Divulgação de Resultados

Earnings Release 1T12

11 de Maio de 2012

Relações com Investidores

Abel Alves Rochinha
Diretor Presidente e Diretor de Relações com Investidores (interino)

Isabel Regina Alcântara
Responsável por Relações com Investidores

Guilherme Oliveira | 55 85 3453-4028
Hugo Nascimento | 55 21 2613-7773

www.coelce.com.br/ri.htm | investor@coelce.com.br

coelce

uma empresa endesa brasil

Fortaleza, 11 de maio de 2012 – 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 primeiro trimestre de 2012 (1T12). 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$ 120 MILHÕES NO 1T12

EBITDA apresenta crescimento de 24,5% em relação ao 1T11 e Margem EBITDA atinge 31,38%*

1 DESTAQUES

A Coelce encerrou o 1T12 com um total de **3.256.864 consumidores**, o que representa um crescimento de **4,2%** em relação ao mesmo período do ano anterior.

O **volume de energia vendida e transportada** pela Coelce atingiu o montante de **2.348 GWh*** no 1T12, um incremento de **11,1%** em relação ao volume registrado no 1T11, de 2.113 GWh*.

Os indicadores de qualidade do fornecimento **DEC e FEC** encerraram o 1T12 em **8,49 horas* e 5,35 vezes***, representando melhorias de **12,6% e 21,7%**, respectivamente, em relação ao 1T11. A Coelce foi eleita pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) como a companhia com os melhores indicadores de continuidade do país, de acordo com o estudo realizado pelo órgão regulador e divulgado ao mercado no dia 25 de abril de 2012.

A **Receita Operacional Bruta** registrada no 1T12 foi de **R$ 974 milhões**, um incremento de **8,7%** em relação ao 1T11, que alcançou no citado trimestre o montante de R$ 896 milhões.

O **EBITDA**, no 1T12, alcançou o montante de **R$ 214 milhões***, um incremento de **24,5%** em relação ao 1T11, de R$ 172 milhões. Com esse resultado, a Margem EBITDA da Companhia encerrou o 1T12 em **31,38%***, percentual superior em **4,23 p.p.** comparado ao 1T11.

No 1T12, o **Lucro Líquido** totalizou **R$ 120 milhões**, **14,9%** superior ao 1T11, refletindo uma Margem Líquida de **17,57%**.

Os indicadores de produtividade **MWh/colaborador e MWh/consumidor** atingiram, no 1T12, os valores de **1.794***, representando um avanço de **6,8%, e 0,72***, representando um avanço de 5,9%, ambos em relação ao 1T11.

Em Assembleia Geral Ordinária – AGO, realizada em 25 de abril de 2012, foi deliberada a distribuição de R$ 276.014.919,77 em dividendos, o que representa um ***payout ratio* de 75%** sobre o lucro líquido passível de distribuição (excluindo-se o benefício fiscal da SUDENE e outros resultados abrangentes) e um **dividendo de R$ 3,5452 por ação**. Com base na cotação média de fechamento do papel COCE5 no ano de 2012 (até 30 de março), de R$ 35,93, esta deliberação representa um ***dividend yield* de 9,9%**, cujo pagamento será efetuado até o dia 30 de dezembro de 2012.

A ANEEL homologou os resultados definitivos do 3º ciclo de revisão tarifária periódica e do reajuste tarifário anual do ano de 2012 para a Companhia. O valor combinado oriundo da aplicação destes dois mecanismos tarifários foi um efeito médio de **-7,61%** nas tarifas da Coelce, a partir do dia 22 de abril de 2012, sendo **-12,20%** em relação à revisão tarifária periódica e **+5,61%** referente ao reajuste tarifário anual.

A ANEEL divulgou os resultados do primeiro ranking de Continuidade do Serviço, envolvendo as 63 distribuidoras de energia elétrica do Brasil. Este ranking avalia os desempenhos ponderados dos indicadores de qualidade DEC e FEC em relação à meta/limite estabelecido pela ANEEL. A Coelce obteve o **1º lugar** neste ranking.

DESTAQUES DO PERÍODO

	1T12	1T11	Var. %	4T11	Var. % (1)
Volume de Energia - Venda e Transporte (GWh)*	2.348	2.113	11,1%	2.378	-1,3%
Receita Bruta (R$ mil)	974.047	896.062	8,7%	958.391	1,6%
Receita Líquida (R$ mil)	683.601	634.443	7,7%	695.386	-1,7%
EBITDA (2) (R$ mil)*	214.486	172.227	24,5%	205.242	4,5%
Margem EBITDA (%)*	31,38%	27,15%	4,23 p.p	29,51%	1,87 p.p
EBIT (3) (R$ mil)*	179.263	139.790	28,2%	170.569	5,1%
Margem EBIT (%)*	26,22%	22,03%	4,19 p.p	24,53%	1,69 p.p
Lucro Líquido (R$ mil)	120.119	104.517	14,9%	134.713	-10,8%
Margem Líquida (%)	17,57%	16,47%	1,10 p.p	19,37%	-1,80 p.p
CAPEX (R$ mil)*	38.083	82.116	-53,6%	99.620	-61,8%
DEC (12 meses)*	8,49	9,71	-12,6%	9,31	-8,8%
FEC (12 meses)*	5,35	6,83	-21,7%	6,04	-11,4%
Índice de Arrecadação (12 meses)*	99,16%	99,12%	0,04 p.p	99,43%	-0,27 p.p
Perdas de Energia (12 meses)*	11,98%	12,17%	-0,19 p.p	11,92%	0,06 p.p
Nº de Consumidores Totais*	3.256.864	3.125.655	4,2%	3.224.378	1,0%
Nº de Colaboradores (Próprios)	1.309	1.258	4,1%	1.309	-
MWh/Colaborador*	1.794	1.679	6,8%	1.817	-1,3%
MWh/Consumidor*	0,72	0,68	5,9%	0,74	-2,7%
PMSO (4)/Consumidor*	33,28	27,00	23,3%	32,06	3,8%
Consumidor/Colaborador*	2.488	2.485	0,1%	2.463	1,0%

(1) Variação entre 1T12 e 4T11

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

* Valores não auditados pelos auditores independentes

2 PERFIL CORPORATIVO

Área de Concessão

A Companhia é responsável pela distribuição de energia elétrica em todo o Estado do Ceará, em uma área de 149 mil quilômetros quadrados, que compreende um total de 184 municípios. A base comercial da Companhia abrange aproximadamente 3,3 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*

	1T12	1T11	Var. %
Área de Concessão (km2)	148.921	148.921	-
Municípios (Qte.)	184	184	-
Habitantes (Qte.) (1)	8,5 milhões	8,5 milhões	-
Consumidores (Unid.)	3.256.864	3.125.655	4,2%
Linhas de Distribuição (Km)	126.693	123.333	2,7%
Linhas de Transmissão (Km)	4.545	4.456	2,0%
Subestações (Unid.)	100	99	1,0%
Volume de Energia 12 meses (GWh)	9.164	8.799	4,1%
Posição no Nordeste em Volume de Energia	3ª	3ª	-
Marketshare no Brasil - Nº de Clientes (2)	4,66%	4,63%	0,03 p.p
Marketshare no Brasil - Volume de Energia (2)	2,13%	2,13%	-

(1) Fonte: IBGE Censo 2010

(2) O número de consumidores e consumo Brasil está estimado



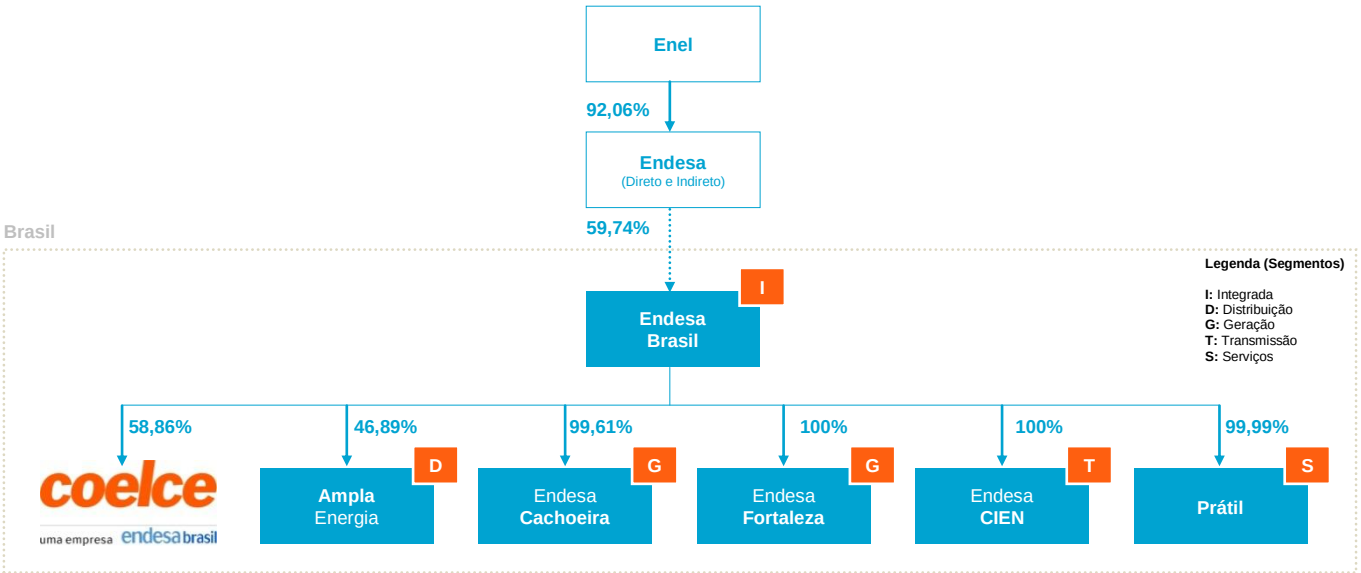
Estrutura de Controle e Organograma Societário Simplificado

