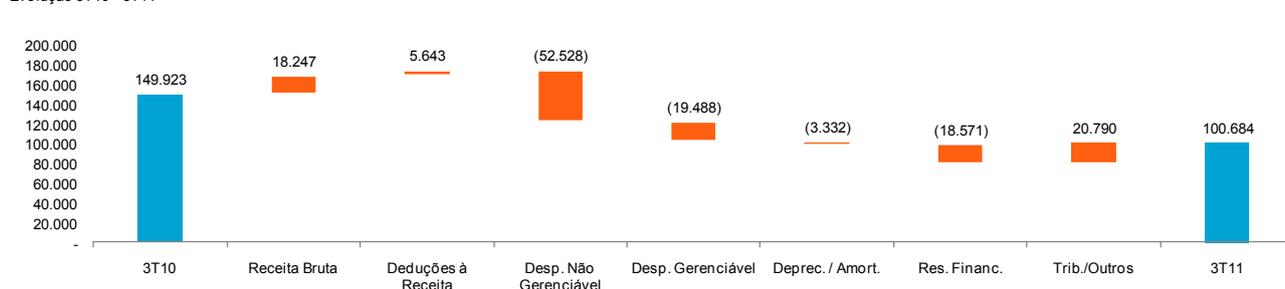
Lucro Líquido (R\$ Mil) e Margem Líquida (%)
Evolução 3T10 - 3T11 e 9M10 - 9M11



Análise da Evolução do Lucro Líquido (R\$ Mil)
Evolução 3T10 - 3T11



Análise da Evolução do Lucro Líquido (R\$ Mil), s/ variações de Receita e Custo de Construção (IFRIC 12)
Evolução 3T10 - 3T11



Com base nos efeitos expostos anteriormente, a Coelce registrou no 3T11 um lucro líquido de R\$ 101 milhões, valor 32,8% inferior ao registrado no 3T10, que foi de R\$ 150 milhões (+R\$ 49 milhões). Desta forma, a Margem Líquida no 3T11 alcançou 15,4%.

Comentário do Desempenho

Endividamento

INDICADORES DE ENDEVIDAMENTO

	3T11	3T10	Var. %	2T11	Var. % (1)	9M11	9M10	Var. % (2)
Dívida bruta (R\$ mil)	736.292	901.890	-18,4%	867.558	-15,1%	736.292	901.890	-18,4%
(-) Dívida Previdenciária - Balanete (R\$ mil)	33.800	41.964	-19,5%	33.585	0,6%	33.800	41.964	-19,5%
(-) Caixa, Equivalentes e Aplicações Financ. (R\$ mil)	148.891	201.904	-26,3%	184.113	-19,1%	148.891	201.904	-26,3%
Dívida líquida (R\$ mil)	553.601	658.022	-15,9%	649.860	-14,8%	553.601	658.022	-15,9%
Dívida bruta / EBITDA(3)*	1,00	1,12	-10,7%	1,11	-9,9%	1,00	1,12	-10,7%
EBITDA(3) / Encargos de Dívida(3)*	10,88	9,75	11,6%	10,99	-1,0%	10,88	9,75	11,6%
Dívida bruta / (Dívida bruta + PL)	0,34	0,39	-12,8%	0,39	-12,8%	0,34	0,39	-12,8%
Dívida líquida / (Dívida líquida + PL)	0,28	0,32	-12,5%	0,32	-12,5%	0,28	0,32	-12,5%

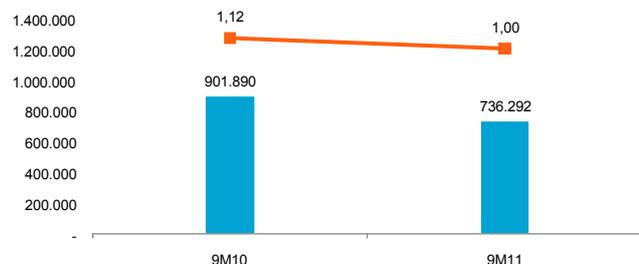
(1) Variação entre 3T11 e 2T11 e (2) Variação entre 9M11 e 9M10

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

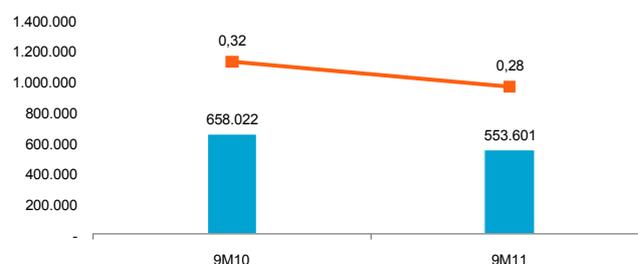
A dívida bruta da Coelce encerrou o 3T11 em R\$ 736 milhões, uma redução de 18,4% em relação ao 3T10, que foi de R\$ 902 milhões (-R\$ 166 milhões). Essa redução está basicamente associada à liquidação da 1ª série da 2ª emissão de debêntures da Companhia, no montante de R\$ 92 milhões, bem como demais amortizações ocorridas no período (principalmente, BNDES e BEI).

A Coelce encerrou o 3T11 com o custo da dívida médio em 10,82% a.a., ou CDI - 0,44% a.a., custo este que reflete a composição do portfólio de empréstimos da Companhia, onde 62% são empréstimos firmados com bancos de fomento (BNB e BNDES) e com a Eletrobras.

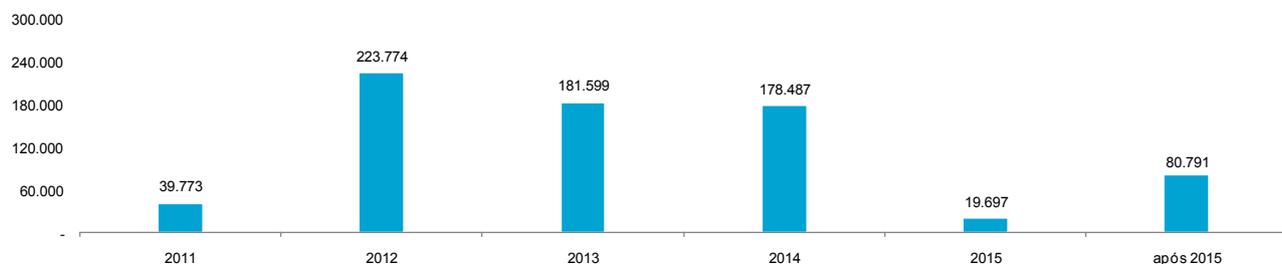
Dívida Bruta (R\$ Mil) e Dívida Bruta / EBITDA* (Veze) Evolução 9M10 - 9M11



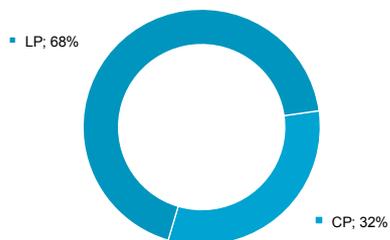
Dívida Líquida (R\$ Mil) e Alavancagem (Veze) Evolução 9M10 - 9M11



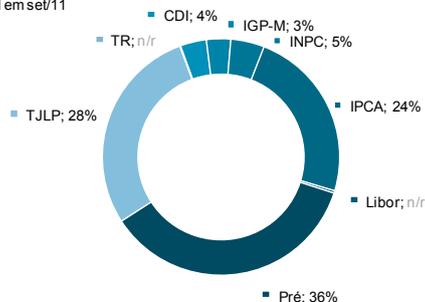
Curva de Amortização (R\$ Mil) Posição Final em set/11



Abertura da Dívida Bruta - CP e LP Posição Final em set/11



Abertura da Dívida Bruta - Indexadores Posição Final em set/11

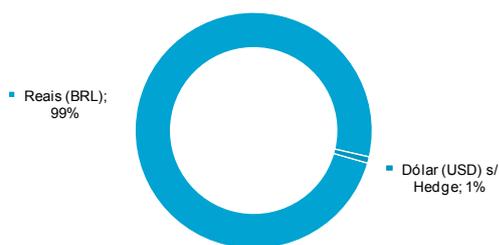


* Valores não auditados pelos auditores independentes

Comentário do Desempenho

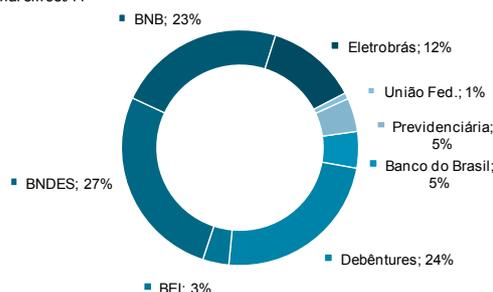
Abertura da Dívida Bruta - Moedas

Posição Final em set/11



Abertura da Dívida Bruta - Credor

Posição Final em set/11



Investimentos

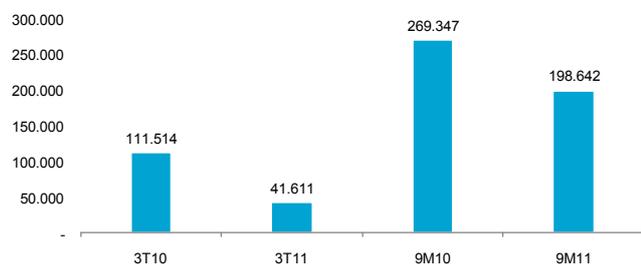
INVESTIMENTOS (R\$ MIL)*

	3T11	3T10	Var. %	2T11	Var. % (1)	9M11	9M10	Var. % (2)
Investimentos por Demanda	24.073	45.083	-46,6%	35.243	-31,7%	94.794	125.908	-24,7%
Novas Conexões	13.973	33.191	-57,9%	26.792	-47,8%	71.748	108.089	-33,6%
Atendimento à Demanda	10.100	11.892	-15,1%	8.451	19,5%	23.046	17.819	29,3%
Qualidade do Sistema Elétrico	10.083	15.413	-34,6%	9.181	9,8%	29.206	39.478	-26,0%
Programa Luz para Todos (PLPT)	28.236	37.609	-24,9%	22.297	26,6%	44.734	76.525	-41,5%
Combate às Perdas	9.059	7.174	26,3%	6.955	30,3%	20.507	17.446	17,5%
Outros	6.323	6.235	1,4%	1.240	-	9.401	9.990	-5,9%
(-) Reversão de Provisões	(36.163)	-	-	-	-	-	-	-
Total Investido	41.611	111.514	-62,7%	74.916	-44,5%	198.642	269.347	-26,3%
Aportes / Subsídios	(6.104)	4.273	-242,9%	(23.741)	-74,3%	(55.102)	(15.525)	254,9%
Investimento Líquido	35.507	115.787	-69,3%	51.175	-30,6%	143.540	253.822	-43,4%

(1) Variação entre 3T11 e 2T11 e (2) Variação entre 9M11 e 9M10

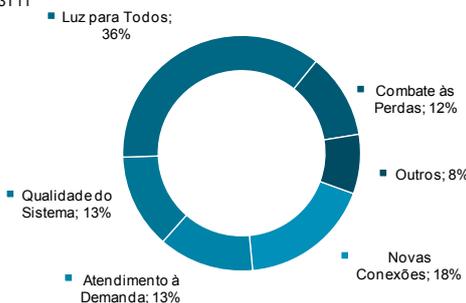
Investimentos Totais (R\$ Mil)*

Evolução 3T10 - 3T11 e 9M10 - 9M11



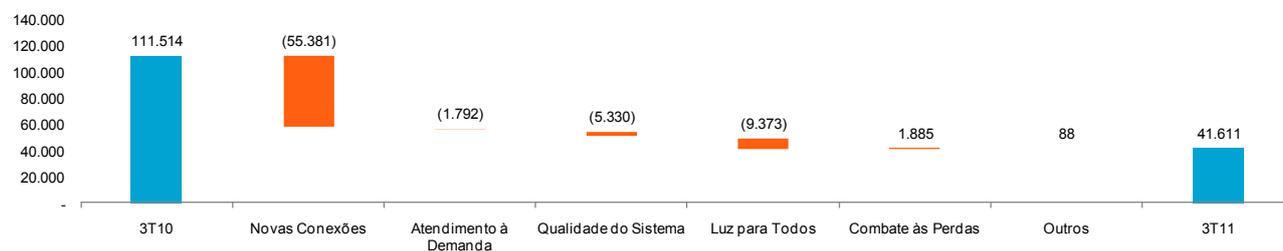
Portfólio de Investimentos (R\$ mil)

Dados do 3T11



Análise da Evolução dos Investimentos (R\$ Mil)*

Evolução 3T10 - 3T11



Os investimentos realizados pela Coelce no 3T11 alcançaram R\$ 42 milhões*, um decréscimo de 62,7% (-R\$ 70 milhões) em relação ao mesmo período do ano anterior, cujo montante foi de R\$ 112 milhões*. O maior volume, no 3T11, foi direcionado aos investimentos no Programa Luz para Todos (PLPT), que representou R\$ 28 milhões de todo o valor investido no período mencionado.

Excluindo os aportes e subsídios realizados, os investimentos líquidos realizados pela Coelce atingiram R\$ 36 milhões* no 3T11, montante 69,3% inferior ao realizado no 3T10 (R\$ 116 milhões).

* Valores não auditados pelos auditores independentes

Comentário do Desempenho

Mercado de Capitais

COTAÇÃO DE FECHAMENTO (R\$/AÇÃO)*

	3T11	3T10	Var. %	2T11	Var. % (1)	9M11	9M10	Var. % (2)
Ordinárias - ON (COCE3)	31,99	27,20	17,6%	30,90	3,5%	31,99	27,20	17,6%
Preferenciais A - PNA (COCE5)	32,61	26,67	22,3%	32,20	1,3%	32,61	26,67	22,3%
Preferenciais B - PNB (COCE6)	30,01	27,00	11,1%	30,01	-	30,01	27,00	11,1%

(1) Variação entre 3T11 e 2T11 e (2) Variação entre 9M11 e 9M10

INDICADORES DE MERCADO*

	3T11	3T10	Var. %	2T11	Var. % (1)	9M11	9M10	Var. % (2)
Informações sobre Ação Preferencial A (COCE5)								
Cotação (R\$/ação)	32,61	26,67	22,3%	32,20	1,3%	32,61	26,67	22,3%
Média Diária de Negócios	200	112	78,6%	221	-9,5%	213	107	99,1%
Média Diária de Volume Financeiro (R\$)	1.690.562	1.162.502	45,4%	2.067.515	-18,2%	1.960.993	1.423.318	37,8%
Valor de Mercado (R\$ milhões)	2.505	2.102	19,2%	2.441	2,6%	2.505	2.102	19,2%
Enterprise Value (EV) (3) (R\$ milhões)	3.059	2.760	10,8%	3.091	-1,0%	3.059	2.760	10,8%
EV/EBITDA (4)	4,16	3,41	22,0%	3,95	5,3%	4,16	3,41	22,0%
Preço da Ação PNA / Lucro por Ação (4) (P/L)	6,03	4,20	43,6%	5,33	13,1%	6,03	4,20	43,6%
Dividend Yield da Ação PNA (5)	8,39%	9,50%	-1,11 p.p	8,50%	-0,11 p.p	8,39%	9,50%	-1,11 p.p
Valor de Mercado/Patrimônio Líquido	1,72	1,52	13,2%	1,81	-5,0%	1,72	1,52	13,2%

(1) Variação entre 3T11 e 2T11 e (2) Variação entre 9M11 e 9M10

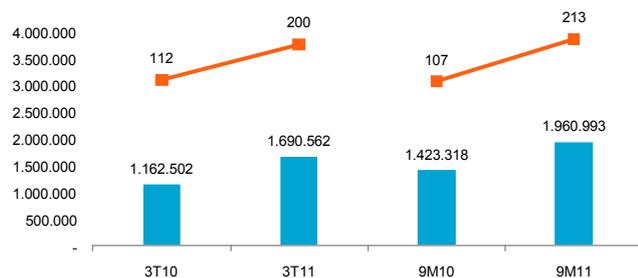
(3) EV = Valor de mercado + Dívida líquida

(4) EBITDA e Lucro por Ação dos quatro últimos trimestres

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

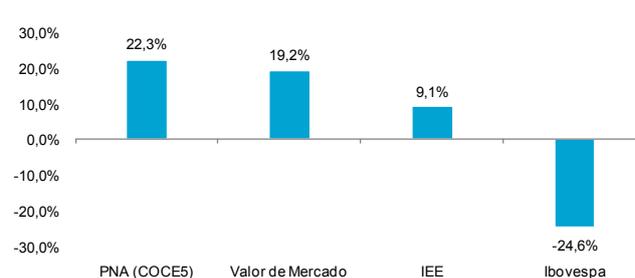
Média Diária de Negócios (Negócios) e Volume Médio Diário (R\$)*

Evolução 3T10 - 3T11 e 9M10 - 9M11



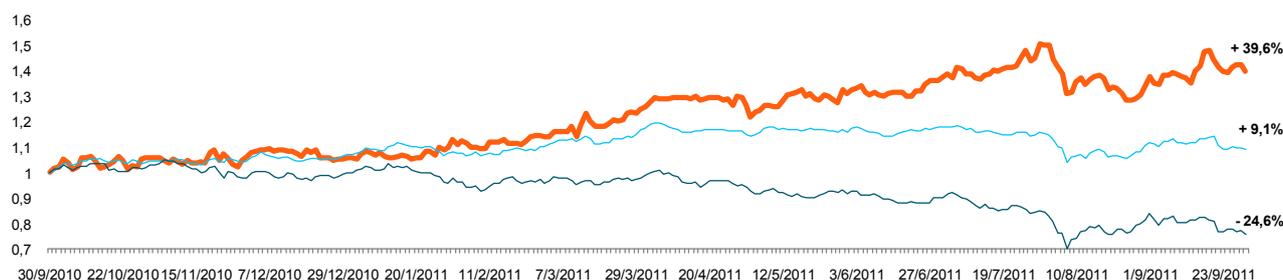
Indicadores de Mercado - Variação 12 meses (%)*

Dados até set/11



Evolução diária COCE5, IEE e IBOVESPA - base 1

Dados de 12 meses - até set/11



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 3T11 teve uma média de 200 negócios diários (+78,6% vs. 3T10) e um volume financeiro diário médio de R\$ 1,7 milhão (+45,4% vs. 3T10). 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 de 22,3% nos 12 meses até setembro de 2011, enquanto o IEE e o Ibovespa apresentaram valorização de 9,1% e desvalorização de 24,6%, respectivamente. Ajustando-se as cotações pelos proventos deliberados, a valorização da ação preferencial classe A (COCE5) seria de 39,6%.

Em Assembleia Geral Ordinária – AGO, realizada em 29 de abril de 2011, foi deliberada a distribuição de R\$ 332.644.000,00 em dividendos, o que representa um *payout ratio* de 91% sobre o lucro líquido passível de distribuição (excluindo-se o benefício fiscal da SUDENE) e um dividendo de R\$ 4,2726

* Valores não auditados pelos auditores independentes

Comentário do Desempenho

por ação. Com base na cotação de fechamento do papel COCE5 em 30 de setembro de 2011, de R\$ 32,61, este pagamento representa um *dividend yield* de 13,1% e será efetuado até 31 de dezembro de 2011.

Em 2010, as ações preferenciais classe A da Coelce foram selecionadas para integrar, pelo 5º 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.

5 OUTROS TEMAS RELEVANTES

3º Ciclo de Revisão Tarifária Periódica

Em abril de 2011 a Companhia passaria por um processo de Revisão Tarifária, ocorrido a cada quatro anos, evento no qual seriam redefinidas as tarifas de fornecimento de energia elétrica que, aplicadas ao mercado, gerariam a nova receita requerida da Companhia.

Contudo, desde agosto de 2010, a ANEEL abriu Audiência Pública 040/2010 com o objetivo de obter subsídios e informações para o estabelecimento das metodologias e critérios gerais para o terceiro ciclo de revisões tarifárias periódicas das concessionárias de distribuição de energia elétrica.