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

ESTRUTURA DE CONTROLE (EM 31/03/2012)

	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%**	**26.446.201**	**1.571.161**	**28.017.362**	**94,1%**	**32.023.866**	**41,1%**
Eletrobras	-	-	3.967.756	1.531.141	5.498.897	18,5%	5.498.897	7,1%
Fundos de Pensão	921.603	1,9%	4.088.558	-	4.088.558	13,7%	5.010.161	6,4%
Fundos e Clubes de Investimentos	1.740.300	3,6%	8.301.369	36.360	8.337.729	28,0%	10.078.029	12,9%
Pessoas Físicas	1.302.259	2,7%	9.249.216	940	9.250.156	31,1%	10.552.415	13,6%
Outros	42.342	0,1%	839.302	2.720	842.022	2,8%	884.364	1,1%
Totais	**48.067.937**	**100,0%**	**28.216.201**	**1.571.161**	**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

3 DESEMPENHO OPERACIONAL

Mercado de Energia

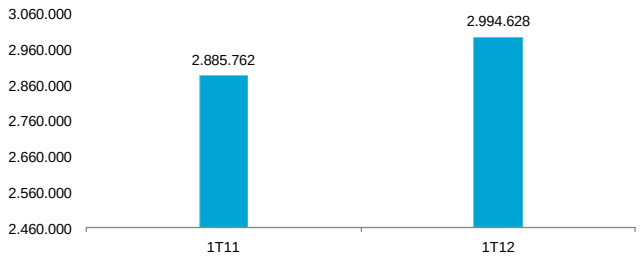
Crescimento de Mercado

NÚMERO DE CONSUMIDORES (UNIDADES)*

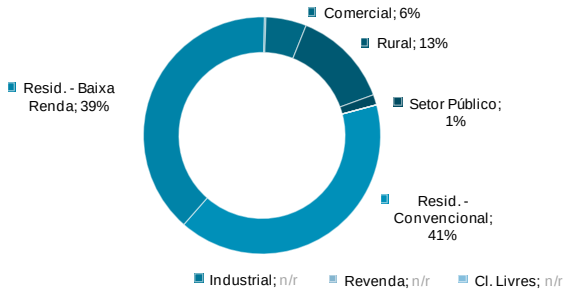
	1T12	1T11	Var. %	4T11	Var. % (1)
Mercado Cativo	**2.994.586**	**2.885.732**	**3,8%**	**2.967.952**	**0,9%**
Residencial - Convencional	1.216.758	715.474	70,1%	1.237.172	-1,7%
Residencial - Baixa Renda	1.164.118	1.650.776	-29,5%	1.122.859	3,7%
Industrial	5.864	5.807	1,0%	5.865	-0,0%
Comercial	165.860	160.529	3,3%	164.476	0,8%
Rural	400.101	313.078	27,8%	396.100	1,0%
Setor Público	41.885	40.068	4,5%	41.480	1,0%
Clientes Livres	**40**	**28**	**42,9%**	**36**	**11,1%**
Industrial	32	22	45,5%	28	14,3%
Comercial	8	6	33,3%	8	-
Revenda	2	2	-	2	-
Subtotal - Consumidores Efetivos	**2.994.628**	**2.885.762**	**3,8%**	**2.967.990**	**0,9%**
Consumo Próprio	221	223	-0,9%	221	-
Consumidores Ativos sem Fornecimento	262.015	239.670	9,3%	256.167	2,3%
Total - Número de Consumidores	**3.256.864**	**3.125.655**	**4,2%**	**3.224.378**	**1,0%**

(1) Variação entre 1T12 e 4T11

Número de Consumidores Efetivos (Unidades)*
Evolução 1T11 - 1T12



Número de Consumidoers Efetivos (Unidades)*
Posição Final em mar/12



A Coelce encerrou o 1T12 com 3.256.864 unidades consumidoras* ("consumidores"), 4,2% superior ao número de consumidores registrado ao final do 1T11. Esse crescimento representa um acréscimo de 131.209 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 14.626 e 87.023 novos consumidores*, respectivamente.

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$ 137 milhões* nos últimos 12 meses.

Em termos de consumidores efetivos, a Companhia encerrou o 1T12 com 2.994.628 consumidores*, um incremento de 3,8% em relação ao 1T10. 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 1T12 com 40 clientes livres*, um acréscimo de 12 novos clientes*, que representa um incremento de 42,9% em relação ao número registrado no fechamento do 1T11.

Venda de Energia na Área de Concessão

VENDA E TRANSPORTE DE ENERGIA (GWH)*

	1T12	1T11	Var. %	4T11	Var. % (1)
Mercado Cativo	2.081	1.898	9,6%	2.124	-2,0%
Clientes Livres	267	215	24,2%	254	5,1%
Total - Venda e Transporte de Energia	**2.348**	**2.113**	**11,1%**	**2.378**	**-1,3%**

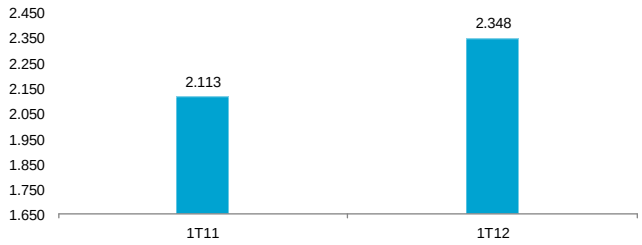
(1) Variação entre 1T12 e 4T11

O volume total de venda e transporte de energia na área de concessão da Coelce no 1T12 foi de 2.348 GWh*, o que representa um incremento de 11,1% (+235 GWh) em relação ao 1T11, cujo volume foi de 2.113 GWh*. Esta variação é o efeito combinado de (i) uma evolução observada no mercado cativo da Companhia de 9,6% (+183 GWh) no 1T12 em relação ao 1T11 (2.081 GWh* versus 1.898 GWh*), impulsionada esta, ainda, por (ii) um maior volume de

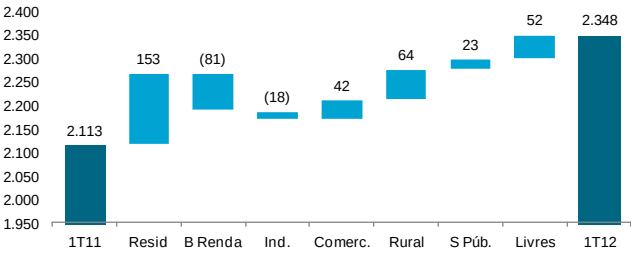
* Valores não auditados pelos auditores independentes

energia transportado para os clientes livres, cujo montante, no 1T12, de 267 GWh*, foi 24,2% superior ao registrado no 1T11 (+52 GWh). Essa energia (transportada) gera uma receita para a Coelce através da TUSD – Tarifa do Uso do Sistema de Distribuição.

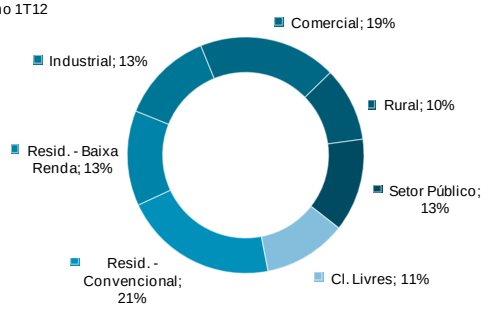
Venda e Transporte de Energia (GWh)*
Evolução 1T11 - 1T12



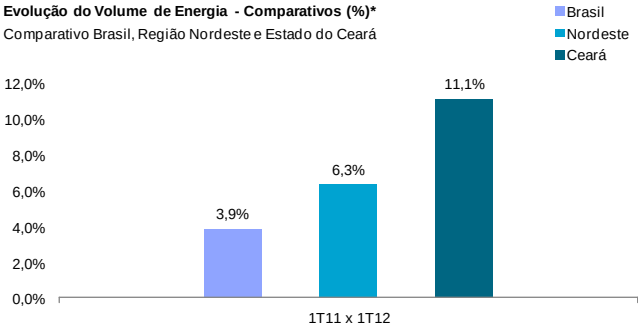
Evolução Anual do Consumo de Energia por Classe (GWh)*
Evolução 1T11 - 1T12



Venda e Transporte de Energia (GWh)*
Volume Total no 1T12



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



Mercado Cativo

VENDA DE ENERGIA NO MERCADO CATIVO (GWH)*

	1T12	1T11	Var. %	4T11	Var. % (1)
Residencial - Convencional	496	343	44,6%	456	8,8%
Residencial - Baixa Renda	306	387	-20,9%	335	-8,7%
Industrial	299	317	-5,7%	326	-8,3%
Comercial	443	401	10,5%	445	-0,4%
Rural	238	174	36,8%	264	-9,8%
Setor Público	299	276	8,3%	298	0,3%
Total - Venda de Energia no Mercado Cativo	**2.081**	**1.898**	**9,6%**	**2.124**	**-2,0%**

(1) Variação entre 1T12 e 4T11

O mercado cativo da Companhia apresentou uma evolução de 9,6% no 1T12 quando comparado ao 1T11. Apenas as classes residencial baixa renda e industrial apresentaram retração no consumo, em decorrência, respectivamente, da aplicação dos novos critérios para enquadramento dos clientes residenciais baixa renda, e pela migração de clientes do mercado cativo para o mercado livre. Os principais fatores que ocasionaram a evolução de 9,6% no consumo foram (i) o crescimento vegetativo do mercado cativo, de 3,8%, que adicionou mais 108.854 novos consumidores efetivos* à base comercial cativa da Companhia, crescimento este impulsionado, ainda, pelo (ii) incremento da venda de energia per capita no mercado cativo, de 5,6% (conforme quadro abaixo).