Em função de tais propostas ainda estarem em discussão, a Agência Reguladora propôs, mediante Audiência Pública 005/2011, e aprovou mediante Resolução Normativa nº 433, de 12 de abril de 2011, prorrogação provisória das tarifas para as concessionárias que tiverem revisão tarifária prevista nos contratos de concessão para o ano de 2011, até a publicação dos resultados definitivos dos processos de revisão tarifária.

Após aprovação da prorrogação das tarifas, a ANEEL publicou Resolução Homologatória nº 1.141, de 19 de abril de 2011, prorrogando a vigência das tarifas de fornecimento de energia elétrica e as Tarifas de Uso dos Sistemas de Distribuição – TUSD da Coelce, constantes do Anexo I e II-A da Resolução Homologatória nº 968, de 18 de abril de 2010.

Portanto, as tarifas da Companhia permanecerão prorrogadas provisoriamente, até a publicação dos resultados definitivos das metodologias e critérios gerais para o terceiro ciclo de revisões tarifárias periódicas das concessionárias de distribuição de energia elétrica.

Premiações e Conquistas

▪ Prêmio ABRADÉE 2011

Pelo 3º ano consecutivo, a Coelce foi eleita a melhor distribuidora de energia elétrica do Brasil pelo Prêmio ABRADÉE 2011. A Companhia também obteve os seguintes reconhecimentos pela edição de 2011 do Prêmio:

Nível Nacional:

- (i) Melhor Avaliação pelo Cliente
- (ii) Melhor Pontuação no Critério de Responsabilidade Social
- (iii) 3º Lugar no Critério de Gestão Operacional

Nível Regional:

- (i) Melhor Distribuidora da Região Nordeste

▪ PNQ 2011

A Coelce foi reconhecida pelo Prêmio Nacional da Qualidade (PNQ) edição 2011, dentre as 41 empresas, como empresa premiada pela qualidade de sua gestão. Essa é a classificação máxima do PNQ, e significa que a companhia obteve pontuação considerada "excelente" em todos os critérios avaliados, e sendo reconhecida como uma empresa de classe mundial.

Comentário do Desempenho

ANEXO 1: DEMONSTRATIVO DE RESULTADOS (IFRS)

DEMONSTRATIVO DE RESULTADO (R\$ MIL)

	3T11	3T10	Var. %	2T11	Var. % (1)	9M11	9M10	Var. % (2)
Receita Operacional Bruta	927.812	961.648	-3,5%	911.552	1,8%	2.735.426	2.794.962	-2,1%
Fornecimento de Energia Elétrica	793.332	769.753	3,1%	765.585	3,6%	2.301.807	2.261.072	1,8%
Subvenção Baixa Renda	51.569	77.814	-33,7%	46.922	9,9%	153.261	193.562	-20,8%
Suprimento de Energia Elétrica	3.925	(4.572)	-185,8%	3.803	3,2%	10.774	257	-
Receita pela Disponibilidade da Rede Elétrica	35.517	22.044	61,1%	32.165	10,4%	97.025	59.691	62,5%
Receita Operacional IFRIC-12	34.257	86.340	-60,3%	50.833	-32,6%	142.011	248.337	-42,8%
Outras Receitas	9.212	10.269	-10,3%	12.244	-24,8%	30.548	32.043	-4,7%
Deduções da Receita	(275.067)	(280.710)	-2,0%	(266.914)	3,1%	(803.600)	(783.700)	2,5%
ICMS	(182.213)	(174.103)	4,7%	(172.279)	5,8%	(525.034)	(509.464)	3,1%
COFINS	(34.706)	(41.028)	-15,4%	(37.971)	-8,6%	(109.246)	(114.772)	-4,8%
PIS	(7.674)	(8.675)	-11,5%	(7.976)	-3,8%	(23.589)	(24.244)	-2,7%
Quota Reserva Global de Reversão - RGR	(9.999)	(9.143)	9,4%	(9.642)	3,7%	(29.093)	(27.063)	7,5%
Conta de Consumo de Combust. Fósseis - CCC	(27.471)	(24.138)	13,8%	(26.434)	3,9%	(78.263)	(62.596)	25,0%
Programa de Eficiência Energética e P&D	(6.103)	(15.570)	-60,8%	(5.810)	5,0%	(17.606)	(27.059)	-34,9%
Encargo de Capacidade/Aquisição Emergencial/Outros	(6.901)	(8.053)	-14,3%	(6.802)	1,5%	(20.769)	(18.502)	12,3%
Receita Operacional Líquida	652.745	680.938	-4,1%	644.638	1,3%	1.931.826	2.011.262	-3,9%
Custo do Serviço / Despesa Operacional	(503.277)	(480.012)	4,8%	(483.122)	4,2%	(1.481.052)	(1.478.436)	0,2%
Custos e despesas não gerenciáveis	(336.283)	(283.755)	18,5%	(314.499)	6,9%	(971.093)	(882.098)	10,1%
Energia Elétrica Comprada para Revenda	(304.836)	(257.296)	18,5%	(286.492)	6,4%	(880.168)	(796.060)	10,6%
Taxa de Fiscalização da ANEEL	(1.140)	(1.101)	3,5%	(1.141)	-0,1%	(3.382)	(3.205)	5,5%
Encargo do Uso da Rede Elétrica/Serviço do Sistema	(30.307)	(25.358)	19,5%	(26.866)	12,8%	(87.543)	(82.833)	5,7%
Custos e despesas gerenciáveis	(166.994)	(196.257)	-14,9%	(168.623)	-1,0%	(509.959)	(596.338)	-14,5%
Pessoal	(26.638)	(18.136)	46,9%	(27.059)	-1,6%	(79.771)	(72.216)	10,5%
Material e Serviços de Terceiros	(48.980)	(46.353)	5,7%	(45.667)	7,3%	(142.502)	(144.200)	-1,2%
Depreciação e Amortização	(33.569)	(30.237)	11,0%	(32.841)	2,2%	(98.847)	(89.177)	10,8%
Custos de Desativação de Bens	(1.955)	(2.787)	-29,9%	(5.127)	-61,9%	(7.660)	(10.446)	-26,7%
Prov. para Créditos de Liquidação Duvidosa	(9.784)	(3.326)	194,2%	(1.607)	-	(11.380)	(3.485)	226,5%
Provisões para Contingências	(3.965)	(2.753)	44,0%	(2.242)	76,9%	(6.712)	(9.681)	-30,7%
Despesa IFRIC-12 (Custo de Construção)	(34.257)	(86.340)	-60,3%	(50.833)	-32,6%	(142.011)	(248.337)	-42,8%
Outras Despesas Operacionais	(7.846)	(6.325)	24,0%	(3.247)	141,6%	(21.076)	(18.796)	12,1%
EBITDA (3)	183.037	231.163	-20,8%	194.357	-5,8%	549.621	622.003	-11,6%
Margem EBITDA	28,04%	33,95%	-5,91 p.p	30,15%	-2,11 p.p	28,45%	30,93%	-2,48 p.p
Resultado do Serviço	149.468	200.926	-25,6%	161.516	-7,5%	450.774	532.826	-15,4%
Resultado Financeiro	(31.111)	(12.540)	148,1%	(6.937)	-	(50.703)	(53.493)	-5,2%
Receita Financeira	858	22.410	-96,2%	33.370	-97,4%	51.150	54.824	-6,7%
Renda de Aplicações Financeiras	5.314	6.703	-20,7%	5.317	-0,1%	14.223	13.045	9,0%
Acréscimo Moratório sobre Conta de Energia	9.537	9.076	5,1%	9.200	3,7%	28.064	27.039	3,8%
Outras	(13.993)	6.631	-	18.853	-174,2%	8.863	14.740	-39,9%
Despesas financeiras	(31.969)	(34.950)	-8,5%	(40.307)	-20,7%	(101.853)	(108.317)	-6,0%
Encargo de Dívidas	(15.361)	(19.032)	-19,3%	(18.704)	-17,9%	(51.868)	(60.059)	-13,6%
Variações Monetárias	(3.290)	(1.304)	152,3%	(6.359)	-48,3%	(15.603)	(13.082)	19,3%
IOF e IOC	(903)	(905)	-0,2%	(492)	83,5%	(2.306)	(2.253)	2,4%
Outras	(12.415)	(13.709)	-9,4%	(14.752)	-15,8%	(32.076)	(32.923)	-2,6%
Lucro Antes dos Tributos e Participações	118.357	188.386	-37,2%	154.579	-23,4%	400.071	479.333	-16,5%
Tributos e Outros	(17.673)	(38.463)	-54,1%	(23.311)	-24,2%	(63.602)	(92.031)	-30,9%
IR	(26.718)	(44.510)	-40,0%	(31.275)	-14,6%	(87.997)	(113.286)	-22,3%
CSLL	(8.056)	(16.667)	-51,7%	(13.157)	-38,8%	(31.965)	(41.119)	-22,3%
Incentivo Fiscal SUDENE	19.969	25.848	-22,7%	23.990	-16,8%	64.965	71.777	-9,5%
Amortização do Ágio e Reversão da Provisão	(2.868)	(3.134)	-8,5%	(2.869)	-0,0%	(8.605)	(9.403)	-8,5%
Lucro Líquido do Período	100.684	149.923	-32,8%	131.268	-23,3%	336.469	387.302	-13,1%
Margem Líquida	15,42%	22,02%	-6,60 p.p	20,36%	-4,94 p.p	17,42%	19,26%	-1,84 p.p
Lucro por Ação (R\$/ação)	1,29	1,93	-50,0%	1,69	-50,0%	4,32	4,97	-20,0%

(1) Variação entre 3T11 e 2T11 e (2) Variação entre 9M11 e 9M10

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

Notas Explicativas

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS INFORMAÇÕES TRIMESTRAIS PARA O TRIMESTRE FINDO EM 30 DE SETEMBRO DE 2011

(Valores expressos em milhares de reais, exceto quando especificado de outra forma)

1. INFORMAÇÕES GERAIS

A Companhia Energética do Ceará – COELCE (“Companhia”), com sede na Rua Padre Valdevino, nº 150, Fortaleza, Ceará, é uma sociedade por ações de capital aberto registrada na BM&FBOVESPA S.A – Bolsa de Valores, Mercadorias e Futuros, controlada pela Investluz S/A (ambas as empresas do Grupo Endesa), 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 31 de outubro de 2011.

2. PRINCIPAIS POLÍTICAS CONTÁBEIS

2.1 Declaração de conformidade

As informações trimestrais foram elaboradas com base 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 e procedimentos contábeis emitidos pela Comissão de Valores Mobiliários (“CVM”) e pelo Comitê de Pronunciamentos Contábeis (“CPC”), que estão em conformidade com as normas internacionais de contabilidade emitidas pelo IASB - *International Accounting Standards Board*.

Na elaboração das informações trimestrais foram adotados princípios e práticas contábeis consistentes com os divulgados nas demonstrações financeiras de 31 de dezembro de 2010, publicadas na imprensa

Notas Explicativas

oficial em 20 de abril de 2011, bem como com os pronunciamentos, orientações e interpretações técnicos emitidos pelo CPC e regulamentados pela CVM.

2.2 Base de elaboração

As informações trimestrais foram preparadas utilizando o custo histórico como base de valor, exceto por determinados instrumentos financeiros mensurados pelos seus valores justos quando requerido nas normas.

2.3 Conversão de saldos e transações em moeda estrangeira

As informações trimestrais são preparadas em reais (R\$), que é a moeda funcional e de apresentação da Companhia.

Na elaboração das informações trimestrais da Companhia, as transações em moeda estrangeira, ou seja, qualquer moeda diferente da moeda funcional, são registradas de acordo com as taxas de câmbio vigentes na data de cada transação. No final de cada período de relatório, os itens monetários em moeda estrangeira são reconvertidos pelas taxas vigentes no fim do exercício. Os ganhos e perdas resultantes da atualização desses ativos e passivos verificados entre a taxa de câmbio vigente na data de transação e os encerramentos dos exercícios são reconhecidos como receitas ou despesas financeiras no resultado.

2.4 Informações por segmento

O Pronunciamento Técnico CPC 22 - Informações por segmento (“CPC 22”), correspondente ao IFRS 8 - *Operating segments* (“IFRS 8”), requer que os segmentos operacionais sejam identificados com base nos relatórios internos sobre os componentes da Companhia que sejam regularmente revisados pelo mais alto tomador de decisões (“*chief operating decision maker*”), com o objetivo de alocar recursos aos segmentos, bem como avaliar suas performances. A Administração efetuou a análise e concluiu que a Companhia opera com um único segmento - distribuição de energia - não sendo aplicável a divulgação específica de uma nota explicativa de “informações por segmento”.

2.5 Reconhecimento de receita

A receita é reconhecida na extensão em que for provável que benefícios econômicos serão gerados para a Companhia e quando possa ser mensurada de forma confiável. A receita é mensurada com base no valor justo da contraprestação recebida, excluindo descontos, abatimentos e impostos ou encargos sobre vendas.

Os serviços de distribuição de energia elétrica são medidos através da entrega de energia elétrica ocorrida em um determinado período. Essa medição ocorre de acordo com o calendário de leitura estabelecido pela Companhia. O faturamento dos serviços de distribuição de energia elétrica é, portanto, efetuado de acordo com esse calendário de leitura, sendo a receita de serviços registrada na medida em que as faturas são emitidas. Com a finalidade de adequar as leituras ao período de competência, os serviços prestados entre a data da leitura e o encerramento de cada mês são registrados através de estimativa.

2.5.1 Receita não faturada

Notas Explicativas

Corresponde à receita de fornecimento de energia elétrica, entregue e não faturada ao consumidor, e à receita de utilização da rede de distribuição não faturada, calculada em base estimada, referente ao período após a medição mensal e até o último dia do mês.

2.5.2 Receita de construção

A Interpretação Técnica ICPC 01 - Contratos de concessão (“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 (“CPC 17”) (serviços de construção ou melhoria) e CPC 30 - Receitas (“CPC 30”) (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 a 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.

2.5.3 Receita de juros

A receita de juros é reconhecida pelo método linear com base no tempo e na taxa de juros efetiva sobre o montante do principal em aberto, sendo a taxa de juros efetiva aquela que desconta exatamente os recebimentos de caixa futuros estimados durante a vida estimada do ativo financeiro em relação ao valor contábil líquido inicial deste ativo.

2.6 Instrumentos financeiros

Os ativos e passivos financeiros são reconhecidos quando a Companhia se torna parte das disposições contratuais dos instrumentos financeiros.

Quando reconhecidos, os ativos e passivos financeiros são inicialmente mensurados pelo valor justo. Os custos da transação diretamente atribuíveis à aquisição ou emissão de ativos e passivos financeiros (exceto por ativos e passivos financeiros reconhecidos ao valor justo no resultado) são acrescidos ou deduzidos do valor justo dos ativos ou passivos financeiros, se aplicável, após o reconhecimento inicial. Os custos da transação diretamente atribuíveis à aquisição de ativos e passivos financeiros ao valor justo por meio do resultado são reconhecidos imediatamente no resultado. Sua mensuração subsequente ocorre a cada data de balanço de acordo com as regras estabelecidas para cada tipo de classificação de ativos e passivos financeiros.

Notas Explicativas

2.6.1 Ativo financeiro

Ativo financeiro é qualquer ativo que seja: caixa, instrumento patrimonial de outra entidade, direito contratual, ou um contrato que seja ou possa vir a ser liquidado por instrumentos patrimoniais da própria entidade.

Os ativos financeiros são classificados dentro das seguintes categorias: ativos financeiros mensurados ao valor justo por meio do resultado (os mantidos para negociação e os designados assim no reconhecimento inicial); ativos financeiros mantidos até o vencimento e ativos financeiros disponíveis para venda e empréstimos e recebíveis. Esta classificação depende da natureza e do propósito do ativo financeiro, que é determinada no seu reconhecimento inicial. Todas as aquisições ou alienações normais de ativos financeiros são reconhecidas ou baixadas com base na data de negociação. As aquisições ou alienações normais correspondem a aquisições ou alienações de ativos financeiros que requerem a entrega de ativos dentro do prazo estabelecido por meio de norma ou prática de mercado.

Os ativos financeiros da Companhia incluem caixa e equivalentes de caixa, aplicações financeiras, contas a receber de consumidores concessionários permissionários, concessão de serviço público (ativo indenizável) e cauções. A mensuração subsequente de ativos financeiros depende da sua classificação, que pode ser da seguinte forma:

a) Ativos financeiros a valor justo por meio do resultado

Ativos financeiros são classificados como mantidos para negociação se forem adquiridos com o objetivo de venda no curto prazo.

Ativos financeiros a valor justo por meio do resultado são apresentados no balanço patrimonial a valor justo, com os correspondentes ganhos ou perdas reconhecidos na demonstração do resultado.

b) Investimentos mantidos até o vencimento

Ativos financeiros não derivativos com pagamentos fixos ou determináveis e vencimentos fixos são classificados como mantidos até o vencimento quando a Companhia tiver manifestado intenção e capacidade financeira para mantê-los até o vencimento. Após a avaliação inicial, os investimentos mantidos até o vencimento são avaliados ao custo amortizado utilizando o método da taxa de juros efetiva, menos perdas por redução ao valor recuperável.

c) Empréstimos e recebíveis

Empréstimos e recebíveis são ativos financeiros não derivativos, com pagamentos fixos ou determináveis, não cotados em um mercado ativo. Após a mensuração inicial, esses ativos financeiros são contabilizados ao custo amortizado, utilizando o método de juros efetivos (taxa de juros efetiva), menos perda por redução ao valor recuperável. O custo amortizado é calculado levando em consideração qualquer desconto ou “prêmio” na aquisição e taxas ou

Notas Explicativas

custos incorridos. A amortização do método de juros efetivos é incluída na linha de receita financeira na demonstração de resultado. As perdas por redução ao valor recuperável são reconhecidas como despesa financeira no resultado.

A receita de juros é reconhecida através da aplicação da taxa de juros efetiva, exceto para créditos de curto prazo quando o reconhecimento dos juros seria imaterial.

Um ativo financeiro (ou, quando for o caso, uma parte de um ativo financeiro ou parte de um grupo de ativos financeiros semelhantes) é baixado quando:

- Os direitos de receber fluxos de caixa do ativo expirarem;
- A Companhia transferiu os seus direitos de receber fluxos de caixa do ativo ou assumiu uma obrigação de pagar integralmente os fluxos de caixa recebidos, sem demora significativa, a um terceiro por força de um acordo de “repasse”; e (i) A Companhia transferiu substancialmente todos os riscos e benefícios do ativo, ou (ii) A Companhia não transferiu nem reteve substancialmente todos os riscos e benefícios relativos ao ativo, mas transferiu o controle sobre o ativo.

d) Ativos financeiros disponíveis para venda

- Os ativos financeiros disponíveis para venda são aqueles ativos financeiros não derivativos que não são classificados como: (a) empréstimos e recebíveis, (b) investimentos mantidos até o vencimento ou (c) ativos financeiros pelo valor justo por meio do resultado.
- Após mensuração inicial, ativos financeiros disponíveis para venda são mensurados a valor justo, com ganhos e perdas não realizados reconhecidos diretamente dentro dos outros resultados abrangentes até a baixa do investimento, com exceção das perdas por redução ao valor recuperável, dos juros calculados utilizando o método de juros efetivos e dos ganhos ou perdas com variação cambial sobre ativos monetários que são reconhecidos diretamente no resultado do período.

e) Provisão para redução ao provável valor recuperação de ativos financeiros

Ativos financeiros, exceto aqueles designados pelo valor justo por meio do resultado, são avaliados por indicadores de redução ao valor recuperável no final de cada data de balanço. As perdas por redução ao valor recuperável são reconhecidas se, e apenas se, houver evidência objetiva da redução ao valor recuperável do ativo financeiro como resultado de um ou mais eventos que tenham ocorrido após seu reconhecimento inicial, com impacto nos fluxos de caixa futuros estimados desse ativo.

O valor contábil do ativo financeiro é reduzido diretamente pela perda por redução ao valor recuperável para todos os ativos financeiros, com exceção das contas a receber, em que o valor contábil é reduzido pelo uso de uma provisão. Recuperações subsequentes de valores anteriormente baixados são creditadas à provisão. Mudanças no valor contábil da provisão são reconhecidas no resultado.

f) Baixa de ativos financeiros

Notas Explicativas

Um ativo financeiro (ou, quando for o caso, uma parte de um ativo financeiro ou parte de um grupo de ativos financeiros semelhantes) é baixado quando:

- Os direitos de receber fluxos de caixa do ativo expirarem;
- A Companhia transferiu os seus direitos de receber fluxos de caixa do ativo ou assumiu uma obrigação de pagar integralmente os fluxos de caixa recebidos, sem demora significativa, a um terceiro por força de um acordo de “repasse”; e (i) A Companhia transferiu substancialmente todos os riscos e benefícios do ativo, ou (ii) A Companhia não transferiu nem reteve substancialmente todos os riscos e benefícios relativos ao ativo, mas transferiu o controle sobre o ativo.

2.6.1.1 Caixa e equivalentes de caixa

Incluem os saldos de caixa, contas bancárias e investimentos de curto prazo com liquidez imediata e com insignificante risco de variação no seu valor. Estão registrados pelo valor de custo amortizado utilizando o método de juros efetivos auferidos até a data do balanço, ajustado ao valor justo do instrumento financeiro. Os juros e atualização monetária, assim como as variações decorrentes da avaliação do valor justo são reconhecidos no resultado quando incorrido.

2.6.1.2 Consumidores, concessionários e permissionários

As contas a receber de consumidores, concessionários e permissionários referem-se aos créditos de fornecimento de energia faturada, não faturada e energia comercializada no âmbito da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE até a data do balanço e contabilizadas pelo regime de competência e são demonstradas pelo valor de realização. Os montantes a receber são registrados com base nos valores nominais e não são ajustados a valor presente por apresentarem vencimento de curto prazo, e por não apresentarem um efeito relevante nas demonstrações financeiras.

2.6.1.3 Provisão para créditos de liquidação duvidosa

É calculada com base nos valores de consumidores residenciais vencidos há mais de 90 dias, consumidores comerciais vencidos há mais de 180 dias, consumidores industriais, rurais, poderes públicos, iluminação e serviços públicos vencidos há mais de 360 dias, bem como através de análise criteriosa para clientes com débitos relevantes. Está reconhecida em valor julgado pela Administração da Companhia como suficiente para atender às perdas prováveis na realização dos créditos.

2.6.2. Passivos financeiros

Os passivos financeiros são classificados como “Passivos financeiros ao valor justo por meio do resultado” ou “Outros passivos financeiros”.

2.6.2.1 Passivos financeiros ao valor justo por meio do resultado

Notas Explicativas

Os passivos financeiros são classificados como ao valor justo por meio do resultado quando são mantidos para negociação ou designados ao valor justo por meio do resultado.

2.6.2.2 Outros passivos financeiros

Os outros passivos financeiros (incluindo empréstimos e financiamentos, debêntures e fornecedores) são mensurados pelo valor de custo amortizado utilizando o método de juros efetivos.

O método de juros efetivos é utilizado para calcular o custo amortizado de um passivo financeiro e alocar sua despesa de juros pelo respectivo período. A taxa de juros efetiva é a taxa que desconta exatamente os fluxos de caixa futuros estimados (inclusive honorários e pontos pagos ou recebidos que constituem parte integrante da taxa de juros efetiva, custos da transação e outros prêmios ou descontos) ao longo da vida estimada do passivo financeiro ou, quando apropriado, por um período menor, para o reconhecimento inicial do valor contábil líquido.

2.6.2.3 Baixa de passivos financeiros

A Companhia registra a baixa dos passivos financeiros somente quando as obrigações são extintas e canceladas ou quando vencem. A diferença entre o valor contábil do passivo financeiro baixado e a contrapartida paga e a pagar é reconhecida no resultado.

2.6.2.4 Instrumentos financeiros derivativos

A Companhia possui instrumentos financeiros derivativos para administrar a sua carteira de investimentos de fundos exclusivos utilizando contratos futuros de taxa de juros. A Nota 18 inclui informações mais detalhadas sobre os instrumentos financeiros derivativos contratados pela Companhia.

Os instrumentos financeiros derivativos são reconhecidos ao valor justo, sendo os ganhos ou perdas reconhecidos no resultado imediatamente.

2.7 Ativo indenizável (concessão)

Refere-se à indenização prevista no contrato de concessão de serviços públicos de distribuição de energia elétrica e que no entendimento da Companhia assegura o direito incondicional de receber caixa ao final da concessão, a ser pago pelo Poder Concedente (ANEEL). Essa indenização tem como objetivo reembolsar a Companhia pelos investimentos efetuados em infra-estrutura e que não foram recuperados por meio da tarifa até o vencimento da concessão por possuírem vida útil superior ao prazo da concessão.

Estes ativos financeiros, por não possuírem fluxos de caixa fixos determináveis, uma vez que a Companhia utiliza a premissa de que o valor da indenização terá como base o custo de reposição dos ativos da concessão, e por não possuírem as características necessárias para serem classificados nas demais categorias de ativos financeiros, são classificados como “disponíveis para venda”. Os fluxos de caixa atrelados a esses ativos são determinados considerando o valor da base tarifária denominada Base

Notas Explicativas

de Remuneração Regulatória - BRR, definida pelo Poder Concedente, cuja metodologia utilizada é o custo de reposição dos bens integrantes da infraestrutura de distribuição vinculada à concessão. Essa base tarifária (BRR) é revisada a cada quatro anos considerando diversos fatores e tem como objetivo refletir a variação de preços dos ativos físicos, incluindo as baixas, depreciações e adições dos bens integrantes dessa infraestrutura (ativo físico).

A remuneração desse ativo financeiro é baseada no *Weighted Average Cost of Capital* - WACC regulatório homologado pela ANEEL no processo de revisão tarifária periódica a cada quatro anos, cujo montante está incluído na composição da receita de tarifa faturada aos consumidores e recebida mensalmente. Nos períodos intercalares entre a data da última e próxima revisão tarifária periódica, o saldo do ativo financeiro deve ser ajustado pela expectativa da Administração de aumento ou redução dos seus fluxos de caixa vinculados à atualização e movimentação dos bens integrantes da infraestrutura (ativo físico). Essas variações da estimativa de fluxo de caixa são registradas diretamente no resultado do exercício.

Por não existir um mercado ativo para a negociação desse ativo financeiro, a Companhia mensura o seu valor justo utilizando os mesmos componentes que da taxa de remuneração regulatória estabelecida pela ANEEL (WACC Regulatório). Esses componentes atualizados na data do balanço determinam a nova taxa de juros utilizada pela Companhia para trazer a valor presente os fluxos de caixa fixos estabelecidos na última revisão tarifária e previstos até a próxima revisão em 2012.

Devido à natureza deste ativo financeiro, a Companhia entende que esta metodologia é a que melhor reflete o valor justo na visão dos participantes do mercado, uma vez que a taxa de retorno estabelecida pela ANEEL leva em consideração, além das taxas livres de riscos, os demais riscos inerentes ao setor.

2.8 Imobilizado

Os itens que compõem o ativo imobilizado da Companhia são apresentados ao custo de aquisição ou de construção, líquido de depreciação acumulada e/ou perdas acumuladas por redução ao valor recuperável, se for o caso. Quando partes significativas do ativo imobilizado são substituídas, a Companhia reconhece essas partes como ativo individual com vida útil e depreciação específica. Todos os demais custos de reparos e manutenção são reconhecidos na demonstração do resultado, quando incorridos. O valor residual e a vida útil estimada dos bens são revisados e ajustados, se necessário, na data de encerramento do exercício.

A depreciação é calculada de forma linear ao longo da vida útil do ativo, a taxas que levam em consideração a vida útil estimada dos bens.

Um item de imobilizado é baixado quando vendido ou quando nenhum benefício econômico futuro for esperado do seu uso ou venda. Eventual ganho ou perda resultante da baixa do ativo (calculado como sendo a diferença entre o valor líquido da venda e o valor contábil do ativo) são incluídos na demonstração do resultado no período em que o ativo for baixado.

O valor residual e vida útil dos ativos e os métodos de depreciação são revistos no encerramento de cada exercício, e ajustados de forma prospectiva, quando for o caso.

2.9 Ativo intangível

Notas Explicativas

Compreende o direito de uso da infraestrutura, construída ou adquirida pelo operador ou fornecida para ser utilizada pela outorgante como parte do contrato de concessão do serviço público de energia elétrica (direito de cobrar dos usuários do serviço público por ela prestado), em consonância com as disposições das Deliberações CVM nº 553, de 12 de novembro de 2008, nº 611, de 22 de dezembro de 2009, e nº 654 de 28 de dezembro de 2010, que aprovam, respectivamente, o Pronunciamento Técnico CPC 04 (R1) - Ativo intangível (“CPC 04”), a Interpretação Técnica ICPC 01 e a Orientação Técnica OCPC 05 – Contratos de concessão (“OCPC 05”).

O ativo intangível está sendo amortizado de forma não linear e limitado ao prazo remanescente do contrato de concessão da Companhia ou vida útil do bem relacionado, dos dois o menor. Esse ativo intangível é avaliado ao custo de aquisição, deduzido da amortização acumulada e das perdas por redução ao valor recuperável, quando aplicável.

2.10 Provisão para redução ao provável valor de realização dos ativos não circulantes

A Administração da Companhia revisa anualmente o valor contábil líquido dos seus ativos com o objetivo de avaliar eventos ou mudanças nas circunstâncias econômicas, operacionais ou tecnológicas que possam indicar deterioração ou perda de seu valor recuperável. Sendo tais evidências identificadas e o valor contábil líquido exceder o valor recuperável, é constituída provisão para desvalorização ajustando o valor contábil líquido ao valor recuperável.

O valor recuperável de um ativo ou de determinada unidade geradora de caixa é definido como sendo o maior entre o valor em uso e o valor líquido de venda.

Na estimativa do valor em uso do ativo, os fluxos de caixa futuros estimados são descontados ao seu valor presente, utilizando uma taxa de desconto antes dos impostos que reflita o custo médio ponderado de capital para a indústria em que opera a unidade geradora de caixa. Em 30 de setembro de 2011 e em 31 de dezembro de 2010 não foi identificada necessidade de reconhecimento de perda por redução ao valor recuperável.

2.11 Provisões

As provisões são reconhecidas para obrigações presentes (legal ou presumida) resultante de eventos passados, em que seja possível estimar os valores de forma confiável e cuja liquidação seja provável.

A despesa relativa a qualquer provisão é apresentada na demonstração do resultado, líquida de qualquer reembolso. O valor reconhecido como provisão é a melhor estimativa das considerações requeridas para liquidar a obrigação no final de cada período de relatório, considerando-se os riscos e as incertezas relativos à obrigação. Quando a provisão é mensurada com base nos fluxos de caixa estimados para liquidar a obrigação, seu valor contábil corresponde ao valor presente desses fluxos de caixa (em que o efeito do valor temporal do dinheiro é relevante).

A Companhia é parte de diversos processos judiciais e administrativos. Provisões são constituídas para todas as contingências referentes a processos judiciais para os quais é provável que uma saída de recursos seja feita para liquidar a contingência/obrigação e uma estimativa razoável possa ser feita. A avaliação da probabilidade de perda inclui a avaliação das evidências disponíveis, a hierarquia das leis,

Notas Explicativas

as jurisprudências disponíveis, as decisões mais recentes nos tribunais e sua relevância no ordenamento jurídico, bem como a avaliação dos advogados externos. As provisões são revisadas e ajustadas para levar em conta alterações nas circunstâncias, tais como prazo de prescrição aplicável, conclusões de inspeções fiscais ou exposições adicionais identificadas com base em novos assuntos ou decisões de tribunais.

Quando alguns ou todos os benefícios econômicos requeridos para a liquidação de uma provisão são esperados que sejam recuperados de um terceiro, um ativo é reconhecido se, e somente se, o reembolso for praticamente certo e o valor puder ser mensurado de forma confiável.

2.11.1 Provisões para riscos tributários, cíveis e trabalhistas

São constituídas mediante avaliação e quantificação dos riscos cuja probabilidade de perda é considerada mais provável que não. As referidas provisões são atualizadas pelos índices e taxas estabelecidas pelas autoridades fiscais e os honorários de advogados relacionados com tais provisões são registrados.

2.12 Tributação

2.12.1 Imposto de renda e contribuição social - correntes

A despesa de imposto de renda e contribuição social é calculada de acordo com as bases legais tributárias vigentes. O imposto de renda é computado sobre o lucro tributável pela alíquota de 15%, acrescido do adicional de 10% para a parcela do lucro que exceder R\$ 240 no período de 12 meses, enquanto que a contribuição social é computada pela alíquota de 9% sobre o lucro tributável. O imposto de renda e a contribuição social são reconhecidos pelo regime de competência.

A Companhia goza de incentivos fiscais (benefício ADENE) com redução de 75% do imposto de renda e adicionais não restituíveis, calculado sobre o lucro da exploração, referente às suas atividades de distribuição até o ano-base de 2016. Os valores correspondentes à redução do imposto de renda são contabilizados como redução das correspondentes despesas de impostos no resultado do exercício e posteriormente transferido para o patrimônio líquido na conta “Reserva de Incentivo Fiscal”.

Para o cálculo do imposto de renda e contribuição social sobre o lucro corrente, a Companhia adota o Regime Tributário de Transição – RTT, que permite expurgar os efeitos decorrentes das mudanças promovidas pelas Leis nº 11.638/2007 e nº 11.941/2009, da base de cálculo desses tributos.

2.12.2 Impostos diferidos

Os impostos diferidos ativos atribuíveis a diferenças temporárias, prejuízos fiscais e base negativa de contribuição social são registrados no pressuposto de realização futura, baseado nas projeções de resultados preparados pela Administração da Companhia.

Notas Explicativas

A recuperação do saldo dos impostos diferidos ativos é revisada anualmente e, quando não for mais provável que lucros tributáveis futuros estarão disponíveis para permitir a recuperação de todo o ativo, ou parte dele, o saldo do ativo é ajustado pelo montante que se espera que seja recuperado.

Ativos e passivos fiscais diferidos são calculados usando as alíquotas de impostos conhecidas aplicáveis ao lucro tributável nos anos em que essas diferenças temporárias deverão ser realizadas. Dada a incerteza inerente às estimativas, o lucro tributável futuro poderá ser maior ou menor que as estimativas consideradas quando do montante do ativo fiscal a ser registrado.

Os impostos diferidos ativos e passivos são compensados quando a compensação é permitida por Lei.

Os impostos correntes e diferidos são reconhecidos no resultado, exceto quando correspondem a itens registrados em “Outros resultados abrangentes”, ou diretamente no patrimônio líquido, caso em que os impostos correntes e diferidos também são reconhecidos em “Outros resultados abrangentes” ou diretamente no patrimônio líquido, respectivamente.

2.13 Taxas regulamentares

Por atuar em um setor regulado, a Companhia está sujeita ao pagamento de algumas taxas regulamentares, que são registradas e demonstradas pelos valores conhecidos ou calculáveis, acrescidos, quando aplicável, dos correspondentes encargos e atualizações monetárias incorridas. As principais taxas regulamentares aplicáveis à Companhia são as seguintes:

2.13.1 Reserva Global de Reversão (RGR)

Refere-se à provisão dos valores a serem pagos à Centrais Elétricas Brasileiras S.A. – ELETROBRAS, calculadas à base de 2,5% sobre o saldo de imobilizado (sem a aplicação da ICPC 01, conforme definido pela ANEEL), limitada a 3% da receita bruta de operações com energia elétrica. Tais valores são regulamentados em bases anuais através de despachos emitidos pela Superintendência de Fiscalização Econômica Financeira (SFF) da ANEEL.

2.13.2 Conta Consumo de Combustível (CCC)

Parcela da receita tarifária paga pelas distribuidoras, nos sistemas interligados com dupla destinação: pagar as despesas com o combustível usado nas térmicas que são acionadas para garantir as incertezas hidrológicas e; subsidiar parte das despesas com combustível nos sistemas isolados para permitir que as tarifas elétricas naqueles locais tenham níveis semelhantes aos praticados nos sistemas interligados.

2.13.3 Conta de Desenvolvimento Energético (CDE)

Tem o objetivo de promover o desenvolvimento energético dos Estados e a competitividade da energia produzida, a partir de fontes alternativas, nas áreas atendidas pelos sistemas interligados, permitindo a universalização do serviço de energia elétrica. Os valores a serem pagos também são definidos pela ANEEL.

2.13.4 Programas de Eficientização Energética (PEE) – Pesquisa e Desenvolvimento (P&D) – Fundo Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico (FNDCT) e Empresa de Pesquisa

Notas Explicativas

Energética (EPE)

São programas de reinvestimento exigidos pela ANEEL para as distribuidoras de energia elétrica, que estão obrigadas a destinar, anualmente, 1% de sua receita operacional líquida para aplicação nesses programas.

2.13.5 Taxa de Fiscalização do Serviço Público de Energia Elétrica (TFSEE)

Os valores da taxa de fiscalização incidentes sobre a distribuição de energia elétrica são diferenciados e proporcionais ao porte do serviço concedido, calculados anualmente pela ANEEL, considerando o valor econômico agregado pelo concessionário.

2.13.6 Encargo do Serviço do Sistema – ESS

Representa o custo incorrido para manter a confiabilidade e a estabilidade do Sistema Interligado Nacional para o atendimento do consumo de energia elétrica no Brasil. Esse custo é apurado mensalmente pela CCEE e é pago pelos agentes da categoria consumo aos agentes de geração.

2.14 Outros ativos e passivos circulantes e não circulantes

São demonstrados pelos valores de realização (ativos) e pelos valores conhecidos ou calculáveis, acrescidos, quando aplicável, dos correspondentes encargos e atualizações monetárias incorridas (passivos).

2.15 Participação nos resultados

A Companhia reconhece um passivo e uma despesa de participação nos resultados com base em uma fórmula que leva em consideração o alcance de metas operacionais e objetivos específicos, estabelecidos e aprovados no início de cada exercício. O valor atribuída a essa participação é registrado como despesa operacional.

2.16 Distribuição de dividendos

A política de reconhecimento contábil de dividendos está em consonância com as normas previstas no Pronunciamento Técnico CPC 25 - Provisões, passivos contingentes e ativos contingentes (“CPC 25”) e na Interpretação Técnica ICPC 08 - Contabilização da proposta de pagamento de dividendos (“ICPC 08”), as quais determinam que os dividendos propostos a serem pagos e que estejam fundamentados em obrigações estatutárias, devem ser registrados no passivo circulante.

O estatuto social da Companhia estabelece que, no mínimo, 25% do lucro líquido anual seja distribuído a título de dividendos, após destinação para reserva legal.

Desse modo, no encerramento do exercício social e após as devidas destinações legais, a Companhia registra a provisão equivalente ao dividendo mínimo obrigatório ainda não distribuído no curso do exercício, ao passo que registra os dividendos propostos excedentes ao mínimo obrigatório como “dividendo adicional proposto” no patrimônio líquido.

Notas Explicativas

2.17 Obrigações com benefícios pós-emprego

A Companhia possui plano de benefício a empregados incluindo planos de pensão e aposentadoria e assistência médica.