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

	1T12	1T11	Var. %	4T11	Var. % (1)
Residencial - Convencional	408	479	-14,8%	369	10,6%
Residencial - Baixa Renda	263	234	12,4%	298	-11,7%
Industrial	50.989	54.589	-6,6%	55.584	-8,3%
Comercial	2.671	2.498	6,9%	2.706	-1,3%
Rural	595	556	7,0%	666	-10,7%
Setor Público	7.139	6.888	3,6%	7.184	-0,6%
Total – Venda per Capita no Mercado Cativo	**695**	**658**	**5,6%**	**716**	**-2,9%**

(1) Variação entre 1T12 e 4T11

A venda de energia per capita no mercado cativo no 1T12 foi de 695* KWh/consumidor, representando um incremento de 5,6% em relação à observada no 1T11. 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

* Valores não auditados pelos auditores independentes

residencial convencional, causando as variações acima mencionadas. As classes residencial convencional e residencial baixa renda apresentaram, quando analisadas em conjunto, um incremento na venda de energia per capita de 9,1% no 1T12 em relação ao 1T11.

(ii) industrial: a redução observada de 6,6% reflete, basicamente, o impacto da migração de 12 clientes com elevado padrão de consumo (10 industriais e 2 comerciais) do mercado cativo para o mercado livre.

Clientes Livres

TRANSPORTE DE ENERGIA PARA OS CLIENTES LIVRES (GWH)*

	1T12	1T11	Var. %	4T11	Var. % (1)
Industrial	256	205	24,9%	243	5,3%
Comercial	11	10	10,0%	11	-
Total - Transporte de Energia para os Clientes Livres*	**267**	**215**	**24,2%**	**254**	**5,1%**

(1) Variação entre 1T12 e 4T11

O transporte de energia para os clientes livres na área de concessão da Companhia no 1T12 foi de 267 GWh*, o que representa um incremento de 24,2% (+52 GWh) em relação ao 1T11, tendo em vista, basicamente, o crescimento do número de clientes livres de 28*, no 1T11, para 40*, no 4T11 (mais 12 novos clientes*, um incremento de 42,9%*, crescimento que foi compensado, parcialmente, pela redução no transporte de energia per capita aos clientes livres, de 13,1%, conforme quadro abaixo).

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

	1T12	1T11	Var. %	4T11	Var. % (1)
Industrial	8.000	9.318	-14,1%	8.679	-7,8%
Comercial	1.375	1.667	-17,5%	1.375	-
Média - Transporte per capita p/ Clientes Livres*	**6.675**	**7.679**	**-13,1%**	**7.056**	**-5,4%**

(1) Variação entre 1T12 e 4T11

A redução no transporte de energia per capita aos clientes livres, de 13,1%* no 1T12 em relação ao 1T11 foi fruto, principalmente, da migração de 12 clientes do mercado cativo para o mercado livre. Estes novos clientes apresentaram um padrão médio de consumo inferior em 62,6%* em relação aos clientes que já se encontravam no mercado livre da Companhia no 1T11, o que justifica a redução do transporte de energia per capita no 1T12.

Balanço Energético

BALANÇO DE ENERGIA*

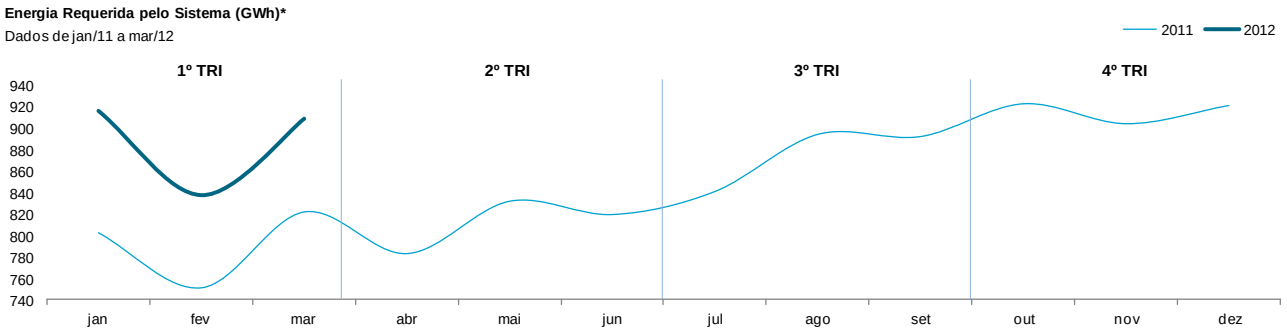
	1T12	1T11	Var. %	4T11	Var. % (1)
Demanda máxima de energia (MW)	1.622	1.451	11,8%	1.611	0,7%
Energia requerida (GWh)	2.662	2.375	12,1%	2.747	-3,1%
Energia distribuída (GWh)	2.348	2.102	11,7%	2.405	-2,4%
Residencial - Convencional	504	368	37,0%	482	4,6%
Residencial - Baixa Renda	306	370	-17,3%	317	-3,5%
Industrial	293	312	-6,1%	326	-10,1%
Comercial	443	398	11,3%	450	-1,6%
Rural	227	154	47,4%	270	-15,9%
Setor Público	302	279	8,2%	299	1,0%
Clientes Livres	267	215	24,2%	254	5,1%
Revenda	3	3	-	4	-25,0%
Consumo Próprio	3	3	-	3	-
Perdas na Transmissão - Rede Básica (GWh)	62	54	14,8%	54	14,8%
Perdas na Transmissão - Rede Básica (%)	2,60%	2,51%	0,09 p.p	2,18%	0,42 p.p
Perdas na Distribuição - Sistema Coelce (GWh)	314	273	15,0%	342	-8,2%
Perdas na Distribuição - Sistema Coelce (%)	11,80%	11,49%	0,31 p.p	12,45%	-0,65 p.p

(1) Variação entre 1T12 e 4T11

A energia total requerida pelo sistema da Coelce no 1T12 foi de 2.662 GWh*, um percentual 12,1% superior ao registrado no 1T11 (2.375 GWh*). Já a energia efetivamente distribuída pelo sistema apresentou um incremento de 11,7% (2.348 GWh* versus 2.102 GWh*). A diferença entre o incremento apresentado pela energia total requerida e pela energia efetivamente distribuída é o reflexo do aumento (-0,31 p.p.) nas perdas no sistema de distribuição entre os trimestres comparados, que alcançou o patamar de 11,80%*, no 1T12, contra 11,49%* no 1T11.

* Valores não auditados pelos auditores independentes

Sazonalidade



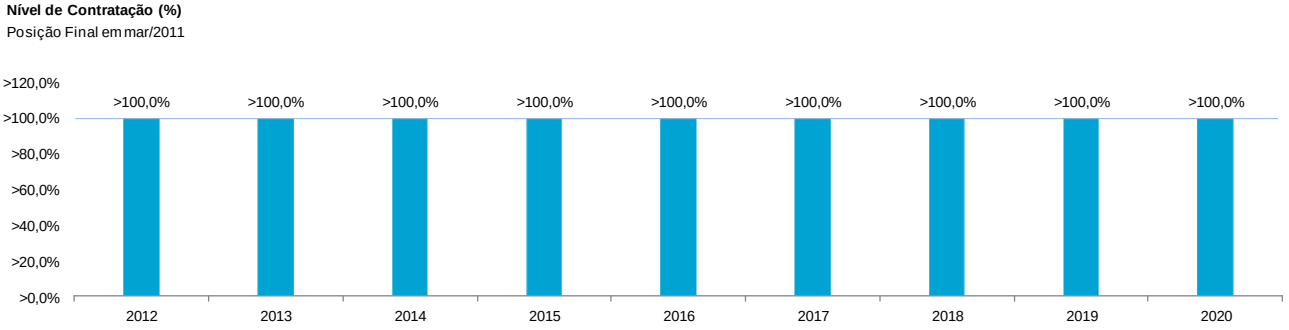
Compra de Energia

COMPRA DE ENERGIA (GWH)*

	1T12	1T11	Var. %	4T11	Var. % (1)
Central Geradora Termelétrica Fortaleza - CGTF	669	663	0,9%	678	-1,3%
Centrais Elétricas - FURNAS	369	366	0,8%	410	-10,0%
Companhia Hidroelétrica do São Francisco - CHESF	255	280	-8,9%	329	-22,5%
Companhia Energética de São Paulo - CESP	151	159	-5,0%	178	-15,2%
Eletronorte	106	114	-7,0%	128	-17,2%
COPEL	104	101	3,0%	113	-8,0%
CEMIG	83	86	-3,5%	97	-14,4%
PROINFA	52	45	15,6%	63	-17,5%
Outros	598	553	8,1%	594	0,7%
Total - Compra de Energia s/ CCEE	**2.387**	**2.367**	**0,8%**	**2.590**	**-7,8%**
Liquidação na CCEE	60	(160)	-137,5%	(57)	-205,3%
Total - Compra de Energia	**2.447**	**2.207**	**10,9%**	**2.533**	**-3,4%**
Energia Distribuída					
Wobben e Energyworls	7	4	75,0%	10	-30,0%
Total - Compra de Energia c/ Energia Distribuída	**2.454**	**2.211**	**11,0%**	**2.543**	**-3,5%**