Os compromissos atuariais com os planos de benefícios de pensão e aposentadoria são provisionados com base em cálculo atuarial elaborado anualmente por atuário independente, de acordo com o método da unidade de crédito projetada, líquido dos ativos garantidores do plano, quando aplicável, sendo os custos correspondentes reconhecidos durante o período aquisitivo dos empregados, em conformidade com o Pronunciamento Técnico CPC 33 - Benefícios a empregados ("CPC 33"). O método da unidade de crédito projetada considera cada período de serviço como fato gerador de uma unidade adicional de benefício, que são acumuladas para o cômputo da obrigação final. Adicionalmente, são utilizadas outras premissas atuariais, tais como hipóteses biológicas e econômicas e, também, dados históricos de gastos incorridos e de contribuição dos empregados.

Os ganhos e perdas atuariais gerados por ajustes e alterações nas premissas atuariais dos planos de benefícios de pensão e aposentadoria e os compromissos atuariais relacionados ao plano de assistência médica são reconhecidos em outros resultados abrangentes, em conformidade com as regras do CPC 33, baseando-se em cálculo atuarial elaborado por atuário independente, conforme detalhes divulgados na Nota 27.

2.18 Demonstrações dos fluxos de caixa e do valor adicionado

As demonstrações dos fluxos de caixa foram preparadas e estão apresentadas de acordo com a Deliberação CVM nº 547, de 13 de agosto de 2008, que aprovou o Pronunciamento Técnico CPC 03 (R2) - Demonstração dos fluxos de caixa ("CPC 03"). As demonstrações do valor adicionado foram preparadas e estão apresentadas de acordo com a Deliberação CVM nº 557, de 12 de novembro de 2008, que aprovou o Pronunciamento Técnico CPC 09 - Demonstração do valor adicionado ("CPC 09").

2.19 JULGAMENTOS, ESTIMATIVAS E PREMISSAS CONTÁBEIS SIGNIFICATIVAS

Julgamentos

A preparação das informações trimestrais requer que a Administração faça julgamentos e estimativas e adote premissas que afetam os valores apresentados de receitas, despesas, ativos e passivos, bem como as divulgações de passivos contingentes, na data base das informações trimestrais. Contudo, a incerteza relativa a essas premissas e estimativas poderia levar a resultados que requeiram um ajuste significativo ao valor contábil do ativo ou passivo afetado em períodos futuros.

No processo de aplicação das políticas contábeis da Companhia, a Administração não identificou julgamentos que têm efeito significativo sobre os valores reconhecidos nas informações trimestrais.

Estimativas e premissas

As principais premissas relativas a fontes de incerteza nas estimativas futuras e outras importantes fontes de incerteza em estimativas na data do balanço, envolvendo risco significativo de causar um

Notas Explicativas

ajuste significativo no valor contábil dos ativos e passivos no próximo período financeiro, são discutidas a seguir.

Perda por redução ao valor recuperável de ativos financeiros

Uma perda por redução ao valor recuperável existe quando o valor contábil de um ativo ou unidade geradora de caixa excede o seu valor recuperável, o qual é o maior entre o valor justo menos custos de venda e o valor em uso. O cálculo do valor justo menos custos de vendas é baseado em informações disponíveis de transações de venda de ativos similares ou preços de mercado menos custos adicionais para descartar o ativo. O cálculo do valor em uso é baseado no modelo de fluxo de caixa descontado. Os fluxos de caixa derivam do orçamento para os próximos cinco anos e não incluem atividades de reorganização com as quais a Companhia ainda não tenha se comprometido ou investimentos futuros significativos que melhorarão a base de ativos da unidade geradora de caixa objeto de teste. O valor recuperável é sensível à taxa de desconto utilizada no método de fluxo de caixa descontado, bem como aos recebimentos de caixa futuros esperados e à taxa de crescimento utilizada para fins de extrapolação.

Provisões para riscos tributários, cíveis e trabalhistas

A Companhia reconhece provisão para causas cíveis e trabalhistas. A avaliação da probabilidade de perda inclui a avaliação das evidências disponíveis, a hierarquia das leis, as jurisprudências disponíveis, as decisões mais recentes nos tribunais e sua relevância no ordenamento jurídico, bem como a avaliação dos advogados externos. As provisões são revisadas e ajustadas para levar em conta alterações nas circunstâncias, tais como prazo de prescrição aplicável, conclusões de inspeções fiscais ou exposições adicionais identificadas com base em novos assuntos ou decisões de tribunais.

Provisão para crédito de liquidação duvidosa

A provisão para créditos de liquidação duvidosa é constituída em montante considerado suficiente pela Administração para fazer face às eventuais perdas na realização das contas a receber, levando em consideração as perdas históricas e uma avaliação individual das contas a receber com riscos de realização. A provisão é constituída com base nos valores a receber de consumidores residenciais vencidos há mais de 90 dias, consumidores comerciais vencidos há mais de 180 dias, consumidores industriais, rurais, poderes públicos, iluminação e serviços públicos vencidos há mais de 360 dias, bem como através de análise criteriosa para os clientes com débitos relevantes.

Benefícios de aposentadoria

O custo do plano de aposentadoria com benefícios definidos e o valor presente da obrigação de aposentadoria são determinados utilizando métodos de avaliação atuarial. A avaliação atuarial envolve o uso de premissas sobre as taxas de desconto, taxas de retorno de ativos esperadas, aumentos salariais futuros, taxas de mortalidade e aumentos futuros de benefícios de aposentadorias e pensões. A obrigação de benefício definido é altamente sensível a mudanças nessas premissas. Todas as premissas são revisadas a cada data-base. Para mais detalhes sobre as premissas utilizadas vide Nota 27.

Notas Explicativas

3. CAIXA E EQUIVALENTES DE CAIXA

	<u>30/09/2011</u>	<u>31/12/2010</u>
Caixa e contas correntes bancárias	21.101	19.997
Aplicações financeiras	<u>32.963</u>	<u>32.774</u>
Total de caixa e equivalentes de caixa	<u>54.064</u>	<u>52.771</u>

Os saldos classificados como caixa e equivalentes de caixas são mantidos com a finalidade de atender a compromissos de caixa de curto prazo, e não para investimento ou outros fins. A Companhia considera como equivalente de caixa uma aplicação financeira de conversibilidade imediata em montante conhecido de caixa e estando sujeita a um insignificante risco de mudança de valor.

<u>Descrição</u>	<u>30/09/2011</u>	<u>31/12/2010</u>
Fundos de Investimentos Exclusivos	<u>9.917</u>	<u>8.647</u>
Total de fundos exclusivos	<u>9.917</u>	<u>8.647</u>
Outras aplicações financeiras		
CDB - Certificado de Depósito Bancário	21.840	20.018
Fundo de Investimento	<u>1.206</u>	<u>4.109</u>
Total de outras aplicações financeiras	<u>23.046</u>	<u>24.127</u>
Total de aplicações financeiras	<u>32.963</u>	<u>32.774</u>

Os saldos de aplicações financeiras alocadas como caixa e equivalentes de caixa possuem liquidez imediata e estão classificados como disponível para negociação, portanto, valorizados a mercado em 30 de setembro de 2011 e 31 de dezembro de 2010:

Fundos de investimentos referem-se a fundos multipatrocinados de renda fixa administrados por instituições financeiras de primeira linha, que busca retorno por meio de investimentos em títulos públicos e/ou títulos privados de modo conservador.

Fundos exclusivos referem-se a fundos onde os cotistas são empresas do Grupo Endesa Brasil e têm em carteira títulos públicos, CDBs, operações compromissadas e outros.

4. APLICAÇÕES FINANCEIRAS

As aplicações financeiras em fundos exclusivos são compostas por títulos públicos pós-fixados e pré-fixados como Letra Financeira do Tesouro (LFT) e Nota do Tesouro Nacional (NTN), operações compromissadas e

Notas Explicativas

outros como depósito a prazo com garantia especial (DPGE), operações com contratos futuros de depósito interbancário, fundo de investimento de baixo risco e outros.

	<u>30/09/2011</u>	<u>31/12/2010</u>
Fundos de Investimentos Exclusivos		
Títulos Públicos	76.723	27.194
Operações Compromissadas	12.793	20.085
Outros	5.311	4.220
	<u>94.827</u>	<u>51.499</u>

A composição total da carteira de fundos exclusivos em 30 de setembro de 2011 e 31 de dezembro de 2010, está apresentada abaixo:

	<u>30/09/2011</u>	<u>31/12/2010</u>
Fundos de Investimentos Exclusivos		
CDB - Certificado de Depósito Bancário	7.082	8.436
Cotas de fundos	2.835	211
Total classificados em Equivalentes de Caixa	<u>9.917</u>	<u>8.647</u>
Títulos Públicos	76.723	27.194
Operações Compromissadas	12.793	20.085
Outros	5.311	4.220
Total classificados em Aplicações Financeiras	<u>94.827</u>	<u>51.499</u>
	<u>104.744</u>	<u>60.146</u>

Os Fundos Exclusivos possuem em sua carteira operações com Contratos Futuros de Depósito Interbancário (Fut DI) com garantia da Bolsa de Mercadorias e Futuros (BM&F). Essas operações foram utilizadas exclusivamente na gestão dos recursos da renda fixa, com o objetivo de realizar operações de proteção dos títulos detidos à vista, efetuar operações de posicionamento em taxas de juros e troca de indexadores dos títulos detidos à vista.

5. CONSUMIDORES, CONCESSIONÁRIOS E PERMISSIONÁRIOS

<u>Descrição</u>	<u>30/09/2011</u>	<u>31/12/2010</u>
Consumidores		
Faturados	377.835	369.913
Não faturados	111.482	109.913
Subtotal	<u>489.317</u>	<u>479.826</u>
Encargos de uso da rede elétrica-Consumidores livres	12.316	6.657
Comercialização no âmbito da CCEE (b)	18.705	15.289
Total	<u>520.338</u>	<u>501.772</u>
Circulante	495.326	471.806
Não circulante	25.012	29.966

Notas Explicativas

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	30/09/2011	31/12/2010
Circulante					
Residencial	73.400	45.680	20.929	140.009	118.140
Industrial	13.254	7.903	3.321	24.478	23.050
Comercial	29.299	14.114	8.783	52.196	40.936
Rural	16.312	5.420	3.947	25.679	25.098
Poder público	18.633	4.038	5.145	27.816	28.425
Iluminação pública	5.823	1.092	469	7.384	5.831
Serviço público	6.929	360	50	7.339	7.498
Subtotal	163.650	78.607	42.644	284.901	248.978
Comercialização na CCEE (b)	3.416	-	-	3.416	-
Encargo emergencial (c)	-	-	2.475	2.475	2.477
Créditos junto a clientes com ações judiciais (d)	30.357	1.750	31.917	64.024	66.537
Consumidores livres	12.316	-	-	12.316	6.657
Parcelamento de débitos (e)	2.475	-	-	2.475	26.229
Fornecimento não faturado (f)	111.482	-	-	111.482	109.913
Outros créditos	8.241	3.676	2.320	14.237	11.015
Subtotal	331.937	84.033	79.356	495.326	471.806
Provisão para créditos de liquidação duvidosa (g)				(86.949)	(87.747)
Total circulante	331.937	84.033	79.356	408.377	384.059
Não circulante					
Comercialização na CCEE (b)	-	-	15.289	15.289	15.289
Parcelamento de débitos (e)	9.723	-	-	9.723	14.677
Provisão para créditos de liquidação duvidosa (g)	-	-	-	(2.807)	(2.051)
Total não circulante	9.723	-	15.289	22.205	27.915

b) Comercialização no âmbito da CCEE

Câmara de Comercialização de Energia Elétrica	30/09/2011	31/12/2010
Valor em litígio - Liminares (*)	12.917	12.917
Valores com a exigibilidade suspensa (**)	2.372	2.372
Valores a receber - Energia curto prazo do período	3.416	-
Total	18.705	15.289
Circulante	3.416	-
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.

Notas Explicativas

(**) O montante de R\$ 2.372, 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, transferidos em 31 de dezembro de 2010 para o não circulante.

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\$ 64.024 em 30 de setembro de 2011 (R\$ 66.537 em 31 de dezembro de 2010) refere-se a créditos junto a clientes com ações judiciais. Este montante inclui R\$ 24.232 (R\$ 24.103 em 31 de dezembro de 2010) 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.

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\$ 49.458 em 30 de setembro de 2011 (R\$ 47.930 em 31 de dezembro de 2010), 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) Receita não faturada

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 2011 é de R\$ 111.482 (R\$ 109.913 em 31 de dezembro de 2010).

g) Provisão para créditos de liquidação duvidosa

Notas Explicativas

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.

6. CONSUMIDORES DE 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 12.212/2010, regulamentada pela Resolução Normativa ANEEL nº. 407/2010 e 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, inclusive indígenas e quilombolas que devem ter 100% de desconto até os primeiros 50 kWh, ou consumidores que recebam o Benefício de Prestação Continuada - BPC.

Com base nas Resoluções Normativas ANEEL 407/2010 e 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 segundo os critérios das antigas Resoluções 246/2002 e 485/2004, subvenção esta advinda da CDE – Conta de Desenvolvimento Energético. O saldo a receber em 30 de setembro de 2011 é R\$ 34.583 (R\$ 40.008 em dezembro de 2010), relativo às subvenções dos meses de agosto e de setembro de 2011.

A referida subvenção é calculada mensalmente pela Distribuidora e submetida à ANEEL para aprovação e homologação em Despacho, após da qual ocorre o repasse.

7. TRIBUTOS A COMPENSAR

	30/09/2011		31/12/2010	
	Circulante	Não circulante	Circulante	Não circulante
Imposto de renda	7.725	-	7.181	-
Contribuição social	1.387	-	1.621	-
ICMS	29.020	42.824	24.789	56.334
ICMS parcelamento	7.783	3.273	5.571	5.485
Pis/Cofins	5.152	-	3.031	-
Outros tributos	879	-	974	-
Total	51.946	46.097	43.167	61.819

Notas Explicativas

O saldo de imposto de renda a compensar refere-se a valores de imposto de renda retido na fonte – 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 2009.

O saldo de contribuição social a compensar refere-se ao valor do saldo da CSLL antecipado relativo aos anos calendários de 2006 e 2007, 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 ICMS parcelamento ativo referem-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.

8. CAUÇÕES E DEPÓSITOS

Instituição	Tipo de Aplicação	Taxa média a.a.	30/09/2011		31/12/2010	
			Circulante	Não Circulante	Circulante	Não Circulante
BNB FI Curto Prazo	Fundo de Investimento	9,00%	-	54	-	51
Bradesco Premium	Fundo de Investimento	11,99%	-	18.207	-	16.838
Itaú-Unibanco Previdência	Fundo de Investimento	11,91%	-	39	-	36
Banco do Brasil	Fundo de Investimento	11,17%	25.270	-	17.408	-
Bradesco	CDB	11,57%	-	95	-	245
Itaú	CDB	11,75%	-	541	-	497
Banco do Brasil	CDB	11,75%	-	8.104	-	7.457
BNB	CDB	11,85%	-	16.911	-	-
Banco do Brasil	Título do Tesouro EUA		-	3.318	-	3.318
Caixa	Caução		320	-	160	-
Outros			-	20	-	20
Total			25.590	47.289	17.568	28.462

Estes depósitos correspondem a aplicações de valores vinculados aos contratos de aquisição de energia elétrica. Os depósitos do Banco do Brasil referem-se às retenções contratuais de fornecedores de serviços e garantia de contrato de financiamento.

9. DEPÓSITOS VINCULADOS A LITÍGIOS

	30/09/2011	31/12/2010
Trabalhistas	28.616	26.773
Cíveis	7.527	7.503
Fiscais	5.102	3.295
Total	41.245	37.571

Notas Explicativas

10. TRIBUTOS DIFERIDOS

A Companhia possui créditos fiscais diferidos ativos e passivos sobre diferenças temporárias, cuja composição está demonstrada a seguir:

Ativo	Imposto de Renda		Contribuição Social		TOTAL	
	30/9/2011	31/12/2010	30/9/2011	31/12/2010	30/9/2011	31/12/2010
Provisão para riscos tributários, cíveis e trabalhistas	18.690	15.314	6.729	5.513	25.419	20.827
Provisão para créditos de liquidação duvidosa	22.438	22.449	8.078	8.082	30.516	30.531
Provisão para obsolescência de estoque	1.041	1.040	375	375	1.416	1.415
Despesa diferida PIS/COFINS	776	1.209	280	899	1.056	2.108
Perda plano de pensão	3.570	3.570	1.285	1.285	4.855	4.855
Provisão ICMS	2.294	4.895	826	1.763	3.120	6.658
Provisão Multa ARCE	1.685	1.685	607	607	2.292	2.292
Outros	896	3.835	323	1.064	1.219	4.899
Total	51.390	53.997	18.503	19.588	69.893	73.585

Passivo	Imposto de Renda		Contribuição Social		TOTAL	
	30/9/2011	31/12/2010	30/9/2011	31/12/2010	30/9/2011	31/12/2010
Correção monetária especial (CME) e complementar (CMC)	(1.155)	(1.019)	(1.954)	(1.894)	(3.109)	(2.913)
Desreconhecimento de passivo regulatório	(8.687)	(8.933)	(3.579)	(3.216)	(12.266)	(12.149)
Atuarial - Fundo de Pensão	(6.542)	(6.542)	(2.355)	(2.355)	(8.897)	(8.897)
Ativo indenizável (concessão)	(284)	(2.168)	(440)	(781)	(724)	(2.949)
Total	(16.668)	(18.662)	(8.328)	(8.246)	(24.996)	(26.908)

Imposto diferido - ativo/(passivo)	Imposto de Renda		Contribuição Social		TOTAL	
	30/9/2011	31/12/2010	30/9/2011	31/12/2010	30/9/2011	31/12/2010
Total	34.722	35.335	10.175	11.342	44.897	46.677

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

	Ativo	Passivo	Total
Saldo em 31 de dezembro de 2010	73.585	26.908	46.677
Adições resultado do exercício - IR/CSLL	7.950	14.410	(6.460)
Realização	(11.642)	(16.322)	4.680
Saldo em 30 de setembro de 2011	69.893	24.996	44.897

Estudos técnicos de viabilidade indicam a recuperação dos valores de Imposto de Renda e da Contribuição Social sobre o Lucro Líquido diferidos ativos, no prazo máximo estipulado nas disposições regulamentares como definido pela Instrução CVM nº 371, de 27 de junho de 2002 e posterior Deliberação CVM nº 599/09 e CPC 32. Correspondem às melhores estimativas da Administração, cuja expectativa de realização de créditos fiscais até o exercício de 2020.

Em consonância com a Instrução CVM nº 273/98, a Companhia tem registrado o imposto de renda e a contribuição social diferidos passivos calculados sobre o saldo a ser depreciado da correção monetária especial.

Notas Explicativas

Anos de realização	Montante a realizar 30/09/2011	Montante a realizar 31/12/2010
2011	17.010	17.427
2012	6.104	6.490
2013	6.104	6.490
2014	6.104	6.490
2015 a 2017	18.312	19.468
2018 a 2020	16.259	17.220
	<u>69.893</u>	<u>73.585</u>

Como a base tributável do imposto de renda e da contribuição social decorre não apenas do lucro, mas também da existência de receitas não tributáveis, despesas não dedutíveis, incentivos fiscais e outras variáveis, não existe uma correlação direta entre o lucro líquido da Companhia e o resultado de imposto de renda e contribuição social. Portanto, a expectativa da utilização de créditos fiscais não deve ser tomada como único indicativo de resultados futuros da Companhia.

11. BENEFÍCIO FISCAL – ÁGIO INCORPORADOÁgio 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
2011	0,04349	2018	0,02338	2025	0,01257
2012	0,03980	2019	0,02140	2026	0,01151
2013	0,03642	2020	0,01958	2027	0,01053
2014	0,03333	2021	0,01792		
2015	0,03051	2022	0,01640		
2016	0,02792	2023	0,01501		
2017	0,02555	2024	0,01374		

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.

Notas Explicativas

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 contra-partida 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 o recálculo do ágio considerando o momento de aquisição da Companhia para recompor os efeitos da constituição da reserva do ágio.