(1) Variação entre 1T12 e 4T11

Os contratos de compra de energia celebrados no Ambiente de Contratação Regulada - ACR, os contratos bilaterais, os contratos de energia distribuída e a liquidação das diferenças na CCEE totalizaram, no 1T11, o montante de 2.454 GWh*, para atender a energia demandada pelo sistema da Coelce. Esse montante representa um acréscimo de 11,0% (+243 GWh) em relação ao 1T11, que foi de 2.211 GWh*, ocasionado pela evolução do mercado cativo (9,6%) da Companhia e, como consequência, maior volume de energia comprada.



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

* Valores não auditados pelos auditores independentes

Inputs e Outputs do Sistema

INPUTS E OUTPUTS DO SISTEMA (GWH)*

	1T12	1T11	Var. %	4T11	Var. % (1)
Totais - Inputs	**2.454**	**2.211**	**11,0%**	**2.543**	**-3,5%**
Compra de Energia	2.454	2.211	11,0%	2.543	-3,5%
Contratos	2.394	2.371	1,0%	2.600	-7,9%
CGTF	669	663	0,9%	678	-1,3%
FURNAS	369	366	0,8%	410	-10,0%
CHESF	255	280	-8,9%	329	-22,5%
CESP	151	159	-5,0%	178	-15,2%
Eletronorte	106	114	-7,0%	128	-17,2%
COPEL	104	101	3,0%	113	-8,0%
CEMIG	83	86	-3,5%	97	-14,4%
PROINFA	52	45	15,6%	63	-17,5%
Wobben e Energyworls	7	4	75,0%	10	-30,0%
Outros	598	553	8,1%	594	0,7%
Liquidação CCEE	60	(160)	-137,5%	(57)	-205,3%
Totais - Outputs	**2.454**	**2.211**	**11,0%**	**2.543**	**-3,5%**
Perdas na Transmissão - Rede Básica	62	54	14,8%	54	14,8%
Energia Distribuída - Mercado Cativo	2.392	2.157	10,9%	2.489	-3,9%
Residencial - Convencional	504	368	37,0%	482	4,6%
Residencial - Baixa Renda	306	370	-17,3%	317	-3,5%
Industrial	293	312	-6,1%	326	-10,1%
Comercial	443	398	11,3%	450	-1,6%
Rural	227	154	47,4%	270	-15,9%
Setor Público	302	279	8,2%	299	1,0%
Consumo Próprio	3	3	-	3	-
Perdas na Distribuição - Sistema Coelce	314	273	15,0%	342	-8,2%

(1) Variação entre 1T12 e 4T11

Indicadores Operacionais

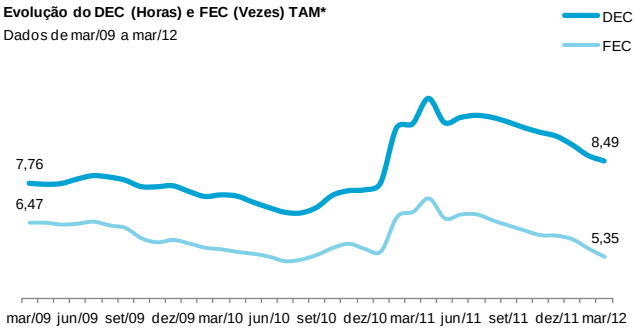
INDICADORES OPERACIONAIS E DE PRODUTIVIDADE*

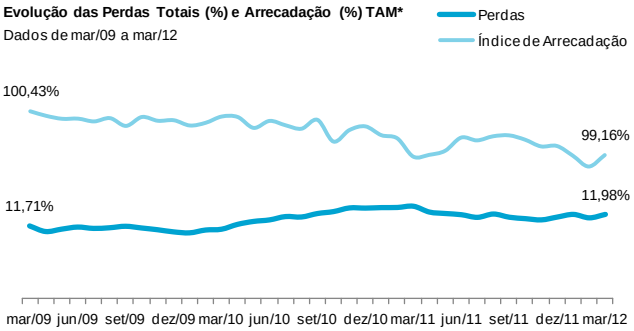
	1T12	1T11	Var. %	4T11	Var. % (1)
DEC 12 meses (horas)	8,49	9,71	-12,6%	9,31	-8,8%
FEC 12 meses (vezes)	5,35	6,83	-21,7%	6,04	-11,4%
Perdas de Energia 12 meses (%)	11,98%	12,17%	-0,19 p.p	11,92%	0,06 p.p
Índice de Arrecadação 12 meses (%)	99,16%	99,12%	0,04 p.p	99,43%	-0,27 p.p
MWh/Colaborador	1.794	1.679	6,8%	1.817	-1,3%
MWh/Consumidor	0,72	0,68	5,9%	0,74	-2,7%
PMSO (2)/Consumidor	33,28	27,00	23,3%	32,06	3,8%

(1) Variação entre 1T12 e 4T11

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

Qualidade do Fornecimento





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

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

* Valores não auditados pelos auditores independentes

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 1T12 com DEC de 8,49 horas*, índice que apresenta uma melhoria de 12,6% em relação ao registrado no 1T11, de 9,71 horas*. O FEC alcançou o patamar de 5,35 vezes*, o que representa uma melhoria de 21,7% em relação ao 1T11, que fechou em 6,83 vezes*.

A ANEEL divulgou os resultados do primeiro ranking de Continuidade do Serviço, envolvendo as 63 distribuidoras de energia elétrica do Brasil. Este ranking avalia os desempenhos ponderados dos indicadores de qualidade DEC e FEC em relação à meta/limite estabelecido pela ANEEL. A Coelce obteve o 1º lugar neste ranking.

Disciplina de Mercado

As perdas de energia TAM – Taxa Anual Móvel (medição acumulada em 12 meses) alcançaram o valor de 11,98%* no 1T12, uma redução de 0,19 p.p. em relação às perdas registradas no 1T11, de 12,17%*. Nos últimos 12 meses, foram investidos no combate às perdas R$ 25 milhões*.

Em relação ao índice de arrecadação TAM (valores arrecadados sobre valores faturados, em 12 meses), o mesmo encerrou o 1T12 em 99,16%*, percentual ligeiramente superior (0,04 p.p.) em relação ao encerramento do 1T11, de 99,12%*.

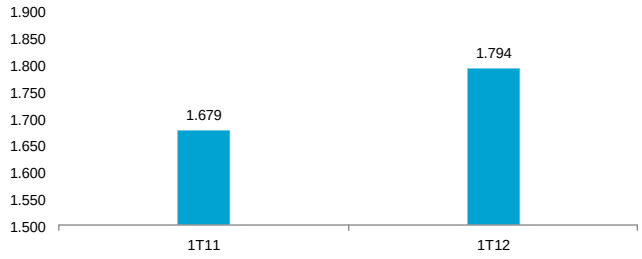
Produtividade

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

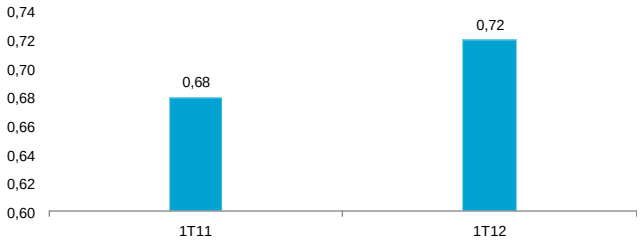
A Coelce encerrou o 1T12 com o indicador de MWh/colaborador de 1.794*, índice 6,8% superior que o do 1T11, de 1.679*. O indicador de MWh/cliente alcançou o patamar de 0,72*, índice 5,9% superior que o do 1T11, de 0,68*.

O indicador PMSO/consumidor, que busca avaliar a eficiência de custos pela base comercial da Companhia, alcançou o valor de R$33,28/consumidor no 1T12, o que representa um incremento de 23,3% em relação ao mesmo período do ano anterior, que fechou em R$27,00/consumidor.

Indicador de Produtividade - MWh/Colaborador*
Evolução 1T11 - 1T12



Indicador de Produtividade - MWh/Consumidor*
Evolução 1T11 - 1T12



4 DESEMPENHO ECONÔMICO-FINANCEIRO

Resultado

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

	1T12	1T11	Var. %	4T11	Var. % (1)
Receita Operacional Bruta	974.047	896.062	8,7%	958.391	1,6%
Deduções à Receita Operacional	(290.446)	(261.619)	11,0%	(263.005)	10,4%
Receita Operacional Líquida	683.601	634.443	7,7%	695.386	-1,7%
Custos do Serviço e Despesas Operacionais	(504.338)	(494.653)	2,0%	(524.817)	-3,9%
EBITDA(2)*	**214.486**	**172.227**	**24,5%**	**205.242**	**4,5%**
Margem EBITDA*	31,38%	27,15%	4,23 p.p	29,51%	1,87 p.p
EBIT(3)*	179.263	139.790	28,2%	170.569	5,1%
Margem EBIT*	26,22%	22,03%	4,19 p.p	24,53%	1,69 p.p
Resultado Financeiro	(18.509)	(12.655)	46,3%	6.136	-
Imposto de Renda, Contribuição Social e Outros	(40.635)	(22.618)	79,7%	(41.992)	-3,2%
Lucro Líquido	**120.119**	**104.517**	**14,9%**	**134.713**	**-10,8%**
Margem Líquida	17,57%	16,47%	1,10 p.p	19,37%	-1,80 p.p
Lucro por Ação (R$/ação)	1,54	1,34	14,9%	1,73	-11,0%

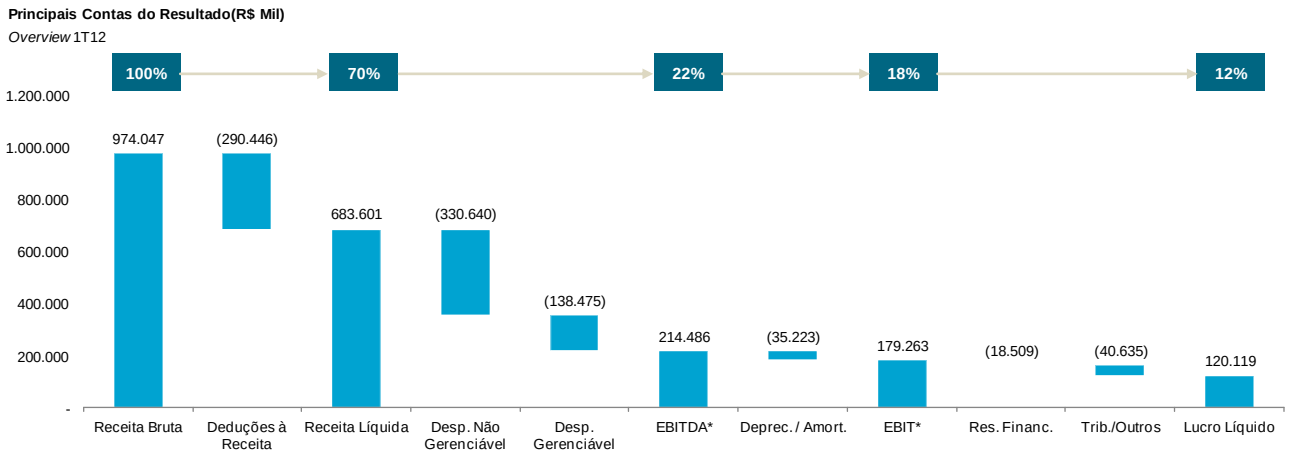
(1) Variação entre 1T12 e 4T11

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

(3) EBIT: Resultado do Serviço

* Valores não auditados pelos auditores independentes

Overview



Receita Operacional Bruta

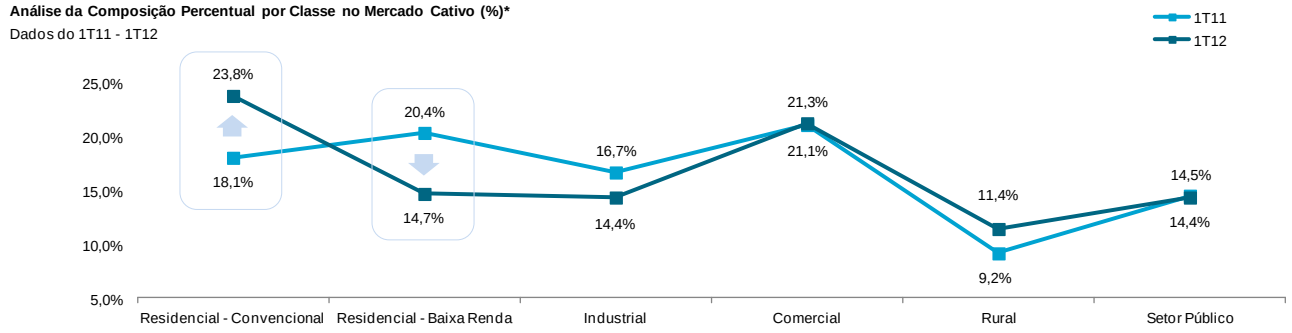
RECEITA OPERACIONAL BRUTA (R$ MIL)

	1T12	1T11	Var. %	4T11	Var. % (1)
Fornecimento de Energia Elétrica	827.823	742.890	11,4%	847.226	-2,3%
Subsídio Baixa Renda	55.668	54.770	1,6%	35.020	59,0%
Suprimento de Energia Elétrica	16.124	3.046	-	2.351	-
Receita pela Disponibilidade da Rede Elétrica	34.440	29.343	17,4%	34.656	-0,6%
Receita Operacional IFRIC-12	29.206	56.921	-48,7%	28.493	2,5%
Outras Receitas	10.786	9.092	18,6%	10.645	1,3%
Total - Receita Operacional Bruta	**974.047**	**896.062**	**8,7%**	**958.391**	**1,6%**

(1) Variação entre 1T12 e 4T11

A receita operacional bruta da Coelce alcançou, no 1T12, R$ 974 milhões, um incremento de 8,7% em relação ao 1T11, de R$ 896 milhões (+R$ 78 milhões). Esse incremento é, basicamente, o efeito líquido dos seguintes fatores:

- Evolução de 11,4% (R$ 828 milhões versus R$ 743 milhões) na receita pelo fornecimento de energia elétrica (+R$ 85 milhões):
  O incremento se deve ao efeito combinado de (i) um crescimento do volume de energia vendida para o mercado cativo, de 9,6% (de 1.898 GWh no 1T11 para 2.081 GWh no 1T12, uma evolução de 183 GWh), associado a uma (ii) melhoria na tarifa média do 1T12 em relação ao 1T11, de 1,1%, tendo em vista a mudança no perfil de consumo (melhor *mix* de consumo, conforme gráfico abaixo):



- Incremento de 1,6% (R$ 56 milhões versus R$ 55 milhões) na receita referente ao subsídio baixa renda (+R$ 1 milhão):
  Apesar da migração de aproximadamente 487 mil consumidores da classe residencial baixa renda para a classe residencial convencional, verifica-se um crescimento de 1,6% na receita desse subsidio quando comparamos o 1T12 com o mesmo período do ano anterior, explicado pelos seguintes fatores: (i) aumento do consumo per capita dos clientes residenciais baixa renda em 12,4% e (ii) registro de aproximadamente R$ 4,5 milhões no 1T12 referente a subsidio não contabilizado no exercício anterior. A redução do número de clientes residenciais baixa renda reflete as alterações nos critérios de elegibilidade para enquadramento dos consumidores na Tarifa Social de Energia Elétrica.

- Incremento (R$ 16 milhões versus R$ 3 milhões) no suprimento de energia elétrica (+R$ 13 milhões):
  Este aumento reflete o descolamento do preço spot nos submercados Sudeste/Centro-Oeste (SE/CO) e Sul (SU) em relação ao preço spot do submercado Nordeste (NE).

- Evolução de 17,4% (R$ 34 milhões versus R$ 29 milhões) na receita pela disponibilidade da rede elétrica (+R$ 5 milhões):
  O incremento se deve à evolução do volume de energia transportada para os clientes livres dentro da área de concessão da Companhia, de 24,2% (de 215 GWh no 1T11 para 267 GWh no 1T12, um incremento de 52 GWh).

* Valores não auditados pelos auditores independentes

- Redução de 48,7% (R$ 29 milhões versus R$ 57 milhões) na receita operacional oriunda da aplicação do ICPC 01 – IFRIC 12 (-R$ 28 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 1T12 foi de R$ 29 milhões, (cuja contrapartida se encontra nas despesas operacionais, no mesmo valor, não gerando efeito algum no EBITDA e no Lucro Líquido da Companhia), uma redução de R$ 28 milhões quando comparado com o 1T11 (R$ 57 milhões).

Excluindo-se o efeito da receita operacional - IFRIC 12, a receita operacional bruta da Companhia, no 1T12, alcançou o montante de R$ 945 milhões, o que representa um incremento de 12,6% em relação ao mesmo período do ano anterior, cujo montante foi de R$ 839 milhões (+R$ 106 milhões).