Em abril de 2005, foi constituída uma provisão sobre o ágio a amortizar em contra-partida 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	30/09/2011	31/12/2010
Ágio da incorporação	775.960	775.960
Amortização acumulada	(491.618)	(466.308)
Provisão sobre o ágio	(429.365)	(429.365)
Reversão da provisão sobre o ágio	241.449	224.745
Saldo	96.426	105.032
Reserva de capital	30/09/2011	31/12/2010
Ágio da incorporação	775.960	775.960
(-) Desdobramento e desgate 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.

12. OUTROS CRÉDITOS

Notas Explicativas

	<u>30/09/2011</u>	<u>31/12/2010</u>
Alienação de bens e direitos	1.482	1.482
Convênios de arrecadação	4.230	4.085
Desativações em curso	-	2
Serviços a terceiros	5.074	12.573
Cheques devolvidos	1.197	1.210
Créditos de fornecedores	7.026	7.215
Adiantamentos a empregados	5.192	3.036
Adiantamentos a fornecedores	2.946	9.144
Aluguel	1.051	488
Bônus residuo	759	645
Outros	3.348	2.670
Total	32.305	42.550
Circulante	32.025	42.270
Não circulante	280	280

13. 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 e 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:

Notas Explicativas

- 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
- 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, vide Nota 14.

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.

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

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

Saldo em 31 de dezembro de 2010	110.875
Transferências do ativo intangível	45.770
Baixas	(588)
Receitas financeiras	<u>2.129</u>
Saldo em 30 de setembro de 2011	<u><u>158.186</u></u>

As concessões de distribuição da Companhia não são onerosas. Desta forma, não há obrigações financeiras fixas e pagamentos a serem realizados ao Poder Concedente.

14. INTANGÍVEL

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

	30/09/2011			31/12/2010	
	Custo	Amortização acumulada	Obrigações Especiais	Valor Líquido	Valor Líquido
Em Serviço					
Direito de uso da concessão	3.565.465	(1.265.674)	(639.134)	1.660.657	1.602.993
Software	70.181	(65.265)	-	4.916	6.665
Em Curso					
Direito de uso da concessão	312.329	-	(83.550)	228.779	287.823
Software	13.152	-	-	13.152	12.113
Total	<u>3.961.127</u>	<u>(1.330.939)</u>	<u>(722.684)</u>	<u>1.907.504</u>	<u>1.909.594</u>

Notas Explicativas

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 2010	2.962.726	(696.849)	(656.220)	1.609.657	336.156	(36.219)	299.937	1.909.594
Adições	-	-	-	-	197.658	(55.102)	142.556	142.556
Reclassificações	539.017	(539.017)	-	-	-	-	-	-
Baixas	(28.660)	23.601	-	(5.059)	-	-	-	(5.059)
Amortização	-	(118.674)	24.857	(93.817)	-	-	-	(93.817)
Transferências	208.333	-	(7.771)	200.562	(208.333)	7.771	(200.562)	-
Transferências para o ativo indenizável	(45.770)	-	-	(45.770)	-	-	-	(45.770)
Saldo em 30 de junho de 2011	3.635.646	(1.330.939)	(639.134)	1.665.573	325.481	(83.550)	241.931	1.907.504

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.

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.

O valor residual de cada bem que ultrapassa o prazo do vencimento da concessão está alocado como ativo financeiro – ativo indenizável – concessão, vide Nota 13.

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 atendessem 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.

Programa luz para todos

Notas Explicativas

Em 11 de novembro de 2003, foi publicado o Decreto Federal nº 4.873 que instituiu o Programa Nacional de Universalização do Acesso e Uso da Energia Elétrica, denominado “Programa Luz Para Todos”, destinado a propiciar, até o ano 2008, o atendimento com energia elétrica à parcela da população do meio rural brasileiro que ainda não tem acesso a esse serviço público.

De acordo com o artigo 2º, do Decreto, os recursos necessários para suportar o Programa serão oriundos da CDE – Conta do Desenvolvimento Energético, instituída como subvenção econômica pela Lei nº 10.438, de 26 de abril de 2002, da RGR – Reserva Global de Reversão, instituída pela Lei nº 5.655 de 20 de maio de 1971, da participação dos Estados e Municípios e das Concessionárias ou Permissionárias de Distribuição de Energia Elétrica e outros destinados ao Programa. O Programa será coordenado pelo Ministério de Minas e Energia – MME e será operacionalizado com a participação das Centrais Elétricas Brasileiras S.A. – Eletrobras e das empresas que compõem o Sistema Eletrobras.

Em dezembro de 2003 foi firmado o 1º Termo de Compromisso entre a União (Ministério de Minas e Energia), o Governo do Estado do Ceará e a Companhia Energética do Ceará – COELCE, com a interveniência da Agência Nacional de Energia Elétrica – Aneel e das Centrais Elétricas Brasileiras S.A. – Eletrobras para o estabelecimento das premissas do Programa Luz Para Todos, na área de concessão da Companhia, propiciando o atendimento de 112.000* novos consumidores no período de 2004 a 2008. Neste documento foram estabelecidas as metas anuais de atendimento e os percentuais de participação financeira de cada uma das fontes de recursos, sendo:

- Coelce – 15%;
- RGR – 10%;
- CDE – 50%; e
- Governo do Estado – 25%.

(*) Não auditado pelos auditores independentes.

Em 13 de setembro de 2007 foi firmado o Primeiro Aditamento ao Termo de Compromisso entre a União (Ministério de Minas e Energia), o Governo do Estado do Ceará e a Companhia Energética do Ceará – Coelce, com a interveniência da Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL e das Centrais Elétricas Brasileiras S.A. – Eletrobras para mudança dos percentuais de participação ficando da seguinte forma:

- Coelce – 15%;
- RGR – 15% (financiamento);
- CDE – 60%; e
- Governo do Estado – 10%.

Em 25 de abril de 2008, foi publicado o Decreto Federal nº 6.442, que dá nova redação ao artigo 1º do Decreto Federal nº 4.873, prorrogando o prazo do Programa Luz Para Todos até 2010.

Tendo em vista que a quantidade de ligações definidas no 1º Termo de Compromisso não atendeu às demandas oriundas do meio rural, em 31 de dezembro de 2008, foi firmado o 2º Termo de Compromisso entre a União (Ministério de Minas e Energia), o Governo do Estado do Ceará e a Companhia Energética do Ceará – Coelce, com a interveniência da Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL e das Centrais Elétricas Brasileiras – S.A. – Eletrobras para o estabelecimento das premissas do programa, na área de concessão da Coelce, propiciando o atendimento de mais 52.000* novos consumidores no biênio 2009/2010 (sendo 26.000* para cada ano).

Notas Explicativas

Em 05 de agosto de 2010, foi assinado o Primeiro Termo Aditivo ao Termo de Compromisso do Programa Luz Para Todos, onde foram repactuadas as metas da Coelce na execução do programa, ficando estabelecida para o ano de 2009 a quantidade de 23.563* ligações e para o ano de 2010 46.168* ligações.

Através do Decreto 7.324, de 05 de outubro de 2010, o Governo Federal prorrogou para 31 de dezembro de 2011 o prazo de execução do Programa Luz para Todos. Este mesmo documento faculta ao Ministério de Minas e Energia para que defina as metas e os prazos do programa, em cada Estado ou área de concessão, respeitada a data limite de 31 de dezembro de 2011.

Os investimentos realizados no período de nove meses findo em 30 de setembro de 2011 totalizaram o montante de R\$ 44.884 (R\$ 80.066 no mesmo período do ano anterior).

Até setembro de 2011 foram conectados 11.587 clientes (16.865 em 31 de dezembro de 2010), totalizando de 2004 até 30 de setembro de 2011, 160.862* clientes ligados.

Em 2010, a Companhia realizou trabalho de identificação de clientes a serem ligados no âmbito do programa, concluindo que restavam apenas cerca de 32.000* clientes a serem atendidos. Considerando que foram ligados 16.865* em 2010, a Companhia estima que no ano de 2011 deverão ser efetivadas somente 15.135 ligações*. Com as ligações já atendidas em 2011, restam 3.548 consumidores a serem atendidos até 31 de dezembro de 2011.

(*) Não auditado pelos auditores independentes.

Obrigações especiais vinculadas à concessão do serviço público de energia elétrica

Obrigações 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. O prazo de vencimento dessas obrigações é aquele estabelecido pelo Órgão Regulador para concessões de distribuição, cuja quitação ocorrerá ao final da concessão.

Esta conta contábil, denominada de Obrigações vinculadas à concessão, está sendo amortizada, a partir do 2º ciclo, às mesmas taxas de amortização dos bens que compõem a infraestrutura, usando-se uma taxa média de 4,46% a.a.

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 administração da concessionária.

Avaliação do grau de recuperação

A Administração da Companhia realizou uma análise dos indicadores de *impairment* estabelecidos no CPC 01, bem como avaliou outras circunstâncias e não identificou indícios que seus ativos estivessem registrados acima do valor de realização.

Notas Explicativas

15. FORNECEDORES

	<u>30/09/2011</u>	<u>31/12/2010</u>
Suprimento e transporte de energia		
Geradoras - Energia Livre	4.647	4.114
Cia Hidroelétrica do São Francisco - Chesf	16.692	13.982
Furnas Centrais Elétricas S/A	16.932	17.708
Companhia Energética de São Paulo- CESP	7.627	7.441
Centrais Elétricas do Norte do Brasil S.A- ELETRONORTE	5.975	5.888
Copel Geração S.A- COPEL	4.476	4.269
CEMIG - Geração e Transmissão S.A	5.211	5.053
Duke Energy Inter. Ger. Paranapanema	1.579	1.541
CEEE - Companhia Estadual de Energia Elétrica	1.441	1.363
Tractebel Energia S. A.	3.591	3.579
Contratos por Disponibilidade/Quantidade	17.202	12.482
Outros fornecedores	15.253	20.719
Materiais e serviços	63.322	152.695
Total	<u>163.948</u>	<u>250.834</u>
Circulante	159.301	246.720
Não circulante	4.647	4.114

A Companhia possui transações de fornecimento de energia com partes relacionadas, vide Nota 21.

16. EMPRÉSTIMOS E FINANCIAMENTOS

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

Notas Explicativas

	30/09/2011			31/12/2010		
	Encargos	Principal		Encargos	Principal	
		Circulante	Não circulante		Circulante	Não circulante
Moeda estrangeira:						
União Federal – Bônus de Capitalização (i)	29	258	516	14	232	579
União Federal – Bônus de Desconto (i)	15	-	2.116	6	-	1.901
União Federal – Bônus de Conversão da Dívida (i)	2	289	-	1	259	130
União Federal – Bônus ao Par (i)	86	-	3.032	36	-	2.725
Banco Europeu de Investimentos (ii)	440	15.453	-	828	13.885	13.885
Total moeda estrangeira	572	16.000	5.664	885	14.376	19.220
Moeda nacional:						
Eletrobrás (iii)	-	16.444	75.382	16	16.487	72.961
União Federal – Lei 8.727 (Caixa Econômica Federal) (iv)	6	252	428	7	231	613
União Federal – Lei 8.727 (Eletrobrás) (iv)	197	8.929	15.200	237	7.949	21.101
Banco do Brasil (BB Fat Fomentar)	18	4.973	7.046	24	4.758	10.310
Banco do Nordeste – Proinfá (v)	269	27.573	141.868	149	27.539	109.423
BNDES Finem 2007 (Sindicalizado) (vi)	617	49.106	110.488	810	49.105	147.318
BNDES PEC (vii)	169	27.934	9.311	5.582	22.917	27.083
Total moeda nacional	1.276	135.211	359.723	6.825	128.986	388.809
Custos de transação	-	(364)	(568)	-	(364)	(841)
Total moeda nacional líquido dos custos de transação	1.276	134.847	359.155	6.825	128.622	387.968
Total sem efeito do Swap	1.848	150.847	364.819	7.710	142.998	407.188
Resultado das operações de swap	-	10.438	-	-	11.429	10.182
Total de empréstimos e financiamentos	1.848	161.285	364.819	7.710	154.427	417.370

	Início	Vencimento	Tipo de Amortização	Garantias	Encargos Financeiros
Moeda estrangeira:					
União Federal – Bônus de Capitalização (i)	15/08/1997	10/04/2014	Semestral	Recebíveis e Conta Reserva	USD + 8,2% a.a.
União Federal – Bônus de Desconto (i)	15/08/1997	11/04/2024	Ao Final	Recebíveis e Conta Reserva	USD + Libor + 1,0125% a.a.
União Federal – Bônus de Conversão da Dívida (i)	15/08/1997	12/04/2012	Semestral	Recebíveis e Conta Reserva	USD + Libor + 1,075% a.a.
União Federal – Bônus ao Par (i)	15/08/1997	11/04/2024	Ao Final	Recebíveis e Conta Reserva	USD + 6,2% a.a.
Banco Europeu de Investimentos (ii)	28/05/2002	15/06/2012	Anual	Fiança Bancária	USD + 5,49% a.a.
Moeda nacional:					
Eletrobrás (iii)	03/03/2000	30/06/2022	Mensal	Recebíveis e Nota Promissória	6% a.a.
União Federal – Lei 8.727 (Caixa Econômica Federal) (iv)	30/06/1994	01/03/2014	Mensal	Recebíveis	TR + 10,028% a.a.
União Federal – Lei 8.727 (Eletrobrás) (iv)	30/06/1994	01/03/2014	Mensal	Recebíveis	IGPM + 10,028% a.a.
Banco do Brasil (BB Fat Fomentar)	23/01/2007	18/02/2014	Mensal	Fiança Bancária	TJLP + 4,5% a.a.
Banco do Nordeste – Proinfá (v)	29/12/2004	15/03/2019	Mensal	Fiança Bancária e Conta Reserva	10% a.a.
BNDES Finem 2007 (Sindicalizado) (vi)	28/04/2008	15/12/2014	Mensal	Recebíveis e Conta Reserva	TJLP + 3,7% a.a.
BNDES PEC (vii)	15/01/2010	15/01/2013	Mensal	-	TJLP + 5,5% a.a.

- i. União Federal (Agente financeiro: Banco do Brasil) – dívida de médio e longo prazo (DMLPs) – Confissão de dívida a União Federal em 15 de agosto de 1997. O contrato está dividido em 7 (sete) subcréditos (três deles já liquidados), remunerados a base de variação cambial (dólares norte-americanos).
- ii. Banco Europeu de Investimentos – BEI – Financiamento para o plano de investimentos 2001/2002 da Companhia, contratado em 28 de maio de 2002 conforme Acordo de Cooperação Decreto-Lei nº 1609/95. A operação possui *swap* para 98,80% do CDI.
- iii. 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 - MME, com recursos originários da RGR e CDE.

Notas Explicativas

- iv. União Federal – Lei 8.727– Cessão de crédito, que fez a Eletrobras e a Caixa Econômica Federal à União Federal.
- v. Banco do Nordeste do Brasil – Programa de incentivo as fontes alternativas de energia (Proinfra) – A Companhia celebrou contrato com o Banco do Nordeste do Brasil para o financiamento de inversões fixas, através de recursos do Fundo constitucional de financiamento do Nordeste (FNE)/Proinfra.
- vi. BNDES FINEM: Financiamento para o plano de investimento 2007/2009 da Companhia contratado em 28 de abril de 2008, no montante de R\$ 330.000, junto ao sindicato liderado pelo Unibanco, com repasse de recursos do BNDES. A Companhia captou 74% do total do contrato.
- vii. BNDES PEC: Empréstimo captado devido à necessidade de capital de giro da Companhia.

Do total de empréstimos e financiamentos, R\$ 283.392 estão garantidos por vínculos com a receita de energia elétrica (arrecadação).

Nas operações de empréstimo junto ao Banco Europeu de Investimentos – BEI e ao Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social – BNDES, contratados em 2002 e 2008, a Companhia comprometeu-se a cumprir as seguintes obrigações, durante a vigência dos contratos, as quais foram adequadamente atendidas em 30 de Setembro de 2011:

Obrigações Especiais Financeiras	Banco	Índice
Dívida (com swap e fornecedores) / Ativo total (máximo)	BEI	0,7
LAJIDA / Encargos da dívida (mínimo)	BEI	3,0
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 das operações de *swap* contratados e dos custos de transação, tem sua curva de amortização distribuída da seguinte forma:

	30/09/2011	31/12/2010
2012	36.339	146.951
2013	113.294	110.961
2014	115.266	105.704
2015	19.697	7.634
2016	19.424	7.362
Após 2016	61.367	29.417
	365.387	408.029

Composição dos empréstimos e financiamentos por tipo de moeda e indexador (sem os efeitos das operações de *swap* contratados e dos custos de captação):

Notas Explicativas

Moeda (equivalente em R\$) / Indexador	30/09/2011	%	31/12/2010	%
Moeda estrangeira				
Dólares norte-americano	22.236	100,00	34.481	100,00
Moeda nacional				
IGP-M	24.326	4,90	29.287	5,58
TJLP	209.662	42,25	267.907	51,07
CDI	-	-	-	-
RGR	91.826	18,51	89.464	17,05
TR	686	0,14	851	0,16
R\$ Fixo	169.710	34,20	137.111	26,14
	496.210	100,00	524.620	100,00
Total moeda nacional	518.446		559.101	

A Companhia mantém contrato de *swap* para o empréstimo em moeda estrangeira do BEI, trocando a remuneração desse contrato para taxa pós-fixada de 98,80% do CDI. Quanto aos 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 está vinculado 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 1,20% da dívida total, na posição de 30 de Setembro de 2011.

Variação das moedas/indexadores da dívida acumulados no ano até a posição de 30 de setembro de 2011 e 31 de dezembro de 2010:

Moeda / Indexador	30/09/2011	31/12/2010
Dólar norte-americano	18,79%	-4,31%
INPC	0,87%	6,47%
IPCA	1,06%	5,91%
IGP-M	0,97%	11,32%
TJLP	1,47%	6,00%
CDI	3,01%	9,75%
TR	0,43%	0,69%
Libor	0,12%	0,00%

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

Notas Explicativas

	Moeda Nacional		Moeda Estrangeira	
	Circulante	Não circulante	Circulante	Não circulante
Em dezembro de 2010	135.811	388.809	26.690	29.402
Ingressos	4.155	5.473	-	-
Encargos provisionados	10.818	-	449	-
Encargos pagos	(10.350)	-	-	-
Varição monetária e cambial	-	924	-	(786)
Transferências	31.160	(31.160)	(354)	354
<i>Resultado Swap</i>	-	-	966	866
Amortizações	(35.076)	-	-	-
Em março de 2011	136.518	364.046	27.751	29.836
Ingressos	-	58.237	-	-
Encargos provisionados	11.101	-	637	-
Encargos pagos	(11.147)	-	(15.008)	-
Varição monetária e cambial	-	614	-	(1.207)
Transferências	33.761	(33.761)	23.861	(23.861)
Resultado Swap	-	-	2.274	-
Amortizações	(33.494)	-	(13.436)	-
Em junho de 2011	136.739	389.136	26.079	4.768
Ingressos	-	3.788	-	-
Encargos provisionados	10.668	-	190	-
Encargos pagos	(10.770)	-	-	-
Varição monetária e cambial	-	222	-	3.486
Transferências	33.423	(33.423)	2.590	(2.590)
<i>Resultado Swap</i>	-	-	(1.849)	-
Amortizações	(33.573)	-	-	-
Em setembro de 2011	136.487	359.723	27.010	5.664

17. DEBÊNTURES

	30/09/2011			31/12/2010		
	Encargos	Principal		Encargos	Principal	
		Circulante	Não Circulante		Circulante	Não Circulante
1ª Série 2ª Emissão	-	-	-	4.757	90.500	-
2ª Série 2ª Emissão	2.719	58.036	116.070	5.671	-	166.086
(-) Custo de transação	-	(1.130)	(1.155)	-	(1.597)	(2.015)
	2.719	56.906	114.915	10.428	88.903	164.071

Mutaçao de debêntures:

Notas Explicativas

	<u>Circulante</u>	<u>Não Circulante</u>
Em Dezembro de 2010	99.331	164.071
Correção Monetária	-	3.158
Encargos provisionados	5.869	-
Encargos pagos	(5.217)	-
Transferência custo de transação	(315)	315
Apropriação custo de transação	583	-
Em Março de 2011	100.251	167.544
Correção Monetária	-	3.736
Encargos provisionados	6.283	-
Transferência custo de transação	(327)	327
Apropriação custo de transação	460	-
Em Junho de 2011	106.667	171.607
Correção Monetária	-	1.126
Amortizações	(90.500)	-
Transferências	58.036	(58.036)
Encargos provisionados	3.814	-
Encargos Pagos	(18.458)	-
Transferência custo de transação	(218)	218
Apropriação custo de transação	284	-
Em Setembro de 2011	59.625	114.915

Características das emissões:

<u>Características</u>	<u>1ª Série</u>	<u>2ª Série</u>
Conversibilidade	Debêntures simples, não convertíveis em ações	Debêntures simples, não convertíveis em ações
Espécie	Quirografia	Quirografia
Tipo e forma	Nominativas e escriturais, sem	Nominativas e escriturais, sem
Quantidade de títulos	9.050 debêntures simples	15.450 debêntures simples
Valor nominal	R\$ 10.000,00	R\$ 10.000,00
Data de emissão	15 de julho de 2009	15 de julho de 2009
Vencimento inicial	15 de julho de 2011	15 de julho de 2012
Vencimento final	15 de julho de 2011	15 de julho de 2014
Atualização monetária	Sem atualização	IPCA
Repactuação	Não haverá	Não haverá
Remuneração	CDI+0,95%aa	7,5%aa
Exigibilidade de juros	Semestral	Anual
Amortizações	Parcela única	Em três parcelas anuais
Data das amortizações	2011	2012, 2013 e 2014

Notas Explicativas

2ª EMISSÃO

Em 08 de junho de 2009, o Conselho de Administração da Coelce aprovou a 2ª emissão pública de debêntures da Companhia, que teve como objetivo o resgate parcial da 7ª emissão de Notas Promissórias (realizado em 5 de agosto de 2009).

A emissão 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., exigíveis anualmente e amortizadas em 03 (três) parcelas anuais em 15 de julho de 2012, 15 de julho de 2013 e 15 de julho de 2014.

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 2011, a Companhia vem cumprindo com a manutenção dos referidos índices, na avaliação de sua Administração.

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:

Ano	30/09/2011	31/12/2010
2012	(188)	54.314
2013	57.342	54.669
2014	57.761	55.088
	114.915	164.071

18. INSTRUMENTOS FINANCEIROS E RISCOS OPERACIONAIS

Notas Explicativas

Considerações gerais

A Companhia possui políticas de mitigação de riscos financeiros e adota estratégias operacionais e financeiras visando manter a liquidez, segurança e rentabilidade de seus ativos. Com essa finalidade, mantém sistemas gerenciais de controle e acompanhamento das suas transações financeiras e seus respectivos valores, com o objetivo de monitorar os riscos e taxas praticadas pelo mercado.

Fatores de risco

A linha de negócio 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 2011, a companhia mantinha apenas 3,21% da sua dívida indexada em moeda estrangeira. Desse total, apenas 0,92% está exposta à variação cambial. A Companhia visando a assegurar que oscilações significativas nas cotações das moedas a que está sujeito seu passivo em moeda estrangeira não afetem seu resultado e fluxo de caixa, possui em 30 de setembro de 2011, uma operação de swap cambial, com fim único de proteção de parte da dívida indexada em moeda estrangeira, o que corresponde a 71,47% do total da dívida em moeda estrangeira, ou 2,30% da dívida total da companhia. Os ajustes a débito e a crédito dessas operações estão registrados na demonstração do resultado. Em 30 de setembro de 2011 a Companhia apurou um resultado negativo não realizado na operação de *swap* cambial no montante de R\$ 10.438.

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

	Passivo	
	30/09/2011	31/12/2010
Dólares norte-americano	6.343	5.883

Em seguida, um quadro de análise de sensibilidade dos impactos no resultado da Companhia caso a variação da taxa de câmbio do 3º trimestre de 2011 fosse igual à esperada para 4º trimestre do mesmo ano, segundo projeções baseadas na curva futura de dólar da BM&F:

30/09/2011	Aumento / Redução em pontos base	Efeitos	
		No resultado	No patrimônio líquido
Dólares norte-americano	3,49%	(221)	(221)

b) Risco de crédito

Notas Explicativas

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 possíveis 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 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 16 e 17, deduzidos pelo caixa e equivalentes de caixa e aplicações financeiras detalhadas as Notas 3 e 4) e pelo patrimônio líquido da Companhia (que inclui capital emitido, reservas e lucros acumulados conforme apresentado na Nota 25).

	30/09/2011	31/12/2010
Dívida (i)	702.492	842.909
Caixa e equivalente de caixa + Outros ativos financeiros	(148.891)	(104.270)
Dívida líquida (a)	553.601	738.639
Patrimônio líquido (b)	1.452.480	1.356.814
Índice de endividamento líquido (a/[a+b])	28%	35%

- (i) A dívida é definida como empréstimos e financiamentos e debêntures de curto e longo prazo, conforme detalhado nas Notas 16 e 17.
- (ii) O patrimônio líquido inclui todo o capital e as reservas da Companhia, gerenciados como capital.

Conforme mencionado anteriormente, a Companhia realizou ao longo do exercício 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

Notas Explicativas

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.

e) Risco de encargos de dívida

Este risco é oriundo da possibilidade da Companhia vir a incorrer em perdas por conta de flutuações nas taxas de juros ou outros indexadores de dívida, como por exemplo, indicadores de inflação, que aumentem as despesas financeiras relativas a empréstimos e financiamentos captados no mercado. A Companhia não tem pactuado contratos de derivativos para fazer “*swap*” contra este risco, entretanto 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. 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).

A tabela abaixo demonstra a análise de sensibilidade dos impactos no resultado da Companhia caso as variações nas taxas de juros e índices de inflação do 3º trimestre de 2011 fosse igual à esperada para 4º trimestre do mesmo ano, segundo projeções baseadas na curva futura da BM&F:

30/09/2011	Aumento / Redução em pontos base	Efeitos	
		No resultado	No patrimônio líquido
Passivos financeiros			
CDI	-0,76%	-85	-85
Libor	-0,23%	-	-
TJLP	0,00%	-	-
IPCA	-1,59%	70	70
IGPM	0,24%	-2	-2
TR	-0,21%	4	4
Total		-13	-13

f) 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.

A tabela abaixo apresentam informações sobre os vencimentos futuros dos empréstimos, financiamentos e debêntures da Companhia que estão sendo considerados nos fluxos de caixa projetado. As informações refletidas na tabela abaixo incluem os fluxos de caixa de juros e do principal:

Notas Explicativas

	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 2011						
Empréstimos e Financiamentos Pré-fixados	5.038	11.043	45.075	213.047	46.330	320.533
Empréstimos e Financiamentos Pós-fixados	9.905	18.562	98.179	158.468	8.478	293.592
Debêntures	-	-	72.195	130.614	-	202.809
	14.943	29.605	215.449	502.129	54.808	816.934
31 de dezembro de 2010						
Empréstimos e Financiamentos Pré-fixados	4.899	9.875	44.191	177.267	38.844	275.076
Empréstimos e Financiamentos Pós-fixados	7.169	19.148	99.744	251.134	8.161	385.356
Debêntures	5.189	-	108.848	193.982	-	308.019
	17.257	29.023	252.783	622.383	47.005	968.451

Em seguida, a tabela apresenta os valores previstos para os próximos vencimentos dos instrumentos de *hedge* que também estão contemplados nos fluxos de caixa da Companhia:

	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 2011						
"Swaps" de moeda	-	-	10.438	-	-	10.438
	-	-	10.438	-	-	10.438
31 de dezembro de 2010						
"Swaps" de moeda	-	-	11.429	12.400	-	23.829
	-	-	11.429	12.400	-	23.829

Para se precaver de qualquer necessidade emergencial de caixa, a Companhia utiliza como opção de curto prazo a conta garantida que tem contratada. Abaixo segue tabela referente à posição até 30 de setembro de 2011 e 31 de dezembro de 2010 quanto à utilização da conta:

Conta Garantida	30/09/2011	31/12/2010
Contratada	100.000	50.000
Utilizada	-	-

Valorização dos instrumentos financeiros

Notas Explicativas

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

Categoria	Nível	30/09/2011		31/12/2010		
		Contábil	Valor Justo	Contábil	Valor Justo	
Ativo						
Caixa e equivalente de caixa	Valor justo por meio de resultado	2	54.064	54.064	52.771	52.771
Titulos e valores mobiliários	Valor justo por meio de resultado	2	94.827	94.827	51.499	51.499
Cações e depósitos vinculados	Empréstimos e recebíveis	2	72.879	72.879	46.030	46.030
Contas a receber	Empréstimos e recebíveis	2	430.582	430.582	411.974	411.974
Ativo indenizável (concessão)	Disponível para venda	2	158.186	158.186	110.875	110.875
Passivo						
Empréstimos e financiamentos em moeda nacional	Outros passivos financeiros	2	495.278	496.406	523.415	516.933
Debêntures em moeda nacional	Outros passivos financeiros	2	174.540	178.749	263.402	262.838
Empréstimos, financiamentos em moeda estrangeira	Outros passivos financeiros	2	22.236	22.153	34.481	36.011
Instrumntos financeiros derivativos	Outros passivos financeiros	2	10.438	10.438	21.611	21.611
Fornecedores	Empréstimos e recebíveis	2	163.948	163.948	250.834	250.834

As aplicações financeiras registradas nas demonstrações contábeis aproximam-se dos valores de mercado, pois são efetuadas a juros pós-fixados e apresentam liquidez imediata.

Valor Justo Hierárquico

Existem três tipos de níveis para classificação do Valor Justo referente a instrumentos financeiros, a hierarquia fornece prioridade para preços cotados não ajustados em mercado ativo referente a ativo ou passivo financeiro. A classificação dos Níveis Hierárquicos pode ser apresentada conforme exposto abaixo:

- 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.

Os valores da curva e de mercado do instrumento derivativo (*swap*) de 30 de setembro de 2011 são como segue:

Derivativo	Valor da curva	Valor de mercado (contábil)	Diferença
Banco Santander (Brasil) S.A	(10.617)	(10.438)	179

Notas Explicativas

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 2011.

A Companhia possui instrumentos derivativos com objetivo exclusivo de proteção econômica e financeira contra a variação cambial utilizando, em 30 de setembro de 2011, apenas swap dólar para CDI, não possuindo derivativos exóticos ou outras modalidades.

As operações de *swap* são contratadas apenas como proteção do endividamento em moeda estrangeira, de forma que os ganhos e perdas dessas operações decorrentes da variação cambial sejam compensados pelos ganhos e perdas equivalentes das dívidas em moeda estrangeira.

Em 30 de setembro de 2011, a Companhia detinha operações de *swap*, conforme demonstrado abaixo:

Descrição	Contraparte	Data dos Contratos	Data de Vencimento	Posição	Valores de Referência			
					Moeda Estrangeira		Moeda Local	
					30/09/11	31/12/10	30/09/11	31/12/10
Contratos de swaps:								
valor	Banco Santander (Brasil) S.A	16/06/06	15/06/12	Dólar + 5,49% a.a. 98,8% do CDI	USD 8.117	USD 18.954	R\$ 15.053	R\$ 31.581
Descrição	Contraparte	Valor Justo		Efeito Acumulado até 30/09/2011		Efeito Acumulado até 31/12/2010		
		30/09/11	31/12/10	Valor a receber/recebido	Valor a pagar/pago	Valor a receber/recebido	Valor a pagar/pago	
Contratos de swaps:								
(+) <i>Ativo</i>		R\$ 15.893	R\$ 29.316	-	-	-	-	
(-) <i>Passivo</i>	Banco Santander (Brasil) S.A	R\$ 26.331	R\$ 50.927	-	-	-	-	
(=) <i>Ajuste</i>		-R\$ 10.438	-R\$ 21.611	-	-R\$ 10.438	-	-R\$ 21.611	

Análise de sensibilidade suplementar sobre instrumentos financeiros, conforme Instrução CVM nº475/08

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

Vide abaixo análise de sensibilidade nas dívidas da Companhia estabelecida por meio da projeção das despesas financeiras para os próximos 12 meses de acordo com a curva futuro dos indicadores divulgada pela BM&F:

Notas Explicativas

<u>Indexador do Contrato</u>	<u>30/09/2011</u>	<u>Cenário + 25%</u>	<u>Cenário + 50%</u>
IPCA	25.905	29.097	32.236
TJLP	20.188	23.050	25.878
FIXO	18.055	18.055	18.055
IGPM	3.539	3.827	4.112
Dólares norte-americano	1.449	2.876	4.063
TR	75	75	75
TOTAL	69.211	76.980	84.419

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

<u>Indexador do Contrato</u>	<u>30/09/2011</u>	<u>Cenário + 25%</u>	<u>Cenário + 50%</u>
Dívida BEI	2.384	4.816	6.836
Swap Ponta Ativa	(2.384)	(4.816)	(6.836)
Swap Ponta Passiva	1.781	2.202	2.613
Total	1.781	2.202	2.613

Conforme demonstrado acima, a variação do dólar sobre a parcela da dívida coberta pelo swap é compensada pela variação oposta sofrida por sua ponta ativa. Essa parcela da dívida troca de indexação, passando a sofrer a variação do CDI, em reais, e a correr riscos de aumento de encargos, porém reduzindo sua exposição cambial.

19. TRIBUTOS A PAGAR

Notas Explicativas

	<u>30/09/2011</u>	<u>31/12/2010</u>
ICMS	83.665	78.463
Parcelamento ICMS	7.231	10.024
REFIS Federal	21.168	17.011
CSLL	4.438	3.893
IR	5.746	442
PIS	2.622	2.759
COFINS	13.124	12.454
ISS	1.326	4.258
Outros tributos e contribuições	3.985	3.847
Total	<u>143.305</u>	<u>133.151</u>
Circulante	120.354	126.969
Não circulante	22.951	6.182

A Companhia calcula o imposto de renda e a contribuição social pelo lucro real por meio de estimativas mensais.

Em 30 de novembro de 2009, a concessionária apresentou na forma determinada pela Receita Federal do Brasil (meio eletrônico; e-CAC), a sua opção pelo parcelamento de débitos instituído pela Lei nº 11.941/2009 (“REFIS IV”), tendo o seu requerimento de adesão sido realizado na modalidade “Débitos Administrados pela RFB – Parcelamento de Dívidas Não Parceladas Anteriormente – Previdenciários” e sendo providenciado o pagamento da 1ª parcela emitida de forma automática pelo sistema da RFB na mesma data.

Os valores inclusos no “REFIS IV” são débitos referentes a lançamentos previdenciários 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, 35.784.948-5, bem como os valores espontaneamente confessados pela Companhia a título de “Contribuição ao INCRA” das competências de fevereiro/2005 a outubro/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.

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), esse montante total foi reduzido para R\$ 24.237, sendo composto pelo principal de R\$ 10.727, multas de R\$ 2.633 e juros de R\$ 10.877.

Em sequência, com o aproveitamento dos benefícios do “REFIS IV” para a modalidade de “pagamento em 30 (trinta) parcelas”, o montante total da dívida sofreu as reduções determinadas na Lei nº 11.941/2009 e passou a ser de R\$17.566, sendo de principal R\$ 10.727, multas de R\$ 313 e juros de R\$ 6.526.

Notas Explicativas

Esses valores foram posteriormente ajustados em virtude de decisões exaradas na via administrativa, compondo o total de R\$ 17.436, sendo de principal R\$ 10.702, multas de R\$ 312 e juros de R\$ 6.421.

As parcelas mensais do “REFIS IV” são contadas desde 30/11/2009, vencendo a cada último dia útil do mês-calendário e sofrem correção pela Taxa SELIC acumulada desde novembro/2009, conforme dispositivo legal.

Ressalte-se que, conforme permissivo da Lei nº 11.941/2009 e Portaria Conjunta PGFN/RFB nº 02/2011, com a efetiva consolidação do parcelamento pela Receita Federal do Brasil, a Companhia pode optar por efetuar a antecipação total do saldo do valor parcelado, aplicando-lhe os benefícios adicionais da modalidade de pagamento “à vista” ou ainda optar pelo parcelamento em um prazo maior, tendo como opções as modalidades de 60, 120 e 180 meses. Corrigindo tal saldo pela Selic acumulada desde novembro de 2009, o que implicaria em adicional redução do montante total da dívida.

Em virtude desse permissivo legal, em 30 de junho de 2011, a Companhia efetivou a consolidação do REFIS e optou pela modalidade de pagamento do débito em 180 meses, dado as condições financeiras do parcelamento. 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 2011 era de R\$ 21.168, sendo R\$ 1.618 registrados no passivo circulante e R\$ 19.550 no não circulante.

Por fim, as regras jurídicas originadas da Lei nº 11.941/2009 impõem como condição essencial para a manutenção das condições de pagamento benéficas previstas no “REFIS IV”, somente o pagamento regular das parcelas do próprio parcelamento, permitindo-se máximo atraso de duas parcelas vencidas no seu curso ou de uma parcela vencida quando pagas todas as demais, sendo que não há conhecimento de qualquer risco iminente associado à 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 7.

20. TAXAS REGULAMENTARES

Notas Explicativas

	<u>30/09/2011</u>	<u>31/12/2010</u>
Conta consumo de combustível	9.157	8.119
Reserva global de reversão	19.696	18.330
Conta de desenvolvimento energético	1.687	4.347
Taxa de fiscalização	380	367
Encargos emergenciais	2.473	2.489
Encargos ex-isolados RN 410	1.321	1.302
Total	<u>34.714</u>	<u>34.954</u>

21. PARTES RELACIONADAS

A Companhia mantém operações com partes relacionadas que pertencem ao mesmo grupo econômico, cujos montantes dos saldos, natureza e totais das transações e efeitos nas demonstrações financeiras estão demonstrados a seguir:

Empresas	Ref	Natureza da operação	30/09/2011				31/12/2010		30/09/2010	
			Passivo circulante	Passivo não circulante	Despesa	Intangível	Passivo circulante	Passivo não circulante	Despesa	Intangível
Endesa Fortaleza - CGTF	(a.1)	Compra de Energia	78.021	-	350.453	-	101.644	2.710	364.100	-
Endesa Cachoeira - CDSA	(a.2)	Compra de Energia	454	-	2.777	-	181	-	2.635	-
Companhia de Interconexão Energética - CIEN	(a.3)	Encargo de Uso	275	-	1.088	-	-	-	-	-
Fundação Coelce de Seguridade Social-FAELCE	(b.1)	Confissão de dívida	11.267	22.533	0	-	10.752	26.885	-	-
Fundação Coelce de Seguridade Social-FAELCE	(b.2)	Plano de pensão	763	-	3.888	495	237	-	2.579	4.843
Synapsis Brasil S.A.		Prestação de Serviço	-	-	-	-	1.785	-	16.074	1.418
CAM Brasil Multiserviços Ltda.		Prestação de Serviço	-	-	-	-	946	-	331	1.386
			<u>90.780</u>	<u>22.533</u>	<u>358.206</u>	<u>495</u>	<u>115.545</u>	<u>29.595</u>	<u>385.719</u>	<u>7.647</u>
(-) Dívida FAELCE			11.267	22.533			10.752	26.885		
Parte relacionadas			<u>79.513</u>	<u>-</u>			<u>104.793</u>	<u>2.710</u>		

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

a) Compra de Energia**a.1) Endesa Fortaleza - CGTF**

Em 31 de agosto de 2001, a Companhia e a Endesa Fortaleza – 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 Endesa Fortaleza – 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 Endesa Fortaleza – CGTF.