Deduções da Receita

DEDUÇÕES DA RECEITA (R$ MIL)

	1T12	1T11	Var. %	4T11	Var. % (1)
ICMS	(190.120)	(170.542)	11,5%	(194.745)	-2,4%
COFINS	(41.081)	(36.569)	12,3%	(31.301)	31,2%
PIS	(8.825)	(7.939)	11,2%	(6.100)	44,7%
Quota Reserva Global de Reversão - RGR	(10.153)	(9.452)	7,4%	(4.387)	131,4%
Conta de Consumo de Combust. Fósseis - CCC	(27.471)	(24.358)	12,8%	(27.471)	-
Programa de Eficiência Energética e P&D	(5.328)	(5.693)	-6,4%	7.979	-166,8%
Encargo de Capacidade/Aquisição Emergencial/Outros	(7.468)	(7.066)	5,7%	(6.980)	7,0%
Total - Deduções da Receita	**(290.446)**	**(261.619)**	**11,0%**	**(263.005)**	**10,4%**

(1) Variação entre 1T12 e 4T11

As deduções da receita apresentaram incremento de 11,0% em relação ao mesmo trimestre do ano anterior, alcançando -R$ 290 milhões no 1T12, contra -R$ 262 milhões no 1T11 (-R$ 28 milhões). Esse incremento é o efeito, principalmente, das seguintes variações:

- Incremento de 11,6% (-R$ 240 milhões versus -R$ 215 milhões) nos tributos ICMS/COFINS/PIS (-R$ 25 milhões):
Este incremento reflete o crescimento da base de cálculo para apuração destes tributos. O percentual sobre a base de cálculo ficou em linha com o 1T11.

- Acréscimo de 12,8% (-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.

Custos e Despesas Operacionais

CUSTOS DO SERVIÇO E DESPESAS OPERACIONAIS (R$ MIL)

	1T12	1T11	Var. %	4T11	Var. % (1)
Custos e despesas não gerenciáveis					
Energia Elétrica Comprada para Revenda	(292.072)	(288.840)	1,1%	(317.241)	-7,9%
Taxa de Fiscalização da ANEEL	(1.140)	(1.101)	3,5%	(1.212)	-5,9%
Encargo do Uso da Rede Elétrica/Encargo do Sistema	(37.428)	(30.370)	23,2%	(32.129)	16,5%
Total - Não gerenciáveis	**(330.640)**	**(320.311)**	**3,2%**	**(350.582)**	**-5,7%**
Custos e despesas gerenciáveis					
Pessoal	(38.936)	(26.074)	49,3%	(34.983)	11,3%
Material e Serviços de Terceiros	(51.203)	(47.855)	7,0%	(67.023)	-23,6%
Depreciação e Amortização	(35.223)	(32.437)	8,6%	(34.673)	1,6%
Custo de Desativação de Bens	(880)	(578)	52,2%	(7.702)	-88,6%
Prov. para Créditos de Liquidação Duvidosa	(8.305)	11	-	(464)	-
Provisões para Contingências	(3.621)	(505)	-	203	-
Despesa IFRIC-12 (Custo de Construção)	(29.206)	(56.921)	-48,7%	(28.493)	2,5%
Outras Despesas Operacionais	(6.324)	(9.983)	-36,7%	(1.100)	-
Total - Gerenciáveis	**(173.698)**	**(174.342)**	**-0,4%**	**(174.235)**	**-0,3%**
Total - Custos do Serviço e Despesa Operacional	**(504.338)**	**(494.653)**	**2,0%**	**(524.817)**	**-3,9%**

(1) Variação entre 1T12 e 4T11

Os custos e despesas operacionais no 1T12 alcançaram -R$ 504 milhões, um incremento de 2,0% em relação ao 1T11, de -R$ 495 milhões (-R$ 9 milhões). Esta redução é o efeito, principalmente, das seguintes variações:

Incremento de 3,2% (-R$ 331 milhões versus -R$ 320 milhões) nos custos e despesas não gerenciáveis (-R$ 11 milhões), principalmente, por:

- Incremento de 1,1% (-R$ 292 milhões versus -R$ 289 milhões) na energia elétrica comprada para revenda (-R$ 3 milhões):
O aumento observado é decorrente de reajuste dos custos de compra de energia ocorrido em abril de 2011, em média 5,3%, compensado, em parte, pela desvinculação de contratos previamente assinados – via Mecanismo de Compensação de Sobras e Déficits – MCSD, ocorrido em dezembro de 2011, fato que reduziu a quantidade total de energia contratada e levou a companhia a adquirir mais no mercado spot em 2012 para atender sua demanda. Em 2011 a quantidade de energia contratada era maior que a energia demandada.

- Redução de 3,2% (-R$ 37 milhões versus -R$ 30 milhões) na rubrica encargo de uso/encargo de serviço do sistema – ESS (+R$ 7 milhões):
  A redução foi o reflexo do menor despacho de usinas térmicas no 1T12 em relação ao 1T11. O encargo de serviço de sistema – ESS é o ressarcimento ao agente gerador térmico que cumpre uma solicitação de despacho do ONS para atender uma restrição de operação. Os valores de ESS são pagos pelos distribuidores e comercializadores e são repassados aos consumidores finais.

Redução de 0,4% (-R$ 173,7 milhões versus -R$ 174,3 milhões) nos custos e despesas gerenciáveis (+R$ 0,6 milhões), principalmente, por:

- Incremento de 49,3% (-R$ 39 milhões versus -R$ 26 milhões) nas despesas com pessoal (-R$ 13 milhões):
  O aumento observado nas despesas com pessoal é o reflexo de (i) uma menor ativação de despesas (-R$ 7 milhões) com pessoal no 1T12 em relação ao mesmo trimestre do ano anterior, tendo vista a redução do volume dos investimentos realizados nos períodos analisados, associado ao (ii) reajuste salarial de 7,19% concedidos aos empregados em outubro de 2011.

- Incremento de 7,0% (-R$ 51 milhões versus -R$ 48 milhões) nas despesas com material e serviços de terceiros (-R$ 3 milhões):
  O incremento reflete reajustes nos contratos de prestação de serviços ocorridos entre abril de 2011 e março de 2012.

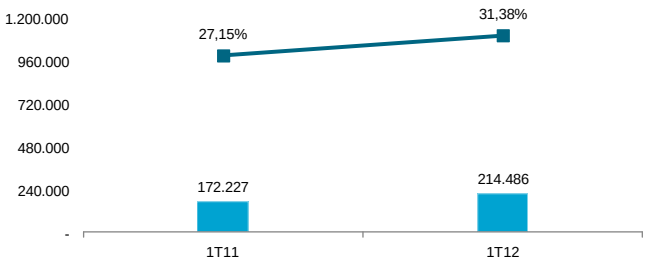
- Incremento (-R$ 8 milhões versus R$ 11 mil) na rubrica de Provisão para Créditos de Liquidação Duvidosa (-R$ 8 milhões):
  A variação verificada deve-se a necessidade de ajuste do saldo de provisão para cobrir possíveis perdas com créditos de liquidação duvidosa. .

- Redução de 48,7% (-R$ 29 milhões versus -R$ 57 milhões) na despesa operacional oriunda da aplicação do ICPC 01 – IFRIC 12 (+R$ 28 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 1T12 foi de -R$ 29 milhões, (cuja contrapartida se encontra na receita operacional bruta, no mesmo valor, não gerando efeito algum no EBITDA e no Lucro Líquido da Companhia), uma redução de R$ 28 milhões quando comparado com o 1T11 (-R$ 57 milhões).

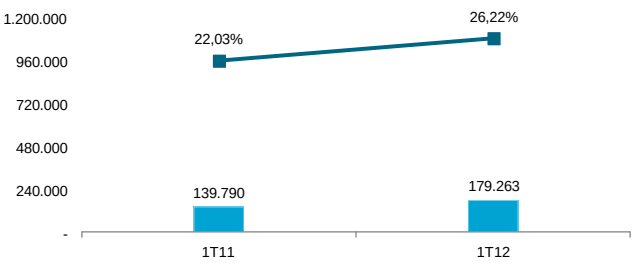
  Excluindo-se o efeito do custo operacional - IFRIC 12, os custos e despesas gerenciáveis da Companhia, no 1T12, alcançaram o montante de -R$ 144 milhões, o que representa um incremento de 23,1% em relação ao mesmo período do ano anterior, cujo montante foi de -R$ 117 milhões (-R$ 27 milhões).