Notas Explicativas

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

O total dos gastos no exercício com este contrato montou, até 30 de setembro de 2011, em R\$ 350.453 (R\$ 364.100 até 30 de setembro de 2010).

a.2) Endesa Cachoeira - 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 MWMédios.

Até 30 de setembro de 2011 esse contrato totalizou um montante de R\$ 2.777 (R\$ 2.635 até 30 de setembro de 2010) 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\$ 46,6 milhões, correspondendo os saldos devedores dos termos de compromisso firmados em 31 de dezembro de 1992, em 23 de maio de 1996 e em 31 de janeiro de 1997.

Em 30 de junho de 2007, foi assinado um terceiro aditivo com o valor da dívida atualizada em R\$ 62,2 milhões, 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 2011, a Companhia amortizou 8 parcelas, permanecendo um saldo devedor de R\$ 33.800.

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

Notas Explicativas

A Companhia, como mantenedora da Faelce, realiza repasses mensais destinados a 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 até 30 de setembro de 2011 foi R\$ 4.383 (R\$ 7.422 até 30 de setembro de 2010) sendo R\$ 3.888 (R\$ 2.579 até 30 de setembro de 2010) como despesa operacional do resultado da Companhia e R\$ 495 (R\$ 4.843 até 30 de setembro de 2010) capitalizados ao ativo intangível.

O saldo corresponde ao valor da contribuição da Companhia (patrocinadora) aos planos de pensão, vide Nota 27.

A Endesa Cachoeira – CDSA, e a Endesa Fortaleza – CGTF são subsidiárias dos acionistas controladores. A Faelce é administradora do Fundo de Pensão dos funcionários da Companhia

Na opinião da administração, a Companhia não efetua transações com partes relacionadas em bases ou termos menos favoráveis do que aqueles que seriam praticados com terceiros.

Remuneração da Administração

A remuneração total do conselho de administração e dos administradores da Companhia para o semestre findo em 30 de setembro de 2011 é de R\$ 6.917 (R\$ 6.398 em 30 de setembro de 2010). A Coelce mantém ainda benefícios usuais de mercado para rescisões de contratos de trabalho.

22. PROGRAMAS DE PESQUISA, DESENVOLVIMENTO E DE EFICIÊNCIA ENERGÉTICA

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 316, de 13 de maio de 2008 e nº 300 de 12 de fevereiro de 2008 aprovam os Manuais do Programa de Pesquisa e Desenvolvimento e de Eficiência Energética, versão 2008, que estabelecem as diretrizes e orientações na elaboração dos projetos de P&D e PEE. 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).

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.

Notas Explicativas

	30/09/2011		31/12/2010	
	Circulante	Não circulante	Circulante	Não circulante
Programa de eficiência energética	29.547	9.987	29.917	-
Programa de pesquisa e desenvolvimento Fundo Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico - FNDCT	14.354	10.217	14.641	5.566
Ministério de Minas e Energia - MME	3.155	-	3.148	-
	1.204	-	1.200	-
	48.260	20.204	48.906	5.566

23. PROVISÃO PARA RISCOS TRIBUTÁRIOS, CÍVEIS E TRABALHISTAS

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

	31/12/2010		30/9/2011		Saldo Acumulado
	Saldo Acumulado	Adições / Reversões	Atualização Monetária	Pagamentos	
Trabalhistas(a)	18.197	(1.836)	1.069	(80)	17.350
Cíveis (b)	38.110	9.090	3.088	(439)	49.849
Fiscais (c)	4.952	(542)	241	(315)	4.336
Total	61.259	6.712	4.398	(834)	71.535
Circulante	12.232				19.747
Não Circulante	49.027				51.788

a) Riscos trabalhistas

Referem-se a diversas ações trabalhistas que questionam, entre outros: danos morais, reintegração ao trabalho, pagamento de horas extras, adicionais de periculosidade, verbas rescisórias e diferenças salariais. Além disso, existem ações relativas a empregados de empresas terceirizadas que questionam o vínculo empregatício com a Companhia bem como equiparação em direitos aos empregados desta.

Durante o exercício de 2009 a Companhia aderiu ao Refis e os valores dos tributos provisionados foram transferidos para a rubrica de Tributos a pagar, vide Nota 19.

b) Riscos cíveis

Notas Explicativas

A situação jurídica da Companhia 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 (aproximadamente R\$ 17.208), ressarcimento por reajuste tarifário supostamente ilegal (R\$ 7.838), ações de menor complexidade com trâmite nos Juizados especiais (R\$ 2.695). O restante do valor constante na provisão, 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.

Adicionalmente, a Companhia é ré em ações judiciais em que são questionados os valores pagos por consumidor, provenientes da majoração de tarifas de energia elétrica, com base nas Portarias do DNAEE nº 38 e 45, de 27 de janeiro e 4 de março de 1986, respectivamente, durante a vigência do Plano Cruzado. A provisão para perdas nessas ações está contemplada no saldo de provisão para créditos de liquidação duvidosa.

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 Coelce (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 Coelce 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, que em 30 de setembro de 2011 é de R\$ 2.264.

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>30/09/2011</u>	<u>31/12/2010</u>
Trabalhistas	5.553	2.567
Cíveis (a)	51.245	338.763
Fiscais (b)	201.503	167.300
Juizados especiais	6.010	5.623
	<u>264.311</u>	<u>514.253</u>

a) Riscos cíveis

Notas Explicativas

A situação jurídica da Companhia engloba processos de natureza cível, mormente consumeirista, nos quais a Companhia é ré, sendo grande parte da contingência possível vinculada a processos relacionados à pedidos de indenização por acidentes com a população (R\$ 7.811), ações de menor complexidade com trâmite nos juizados especiais (R\$ 6.010), a pedido de indenização por suspensão do fornecimento de energia elétrica (R\$ 2.104) e a pedidos de indenização por cobrança supostamente indevida (R\$ 3.180). O restante do valor indicado como contingência possível subdivide-se em temas relacionados a indenização por danos causados em razão de oscilação na tensão do fornecimento de energia elétrica e outros de natureza consumeirista ou contratual.

b) 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.

b.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 decendial. 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\$ 17.272. A Companhia aguarda decisão de recurso apresentado (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.

b.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\$ 11.874, 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.

Adicionalmente, em 29 de novembro de 2006, foi lavrado auto de infração, no valor atualizado de R\$ 4.463, referente ao ano de 2001, pelo não-recolhimento de ICMS em operações consideradas pela Companhia como não-tributáveis, em virtude da base cadastral do período autuado. O auto foi julgado procedente em 1ª instância administrativa e a Companhia apresentou recurso, do qual se aguarda decisão.

Em 16 de fevereiro de 2007, foi lavrado auto de infração com o mesmo objeto do auto acima, no valor atualizado de R\$ 4.028, referente ao ano de 2002, do qual se aguarda decisão de 1ª instância administrativa.

Notas Explicativas

b.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\$ 3.808, 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, em 17 de junho de 2011 a Companhia recebeu um auto de infração relativo ao exercício de 2006, no valor atualizado de R\$ 5.140. Em 19 de julho de 2011 a Companhia apresentou sua defesa e aguarda decisão de 1ª instância administrativa.

b.4) ICMS – Transferência de créditos

Em 1º 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\$ 1.795. 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\$ 1.845. A Companhia aguarda decisão de primeira instância judicial.

b.5) ICMS – Cancelamento de faturas

Em 29 de novembro de 2006, a Companhia recebeu um auto de infração no valor atualizado de R\$ 22.422, pelo cancelamento de faturas emitidas anteriormente com erros sem a comprovação que as operações anteriormente foram tributadas. O auto foi julgado procedente em 1ª instância administrativa e a Companhia apresentou recurso, do qual se aguarda julgamento.

Em 16 de fevereiro de 2007, a Companhia recebeu um auto de infração no valor atualizado de R\$ 27.311, sobre o mesmo tema, relativo ao exercício de 2002. O auto foi julgado procedente em 1ª instância administrativa e a Companhia apresentou recurso, do qual se aguarda julgamento.

b.6) ISS – Município de Fortaleza

A Companhia ajuizou em 08 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/98 a janeiro/00, que totalizam o valor de R\$ 4.255. 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.

Notas Explicativas

O Município de Fortaleza ajuizou três execuções fiscais, que perfazem o montante de R\$ 21.889 para cobrar débitos de ISS cobrados pela prestação de serviços acessórios indispensáveis ao fornecimento de energia. A Companhia aguarda decisão de segunda instancia judicial nos três processos.

Em 07 de maio de 2010 a Companhia recebeu auto de infração no valor atualizado de R\$ 1.070 relativo ao exercício de 2007. A Companhia apresentou defesa administrativa e aguarda decisão de 1ª instância.

b.7) ISS – Município de Iguatu

O município de Iguatu ajuizou execução fiscal, no valor atualizado de R\$ 2.475, 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.

b.8) ICMS – Estorno de crédito – consumidor baixa renda

O Município de Fortaleza lavrou um auto de infração em 02 de outubro de 2009, no valor atualizado de R\$ 22.078, 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 07 de outubro de 2010 a Companhia apresentou recurso. Em 27 de junho de 2011 foi proferida decisão de segunda instancia administrativa que confirmou a decisão de primeira instancia, que declarou procedente o auto de infração. Aguarda-se intimação da Companhia.

Adicionalmente, em 17 de junho de 2011, a Companhia recebeu auto de infração relativo ao exercício de 2006, no valor de atualizado R\$ 17.604. Em 19 de julho de 2011 a Companhia apresentou sua defesa e aguarda decisão de 1ª instância administrativa.

b.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, do qual aguarda decisão. O valor envolvido atualizado é de R\$ 10.251.

b.10) CSLL / IRPJ – Execução fiscal

Em 19 de Janeiro de 2009 a União apresentou Execução Fiscal para cobrar débitos de CSLL e IRPJ. Em 15 de abril de 2009 a Coelce apresentou Embargos a Execução. Em 02 de junho de 2011 foi publicada sentença, declarando parcialmente extinto o processo em relação às CDA's nº 30.6.08.006882-95 e 30.6.08.006883-76, sem resolução de mérito. Em 20 de junho de 2011 a União apresentou Recurso de Apelação. Em 26 de setembro de 2011 a sentença foi publicada. O valor atualizado é de R\$ 17.026.

b.11) ICMS – Operações denominadas “Coelce Plus”

Em 17 de junho de 2011 Coelce 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

Notas Explicativas

2006. A Companhia apresentou sua defesa em 19 de julho de 2011 e aguarda decisão de 1ª instância administrativa. O valor atualizado é de R\$ 1.515.

b.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 e aguarda decisão de 1ª instância administrativa. O valor atualizado é de R\$ 2.258.

b.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 valores informados nas declarações fiscais. A Companhia apresentou sua defesa em 19 de julho de 2011 e aguarda decisão de 1ª instância administrativa. O valor atualizado é de R\$ 1.701.

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 a ser compensado.

24. OUTRAS OBRIGAÇÕES

	<u>30/09/2011</u>	<u>31/12/2010</u>
Arrecadação de terceiros	704	4.381
Adiantamento de clientes	2.032	1.777
Empréstimos compulsórios	392	392
Devolução Prefeituras	5.968	5.968
Uso mútuo de postes	2.460	-
Multas parceladas	8.343	8.443
Outros	1.181	2.026
Total	<u>21.080</u>	<u>22.987</u>
Circulante	8.111	9.942
Não circulante	12.969	13.045

25. PATRIMÔNIO LÍQUIDO

a) Capital social

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

Notas Explicativas

	30/09/2011	31/12/2010
	(Em unidades)	(Em unidades)
Ações Ordinárias	48.067.937	48.067.937
Ações Preferenciais A	28.215.833	28.169.464
Ações Preferenciais B	1.571.529	1.617.898
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	91,67%	-	-	-	-	-	44.061.433	56,60%	
Eletrobrás	-	-	3.967.756	14,06%	1.531.141	97,43%	5.498.897	5.498.897	7,06%	
Endesa Brasil S.A	-	-	1.770.000	6,27%	-	-	1.770.000	5,94%	1.770.000	2,27%
Fundos e Clubes de Investimentos	1.834.945	3,82%	8.618.717	30,55%	36.360	2,31%	8.655.077	29,06%	10.490.022	13,47%
Fundos de Pensão	919.403	1,91%	4.062.550	14,40%	-	-	4.062.550	13,64%	4.981.953	6,40%
Outros	1.252.156	2,60%	9.796.810	34,72%	4.028	0,26%	9.800.838	32,90%	11.052.994	14,20%
Total de ações	48.067.937	100%	28.215.833	100%	1.571.529	100%	29.787.362	100%	77.855.299	100%

O lucro por ação da Companhia é de 4,3217 até 30 de setembro de 2011. 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.

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 lucro é criada somente depois de considerados os requisitos de dividendo mínimo e seu saldo não podem exceder o montante do capital integralizado. A reserva de lucro pode ser usada na absorção de prejuízos, se necessário, para capitalização, pagamento de dividendos ou recompra de ações.

Notas Explicativas

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 exercício, 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 até 30 de setembro de 2011 o valor de R\$ 64.965 (R\$ 71.777 em 30 de setembro de 2010) de incentivo fiscal SUDENE, calculado com base no Lucro da Exploração, aplicado a redução de 75% do imposto de renda apurado pelo Lucro Real.

e) Reserva de ágio

Essa reserva no montante de R\$ 221.188 foi gerada em função da reestruturação societária da Companhia, que resultou no reconhecimento do benefício fiscal diretamente no patrimônio, quando o ágio foi transferido para a Companhia através de incorporação, vide Nota 11.

f) Dividendos

De acordo com o estabelecido no estatuto social da Companhia, o dividendo mínimo obrigatório é de 25% sobre o lucro líquido ajustado, em conformidade com o artigo 202 da Lei nº 6.404/76.

g) Outros resultados abrangentes

A demonstração dos outros resultados abrangentes, em atendimento ao CPC 26, inclui os ganhos e perdas decorrentes do registro atuarial do fundo de pensão, líquido dos efeitos tributários.

26. COMPROMISSOS

Os compromissos relacionados a contratos de longo prazo com a compra de energia são como segue:

Notas Explicativas

	Vigência	2011	2012	2013	2014	2015	após 2015
Endesa Fortaleza-CGTF	até 2023	151.153	507.055	522.015	551.773	564.154	4.996.909
Proinfa	até 2025	8.652	35.078	35.555	36.039	36.529	393.775
Energy Works	até 2013	23	70	72	-	-	-
Eólica - Wobben	até 2018	1.171	3.814	3.973	4.151	4.338	14.229
1º LEE - Produto 2005	até 2012	51.149	190.315	197.387	205.282	213.493	1.203.923
1º LEE - Produto 2006	até 2013	46.154	172.486	178.895	186.051	193.493	1.335.968
1º LEE - Produto 2007	até 2014	10.598	39.419	40.884	42.519	44.220	363.509
2º LEE - Produto 2008	até 2015	10.704	40.078	41.567	43.230	44.959	431.113
4º LEE - Produto 2009	até 2016	1.762	6.543	6.786	7.057	7.340	80.855
1º LEN - Produto 2008	até 2037	3.375	68.119	70.651	73.477	76.416	863.591
1º LEN - Produto 2009	até 2038	3.811	31.157	32.315	33.608	34.952	407.591
1º LEN - Produto 2010	até 2039	17.651	96.830	100.428	104.445	108.623	2.832.104
2º LEN - Produto 2009	até 2038	10.780	39.587	41.058	42.700	44.408	1.262.568
3º LEN - Produto 2011	até 2040	13.362	58.412	60.583	63.006	65.526	1.860.676
5º LEE - Produto 2007	até 2014	361	1.346	1.396	1.452	1.510	12.415
4º LEN - Produto 2010	até 2024	1.256	13.568	14.072	14.635	15.220	167.670
5º LEN - Produto 2012	até 2041	-	81.740	84.778	88.169	91.696	2.196.787
Leilão Santo Antônio - Produto 2012	até 2041	-	94	8.816	23.345	36.412	1.739.884
Leilão Jirau - Produto 2013	até 2042	-	-	4.609	8.948	13.026	758.380
6º LEN - Produto 2011	até 2025	1.212	25.226	26.163	27.210	28.298	353.624
7º LEN - Produto 2013	até 2042	-	-	60.913	63.349	65.883	1.089.627
Leilão Belo Monte	até 2044	-	-	-	-	3.226	7.451.890
10º Leilão de Energia Nova	até 2045	2.894	-	-	-	14.691	809.861
11º Len - Produto 2015	até 2044	-	-	-	-	35.054	1.932.429
12º Len - Produto 2014	até 2043	-	-	-	90.319	93.932	2.864.535
Total		336.068	1.410.937	1.532.916	1.710.765	1.837.399	35.423.913

LEE – 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 final do exercício de 2010 que foram homologados pela ANEEL.

27. 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 Coelce, 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.

Notas Explicativas

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.

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 2011, a companhia realizou 08 parcelas de amortizações, ficando um saldo de R\$ 33.800 (R\$ 37.640 em 31 de dezembro de 2010), sendo R\$ 11.267 (R\$ 10.752 em 31 de dezembro de 2010) registrado no passivo circulante e R\$ 22.533 (R\$ 26.885 em 31 de dezembro de 2010) no passivo não circulante.
- 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.

As principais premissas atuariais e hipóteses econômicas adotadas pelo atuário independente para a realização da avaliação e vigentes em 30 de setembro de 2011 são:

Notas Explicativas

<u>Principais premissas atuariais</u>	<u>2010</u>
Taxa de desconto para avaliação do custo de serviço corrente e da obrigação atuarial total	10,50%
Taxa de rendimento esperada sobre ativos do plano	12,09%
Taxa do crescimento salarial	6,35% (empregados participantes)
Taxa de inflação esperada	4,5%
Reajuste de benefícios concedidos de prestação continuada	4,5%
Taxa de rotatividade	Nula
Tábua geral de mortalidade (q_x)	AT-2000 básica
Tábua de mortalidade de inválidos (q_x^i)	q_x da AT-49 (+6)

28. IMPOSTO DE RENDA E CONTRIBUIÇÃO SOCIAL

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

	<u>30/09/2011</u>	<u>30/09/2010</u>
Lucro antes do imposto de renda e contribuição social sobre o lucro líquido	400.071	479.333
Alíquota nominal	34%	34%
	136.024	162.973
Amortização do ágio e reversão da provisão	(8.605)	(9.403)
Outros	(7.457)	834
Despesas com IR e CSLL antes do benefício fiscal	119.962	154.404
(-)Incentivo fiscal -ADENE	(64.965)	(71.777)
Despesas com IR e CSLL após o benefício fiscal	54.997	82.627

De acordo com o Ato Declaratório Executivo nº 01 de 5 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 infra-estrutura 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 exercício, 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).