EBITDA*

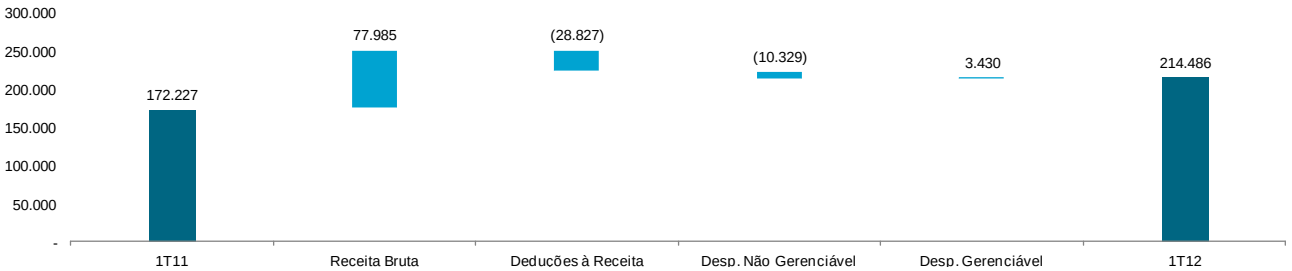
EBITDA (R$ Mil) e Margem EBITDA (%)*
Evolução 1T11 - 1T12



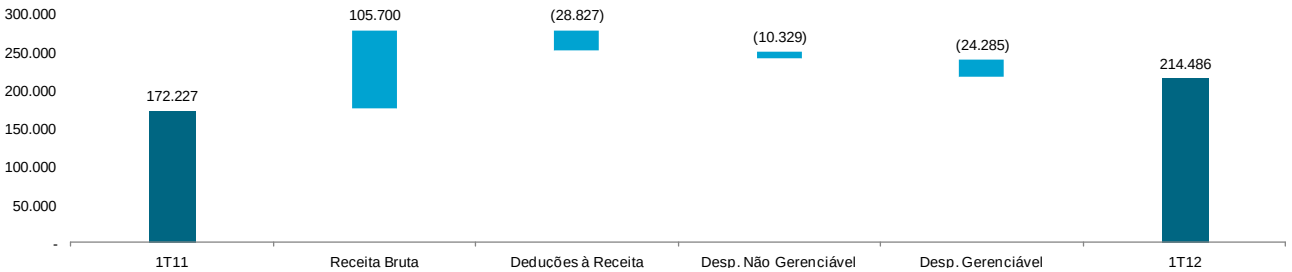
EBIT (R$ Mil) e Margem EBIT (%)*
Evolução 1T11 - 1T12



Análise da Evolução do EBITDA (R$ Mil)*
Evolução 1T11 - 1T12



Análise da Evolução do EBITDA (R$ Mil)* s/ variações de Receita e Custo de Construção (IFRIC 12)
Evolução 1T11 - 1T12



Com base nas variações acima expostas, o EBITDA da Coelce no 1T12, atingiu o montante de R$ 214 milhões*, o que representa um incremento de 24,5% em relação ao 1T11, cujo montante foi de R$ 172 milhões* (+R$ 42 milhões). A margem EBITDA da Companhia no 1T12 foi de 31,38%*, o que representa uma evolução de 4,23 p.p. em relação ao 1T11, de 27,15%*.

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. Consequentemente, 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)

	1T12	1T11	Var. %	4T11	Var. % (1)
Receitas Financeiras					
Renda de Aplicações Financeiras	9.905	3.592	175,8%	7.885	25,6%
Acréscimo Moratório sobre Conta de Energia	10.417	9.327	11,7%	10.081	3,3%
Outras	4.162	4.003	4,0%	20.782	-80,0%
Total - Receitas Financeiras	**24.484**	**16.922**	**44,7%**	**38.748**	**-36,8%**
Despesas financeiras					
Encargo de Dívidas	(21.583)	(17.803)	21,2%	(21.099)	2,3%
Variações Monetárias	(5.713)	(5.954)	-4,0%	(8.395)	-31,9%
IOF e IOC	(183)	(911)	-79,9%	(1.163)	-84,3%
Outras	(15.514)	(4.909)	216,0%	(1.955)	-
Total - Despesas Financeiras	**(42.993)**	**(29.577)**	**45,4%**	**(32.612)**	**31,8%**
Total - Receitas e Despesas Financeiras	**(18.509)**	**(12.655)**	**46,3%**	**6.136**	**-**

(1) Variação entre 1T12 e 4T11

O resultado financeiro da Coelce, no 1T11, ficou em -R$ 19 milhões, um aumento de 46,3% em relação ao mesmo trimestre do ano anterior, de -R$ 13 milhões (-R$ 6 milhões). Este incremento é o efeito líquido, principalmente, das seguintes variações:

Incremento de 44,7% (R$ 24 milhões versus R$ 17 milhões) nas receitas financeiras (+R$ 7 milhões), principalmente, por:

- Incremento de 175,8% (R$ 10 milhões versus R$ 4 milhões) na renda de aplicações financeiras (+R$ 6 milhões):
  Este incremento está associado ao maior saldo médio de aplicações financeiras observado no 1T12 em relação ao 1T11.

Incremento de 45,4% (-R$ 43 milhões versus -R$ 30 milhões) nas despesas financeiras (-R$ 13 milhões), principalmente, por:

- Incremento de 21,2% (-R$ 22 milhões versus -R$ 18 milhões) nos encargos de dívidas (-R$ 4 milhões):
  O maior custo verificado se justifica pelo aumento do saldo médio da dívida ocorrido pela emissão de debênture em montante de R$ 400 milhões em novembro de 2011 e outros financiamentos para investimentos obtidos ao longo de 2011 (Eletrobrás e BNB).

- Aumento de 216,0% (-R$ 16 milhões versus -R$ 5 milhões) em outras despesas financeiras (+R$ 11 milhões):
  O aumento acima reflete, basicamente, (i) atualizações de impostos e multas em torno de R$ 2,7 milhões, (ii) correção do passivo diferido de fornecedor de energia no valor de R$ 5,4 milhões e (iii) pagamentos de multas no valor de R$ 2,1 milhões.

Tributos (IR/CSLL) e Outros

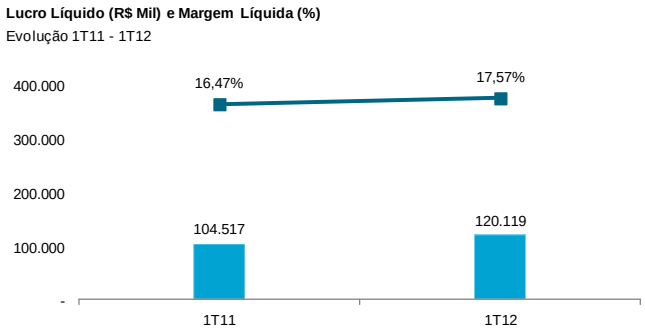
TRIBUTOS (IR/CSLL) E OUTROS (R$ MIL)

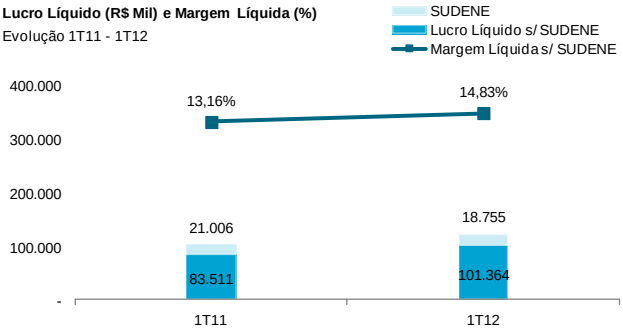
	1T12	1T11	Var. %	4T11	Var. % (1)
IR e CSLL	(56.765)	(40.756)	39,3%	(51.961)	9,2%
Incentivo Fiscal SUDENE	18.755	21.006	-10,7%	12.838	46,1%
Amortização do Ágio e Reversão da Provisão	(2.625)	(2.868)	-8,5%	(2.869)	-8,5%
Total	**(40.635)**	**(22.618)**	**79,7%**	**(41.992)**	**-3,2%**