Notas Explicativas

29. RECEITA LÍQUIDA

A composição do fornecimento de energia elétrica, por classe de consumidores, é como segue:

	Nº de consumidores		MWh		R\$	
	Não auditado		Não auditado		30/09/2011	30/09/2010
	30/09/2011	30/09/2010	30/09/2011	30/09/2010		
Fornecimento faturado						
Residencial normal	874.090	576.130	1.144.955	1.100.114	669.702	620.830
Residencial baixa renda	1.513.840	1.743.476	1.152.835	1.158.053	296.416	288.512
Industrial	5.882	5.828	950.418	1.085.797	323.557	351.547
Comércio, serviços e outros	163.026	158.528	1.236.200	1.233.312	576.153	563.099
Rural	342.387	305.948	565.744	636.945	126.333	134.371
Poder público	30.634	29.955	347.124	344.929	154.586	152.312
Iluminação pública	8.577	7.148	309.450	293.155	92.808	85.933
Serviços públicos	1.881	1.794	188.791	190.756	60.683	59.689
	2.940.317	2.828.807	5.895.517	6.043.061	2.300.238	2.256.293
Fornecimento não faturado	-	-	-	-	1.569	4.779
Consumidores, concessionários e permissionários					2.301.807	2.261.072
Subvenção baixa renda	-	-	-	-	153.261	193.562
Energia elétrica de curto prazo	-	-	-	-	10.774	257
Receita de uso da rede elétrica-consumidores livres-revenda	35	18	-	-	97.025	59.691
Receita de construção	-	-	-	-	142.011	248.337
Outras receitas	-	-	-	-	30.548	32.043
Receita operacional bruta					2.735.426	2.794.962
(-) Deduções da receita						
ICMS	-	-	-	-	(525.034)	(509.464)
COFINS	-	-	-	-	(109.246)	(114.772)
PIS	-	-	-	-	(23.589)	(24.244)
RGR - Quota para reserva global de reversão	-	-	-	-	(29.093)	(27.063)
CCC - Conta de consumo de combustível	-	-	-	-	(78.263)	(62.596)
Programa de pesquisa e desenvolvimento e eficiência energética	-	-	-	-	(17.606)	(27.059)
Outros impostos e contribuições sobre a Receita	-	-	-	-	(20.769)	(18.502)
Total de deduções de receita					(803.600)	(783.700)
Total receita líquida	2.940.352	2.828.825	5.895.517	6.043.061	1.931.826	2.011.262

30. COMPRA E VENDA DE ENERGIA NA CCEE

Nos primeiros nove meses de 2011, a Companhia efetuou a comercialização de energia de curto prazo no âmbito da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE, conforme a seguir demonstrado:

	30/09/2011		30/09/2010	
	MWh	R\$	MWh	R\$
Compra	(Não auditado)		(Não auditado)	
Compra de energia	109.930	16.943	178.738	13.641
Ajustes financeiros	-	-	-	(34.577)
	109.930	16.943	178.738	(20.936)

	30/09/2011		30/09/2010	
	MWh	R\$	MWh	R\$
Venda	(Não auditado)		(Não auditado)	
Venda de energia	482.224	9.125	102.864	2.027
Ajustes financeiros	-	1.649	-	(1.770)
	482.224	10.774	102.864	257

Notas Explicativas**31. CUSTOS E DESPESAS OPERACIONAIS**

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

Descrição	30/09/2011					30/09/2010	
	Custo do Serviço	Serviços prestados a terceiros	Despesa de Vendas	Despesas Gerais e Administrativas	Outras	Total	Total
Pessoal	(55.930)	-	-	(23.841)	-	(79.771)	(72.216)
Material	(8.545)	-	(132)	(207)	-	(8.884)	(6.666)
Serviços de terceiros	(113.833)	-	(4.704)	(15.081)	-	(133.618)	(137.534)
Energia elétrica comprada para revenda	(880.168)	-	-	-	-	(880.168)	(796.060)
Encargos do uso do sistema de transmissão	(87.543)	-	-	-	-	(87.543)	(82.833)
Depreciação e amortização	(97.821)	-	-	(1.026)	-	(98.847)	(89.177)
Custo na desativação de bens	(7.660)	-	-	-	-	(7.660)	(10.446)
Provisões para créditos de liquidação duvidosa	-	-	(11.380)	-	-	(11.380)	(3.485)
Taxa de fiscalização da ANEEL	-	-	-	-	(3.382)	(3.382)	(3.205)
Custo de construção	(142.011)	-	-	-	-	(142.011)	(248.337)
Provisão para contingências	-	-	-	-	(6.712)	(6.712)	(9.681)
Outras despesas operacionais	(10.224)	-	(7)	(3.776)	(7.069)	(21.076)	(18.796)
Total	(1.403.735)	-	(16.223)	(43.931)	(17.163)	(1.481.052)	(1.478.436)

Despesa de pessoal	30/09/2011	30/09/2010
Remuneração	(54.111)	(51.475)
Encargos sociais	(22.457)	(21.112)
Provisão de férias e décimo	(8.304)	(7.540)
Plano de saúde	(6.192)	(6.055)
Previdencia Privada	(4.383)	(7.423)
Auxílio alimentação e outros benefícios	(7.874)	(6.777)
Participação nos resultados	(4.690)	(4.457)
Outros	(166)	(148)
(-) Transferências para intangível em curso	28.406	32.771
Total	(79.771)	(72.216)

Custo com energia elétrica comprada para revenda	Quantidade MWH		R\$	
	30/9/2011	30/9/2010	30/9/2011	30/9/2010
Central Geradora Termelétrica de Fortaleza – CGTF	2.011.973	2.011.973	(350.453)	(364.100)
Centrais Elétricas S.A - FURNAS	1.125.814	1.133.300	(96.030)	(92.493)
Companhia Hidroelétrica do São Francisco – CHESF	895.624	839.001	(76.983)	(68.760)
Companhia Energética de São Paulo- CESP	488.105	491.385	(46.685)	(42.256)
Centrais Elétricas do Norte do Brasil S.A- ELETRONORTE	352.202	354.431	(31.786)	(30.291)
Copel Geração S.A- COPEL	310.330	312.316	(28.002)	(24.854)
CEMIG - Geração e Transmissão S.A	264.380	266.206	(28.143)	(27.315)
Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE	109.930	178.738	(16.943)	(20.936)
Programa de Inc. as Fontes Alternativas-PROINFA	151.168	145.855	(25.955)	(27.427)
Contratos por disponibilidade(*)	883.872	607.563	(99.172)	(51.477)
Outros	835.226	662.894	(80.016)	(46.151)
Total	7.428.624	7.003.662	(880.168)	(796.060)

Notas Explicativas

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

Custo com encargo do sistema de transmissão	30/09/2011	30/09/2010
Centrais Elétricas S.A - FURNAS	(9.930)	(10.208)
Companhia Hidroelétrica do São Francisco – CHESF	(21.436)	(21.158)
Centrais Elétricas do Norte do Brasil S.A- ELETRONORTE	(6.236)	(5.519)
Copel Geração S.A- COPEL	(1.176)	(1.322)
CEMIG - Geração e Transmissão S.A	(2.517)	(3.066)
CTEEP - Companhia de Transmissão de Energia Elétrica Paulista	(7.995)	(7.816)
Eletrosul Centrais Elétricas S. A.	(5.044)	(4.957)
CEEE - Companhia Estadual de Geração e Transmissão de Energia	(2.032)	(2.038)
ATE Transmissora de Energia S.A.	(2.653)	(2.183)
Novatrans Energia S.A.	(2.473)	(2.356)
TSN - Transmissora Sudeste Nordeste S.A.	(2.325)	(2.508)
O.N.S. - Operador Nacional do Sistema Elétrico	(2.120)	(2.111)
E.A.T.E. - Empresa Amazonense de Transmissão de Energia S.A.	(2.062)	(1.975)
ENTE - Empresa Norte de Transmissão de Energia	(1.066)	(1.004)
ITE - Itumbiara Transmissora de Energia S.A.	(1.014)	(954)
Expansion Transmissão de Energia Elétrica S.A.	(947)	(911)
STN - Sistema de Transmissão Nordeste S.A.	(849)	(805)
CPTE - Cachoeira Paulista Transmissora de Energia S.A.	(408)	(384)
ETEO - Empresa de Transmissão de Energia	(846)	(808)
CIEN - Companhia de Interconexão Energética	(1.088)	-
NTE-Nordeste Transmissora de Energia S.A.	(734)	(703)
INTESA - Integração Transmissora de Energia S.A.	(666)	(573)
Encargo do serviço do sistema	(3.530)	(7.173)
Outros	(8.396)	(2.301)
Total	(87.543)	(82.833)

32. RESULTADO FINANCEIRO

Resultado financeiro	30/09/2011	30/09/2010
Receita financeira		
Acréscimo moratório em conta de energia	28.064	27.039
Renda de aplicações financeiras	14.223	13.045
Ajuste a valor justo - Ativo indenizável	2.129	4.372
Correção depósitos judiciais	3.117	3.535
Outras receitas financeiras	3.617	6.833
Total da receita financeira	51.150	54.824

Notas Explicativas

Despesa financeira	30/09/2011	30/09/2010
Variações monetárias	(15.603)	(13.082)
Encargos de dívidas	(51.868)	(60.059)
Ajuste a valor justo - Ativo financeiro		(1.279)
Atualizações de impostos e multas	(8.366)	(2.882)
Atualização Financeira de provisão para riscos tributários, cíveis e trabalhistas	(4.398)	(3.589)
Custo de transação	(1.327)	(3.728)
Correção Prog. Efec. Energética e P & D	(2.314)	(5.301)
IOF e IOC	(2.306)	(2.253)
Comissão - Banco	(4.886)	(2.186)
Indenizações a Clientes-DIC/FIC	(3.040)	(2.002)
Outras despesas financeiras	(7.745)	(11.956)
Total da despesa financeira	(101.853)	(108.317)
Total	(50.703)	(53.493)

33. 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 até 30 de setembro de 2011 foi de R\$ 6.452 (R\$ 6.398 em 30 de setembro de 2010).

34. LUCRO POR AÇÃO

	30/9/2011	31/12/2010
Lucro líquido	336.469	471.903
Lucro atribuível as ações ordinárias	207.736	291.353
Nº de ações ordinárias (em unidades)	48.067.937	48.067.937
Lucro básico e diluído em reais por ação	4,3217	6,0613

Em atendimento ao CPC 41 (IAS 33), aprovado pela Deliberação CVM nº 636 – Resultado por Ação, a Companhia apresenta a seguir as informações sobre o resultado por ação para o período de nove meses findos em 30 de setembro de 2011 e para o exercício findo em 31 de dezembro de 2010.

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

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

Notas Explicativas

exercício 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 28.215.833 ações preferenciais classe A e 1.571.529 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.

35. COBERTURA DE SEGUROS

Os principais ativos em serviço da Companhia estão segurados por uma apólice internacional do Grupo Endesa, com o valor em risco no montante global de R\$ 551.221, cobertura de lucros cessantes no total de R\$ 749.541 e com um limite de cobertura por eventos de danos materiais combinado com perda de benefícios no montante de R\$ 46.681. A Companhia também mantém um seguro de responsabilidade civil geral que faz parte do programa de seguros corporativos do grupo Endesa no valor de R\$ 234.165 por sinistro ou agregado anual. Ambos os programas tem validade no período compreendido de 01 de julho de 2011 a 30 de junho de 2012.

Riscos	Data de vigência		Importância segurada	Limite máximo de garantia por sinistro
	De	Até		
Risco operacional (ativos)	01/07/2011	30/06/2012	551.221	46.681
Responsabilidade civil geral	01/07/2011	30/06/2012	n/a	234.165

36. QUESTÕES AMBIENTAIS

Sustentabilidade para a Companhia é crescimento responsável, ou seja, a geração de resultados econômico-financeiros satisfatórios, com a incorporação de critérios socioambientais em sua estratégia e modelo de gestão. Isso possibilita o alcance dos objetivos do negócio e maximiza a criação de valor em uma perspectiva de longo prazo para todos com os quais ela se relaciona. Além de todos os projetos sociais que desenvolve, a Companhia cumpre rigorosamente a legislação e as normas ambientais, investe em pesquisa, em novas tecnologias, em educação ambiental, bem como desenvolve projetos ambientais que beneficiam a sociedade em geral. Para a Coelce, somente com a participação consciente de todos será possível garantir um futuro adequado às próximas gerações. Até 30 de setembro de 2011, dentre as ações ambientais que merecem destaque, tem-se:

- a) Uso de rede compacta e cabos isolados - com o objetivo de minimizar a necessidade de podas em redes de média-tensão, a Companhia investe em cabos aéreos protegidos (*spacer*), que requerem menor supressão vegetal. Nas redes de baixa-tensão, desde 2002, a Companhia adota um padrão de construção de redes com cabos pré-reunidos (trançados) e cabos concêntricos que, por serem cobertos, oferecem segurança e menor poluição visual, além de reduzirem a supressão vegetal.
- b) Programa de Eficiência Energética – a redução do desperdício no consumo de energia elétrica é o principal objetivo deste programa. Até 30 de setembro 2011 foram investidos R\$ 12.914 que, entre outras iniciativas, proporcionou:
 - Troca de conjuntos de iluminação, onde as lâmpadas fluorescentes são retiradas, armazenadas temporariamente e descontaminadas, com a retirada do mercúrio e a destinação adequada dos resíduos

Notas Explicativas

gerados na operação, e de ar condicionado, ineficientes, por outros modernos e mais eficientes do ponto de vista energético, com selo de qualidade Procel, em prédios públicos;

- Substituição de 13.406 geladeiras antigas até 30 de setembro de 2011, que consomem muita energia, por geladeiras novas, eficientes, para clientes de baixa-renda. Após a troca, a Companhia realiza o desmonte das geladeiras velhas, dando destinação ambientalmente correta de todos os resíduos gerados, tais como plástico, metais, vidro, o óleo dos compressores, e ainda cumpre o Protocolo de Montreal, capturando o gás refrigerante (clorofluorcarbono - CFC) e destinando posteriormente para a regeneração;
- Substituição de aproximadamente 90.000 lâmpadas incandescentes por fluorescentes compactas (eficientes) nos projetos “Luz Solidária” e “Troca Eficiente”, e palestras para o uso eficiente da energia elétrica, beneficiando comunidades de baixa-renda; e
- Arrecadação e destinação ambientalmente correta de 11.328 toneladas de resíduos por meio do projeto Ecoelce desde 2007 até 30 de setembro de 2011. O projeto visa à troca de resíduos, entregues pelos clientes nos postos de troca, por bônus na conta de energia elétrica. Atualmente existem 350.279 clientes cadastrados e 55 pontos de coletas (fixos e móveis), beneficiando 22 municípios com o programa no Estado do Ceará.

c) Manutenção do sistema de gestão ambiental

No mês de setembro de 2011, a Companhia foi auditada e manteve sua certificação, de acordo com a norma ISO 14001:2004, emitida pelo *Bureau Veritas Certification*. O seu escopo compreende construção, operação, manutenção do sistema de transmissão e distribuição de energia elétrica e suas atividades de apoio, focado nas seguintes unidades de negócio: Administração Central, Gerência de Distribuição Fortaleza e Metropolitana, Gerência de Distribuição Norte e Relacionamento Comercial da Loja de Atendimento de Sobral, sede da Área de Distribuição Centro Norte - Canindé, sede da Área de Distribuição Centro Sul - Iguatu, sede da Área de Distribuição Sul e Relacionamento Comercial da Agência de Juazeiro do Norte, incluindo 53 subestações e 131 linhas de transmissão. A certificação do sistema de gestão ambiental vem firmar o compromisso da Companhia com a comunidade e o meio ambiente, o qual foi iniciado em 2006.

d) Educação ambiental

Em 2011 a Coelce desenvolveu diversas ações de educação ambiental, destacando-se: formação de 21 auditores internos e 10 auditores líderes da ISO 14001, que atuam na manutenção do Sistema de Gestão Ambiental; treinamentos de formação ambiental para colaboradores próprios e parceiros, com conceitos básicos sobre preservação do meio ambiente, sobre o Sistema de Gestão Ambiental - SGA da Coelce e outros procedimentos necessários à condução do SGA, totalizando 4.290 participações e 936 horas de treinamento; treinamentos ambientais para público externo, solicitados por empresas, universidades etc., beneficiando mais de 542 pessoas; e abordagens ao público externo, tais como as realizadas em Caminhada Ecológica e Eventos Ambientais, totalizando 3.286 pessoas. Foram gastos R\$ 17.091 até o 3º trimestre de 2011.

e) Tratamento e destinação de resíduos perigosos

Todos os resíduos perigosos gerados pela Coelce são destinados à empresa devidamente licenciada, com manuseio e acondicionamento adequado desde a separação no local de origem até o destino final. As

Notas Explicativas

lâmpadas oriundas da iluminação pública, das instalações próprias e dos projetos de Eficiência Energética são descontaminadas. Os resíduos contaminados com óleo são incinerados ou reaproveitados no co-processamento e o óleo utilizado no sistema elétrico é reconicionado e regenerado. Não houve gasto com destinação de resíduos perigosos no 3º trimestre de 2011.

f) Licenciamento ambiental

Até o terceiro trimestre de 2011, foram gastos R\$ 68.519 em licenciamentos ambientais e manutenção de placas de licenças de subestações e linhas de transmissão e relatórios ambientais simplificados, a fim de cumprir toda a normativa legal.

37. EVENTOS SUBSEQUENTES

3ª Emissão de Debêntures

Em Reunião do Conselho de Administração, realizada em 21 de setembro de 2011, foi aprovada a 3ª emissão de debêntures da Coelce e no dia 30 de setembro de 2011 foi retificada a remuneração da segunda série da referida emissão. As debêntures serão simples, não conversíveis em ações, nominativas e escriturais, da espécie quirográfica, em até duas séries no sistema de “vasos comunicantes” e num montante total de R\$ 400.000. As remunerações das séries serão definidas no *bookbuilding*, com remuneração máxima de CDI + 1,15% para a 1ª série e IPCA + 7,25% para a 2ª série, pagas semestral e anualmente, respectivamente. As amortizações da 1ª série ocorrerão no 4º e 5º anos (50% em cada ano) e as da 2ª série no 5º, 6º e 7º anos (33,33% no 5º e 6º anos e 33,34% no 7º ano). A data da emissão é 15 de outubro de 2011 e estima-se que a liquidação financeira ocorrerá em novembro de 2011.

Pareceres e Declarações / Relatório da Revisão Especial

RELATÓRIO SOBRE A REVISÃO DE INFORMAÇÕES TRIMESTRAIS

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

Introdução

Revisamos as informações contábeis intermediárias da Companhia Energética do Ceará - Coelce ("Companhia"), contidas no Formulário de Informações Trimestrais - ITR referente ao trimestre findo em 30 de setembro de 2011, que compreendem o balanço patrimonial em 30 de setembro de 2011 e as respectivas demonstrações do resultado e do resultado abrangente para os períodos de três e nove meses findos naquela data e as das mutações do patrimônio líquido e dos fluxos de caixa para o período de nove meses findo naquela data, incluindo o resumo das principais políticas contábeis e demais notas explicativas.

A administração é responsável pela elaboração das informações contábeis intermediárias de acordo com o Pronunciamento Técnico CPC 21 - Demonstração Intermediária, assim como pela apresentação dessas informações de forma condizente com as normas expedidas pela Comissão de Valores Mobiliários, aplicáveis à elaboração das Informações Trimestrais - ITR. Nossa responsabilidade é a de expressar uma conclusão sobre essas informações contábeis intermediárias com base em nossa revisão.

Alcance da revisão

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

Conclusão sobre as informações intermediárias individuais

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

Outros assuntos

Informações intermediárias do valor adicionado

Revisamos, também, as informações intermediárias do valor adicionado (DVA) referentes ao período de nove meses findo em 30 de setembro de 2011, cuja apresentação nas informações intermediárias é requerida de acordo com as normas expedidas pela CVM - Comissão de Valores Mobiliários aplicáveis à elaboração de Informações Trimestrais - ITR e considerada informação suplementar pelas IFRS, que não requerem a apresentação da DVA. Essa demonstração foi submetida aos mesmos procedimentos de revisão descritos anteriormente e, com base em nossa revisão, não temos conhecimento de qualquer fato que nos leve a acreditar que não tenha sido elaborada, em todos os seus aspectos relevantes, de acordo com as informações contábeis intermediárias tomadas em conjunto.

Auditoria e revisão dos valores correspondentes ao exercício anterior

Os valores correspondentes ao exercício findo em 31 de dezembro de 2010 e aos períodos de três e nove meses findos em 30 de setembro de 2010, apresentados para fins de comparação, foram anteriormente auditados e revisados por outros auditores independentes que emitiram relatórios datados em 25 de março de 2011 e 08 de julho de 2011, respectivamente, que não contiveram quaisquer modificações.

Rio de Janeiro, 31 de outubro de 2011

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