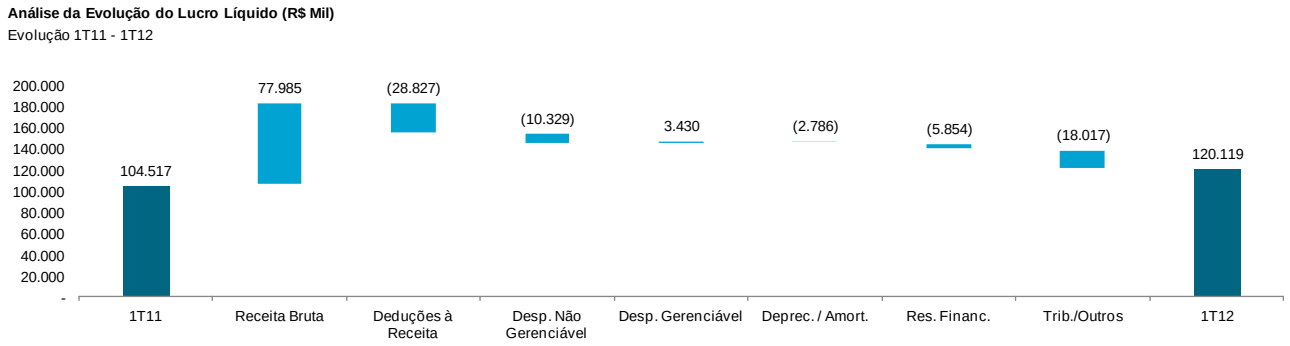
(1) Variação entre 1T12 e 4T11

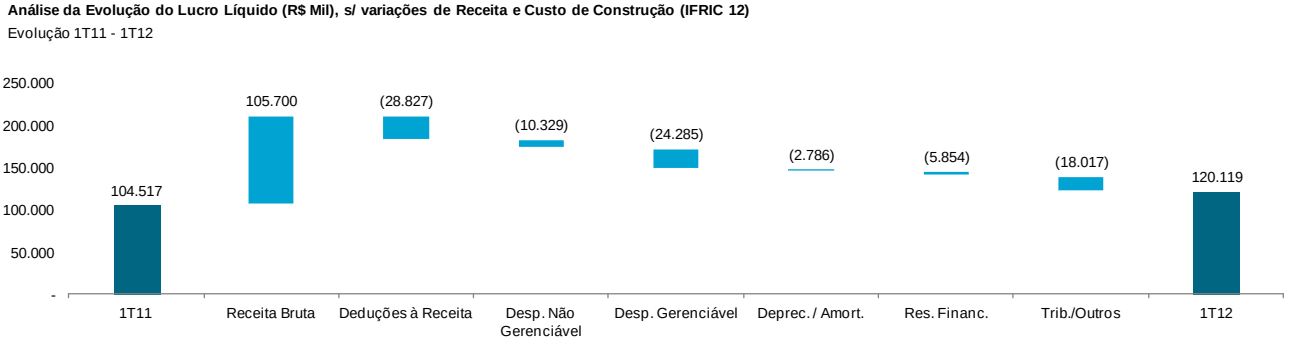
As despesas com Imposto de Renda (IR), Contribuição Social sobre o Lucro Líquido (CSLL) e Outros (Amortização do Ágio) no 1T11 registraram -R$ 41 milhões, um aumento de 79,7% em relação ao mesmo período do ano anterior, de -R$ 23 milhões (-R$ 18 milhões). Esse incremento é o efeito, basicamente, do acréscimo das despesas de Imposto de Renda e Contribuição Social devidos, tendo em vista o incremento de suas bases de cálculo. A alíquota efetiva de Imposto de Renda e Contribuição Social aumentou 7 p.p., alcançando 25% no 1T12 contra 18% no mesmo período de 2011 em função do aumento de adições permanentes e redução das deduções permanentes.

Lucro Líquido









Com base nos efeitos expostos anteriormente, a Coelce registrou no 1T12 um lucro líquido de R$ 120 milhões, valor 14,9% superior ao registrado no 1T11, que foi de R$ 105 milhões (+R$ 15 milhões). Desta forma, a Margem Líquida no 4T11 alcançou 17,57%.

Endividamento

INDICADORES DE ENDIVIDAMENTO

	1T12	1T11	Var. %	4T11	Var. % (1)
Dívida bruta (R$ mil)	1.108.735	867.627	27,8%	1.123.992	-1,4%
(-) Dívida Previdenciária - Balancete (R$ mil)	28.950	38.652	-25,1%	28.546	1,4%
(-) Caixa, Equivalentes e Aplicações Financ. (R$ mil)	389.679	91.710	-	328.200	18,7%
Dívida líquida (R$ mil)	690.106	737.265	-6,4%	767.246	-10,1%
Dívida bruta / EBITDA(3)*	1,39	1,10	26,4%	1,49	-6,7%
EBITDA(2) / Encargos de Dívida(2)*	10,39	10,64	-2,3%	10,35	0,4%
Dívida bruta / (Dívida bruta + PL)	0,41	0,37	10,8%	0,43	-4,7%
Dívida líquida / (Dívida líquida + PL)	0,30	0,34	-11,8%	0,34	-11,8%

(1) Variação entre 1T12 e 4T11

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

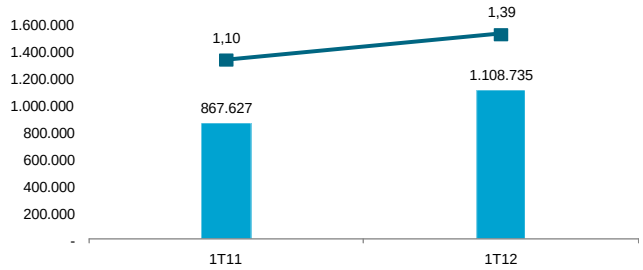
A dívida bruta da Coelce encerrou o 1T12 em R$ 1.109 milhões, um incremento de 27,8% em relação ao 1T11, que foi de R$ 868 milhões (+R$ 241 milhões). Este incremento está basicamente associado à 3ª emissão de debêntures da Companhia em novembro de 2011, no montante de R$ 400 milhões, sendo este efeito compensado parcialmente por amortizações ocorridas no período.

A Coelce encerrou o 1T11 com o custo da dívida médio em 10,53% a.a., ou CDI - 0,60% a.a., custo este que reflete a composição do portfólio de empréstimos da Companhia, onde 40% são empréstimos firmados com bancos de fomento (BNDES, BNB e BEI) e com a Eletrobras, oferecendo taxas abaixo da média praticada pelo mercado privado.

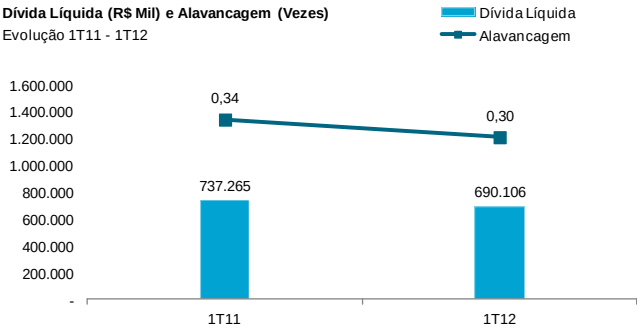
* Valores não auditados pelos auditores independentes

Em setembro de 2011, a agência classificadora de risco de crédito corporativo Standard & Poor's procedeu com o *upgrade* do *rating* corporativo da Companhia de brAA para brAA+, refletindo a solidez creditícia atual e futura da Coelce.

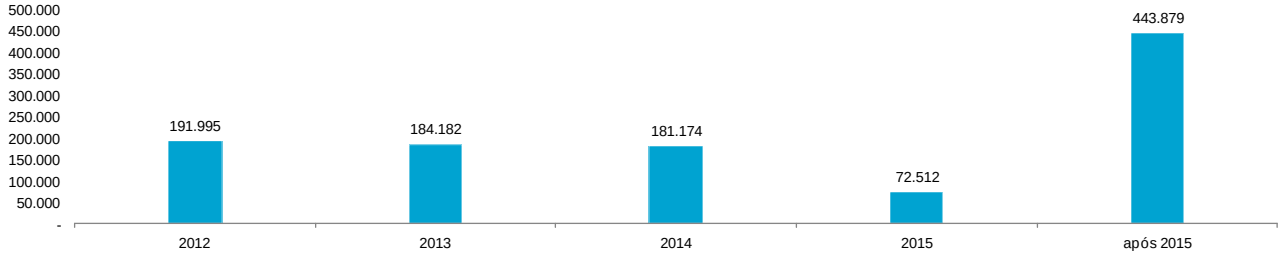
Dívida Bruta (R$ Mil) e Dívida Bruta / EBITDA* (Vezes)
Evolução 1T11 - 1T12



Dívida Líquida (R$ Mil) e Alavancagem (Vezes)
Evolução 1T11 - 1T12



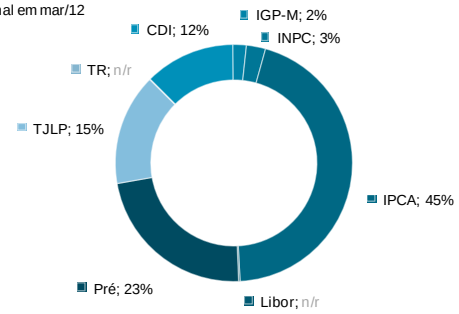
Curva de Amortização (R$ Mil)
Posição Final em mar/12



Abertura da Dívida Bruta - CP e LP
Posição Final em mar/12



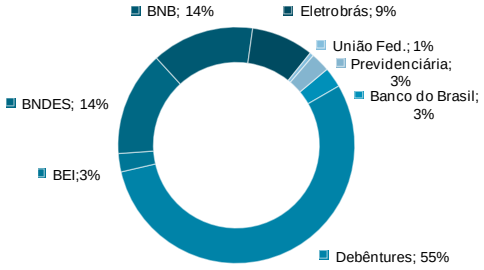
Abertura da Dívida Bruta - Indexadores
Posição Final em mar/12



Abertura da Dívida Bruta - Moedas
Posição Final em mar/12



Abertura da Dívida Bruta - Credor
Posição Final em mar/12



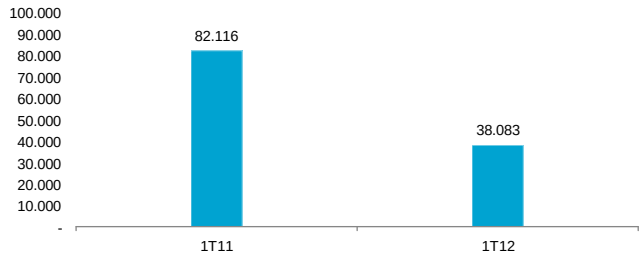
Investimentos

INVESTIMENTOS (R$ MIL)*

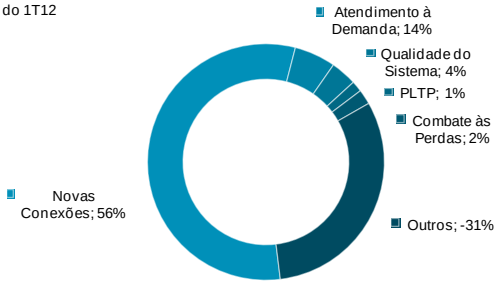
	1T12	1T11	Var. %	4T11	Var. % (1)
Investimentos por Demanda	31.490	71.641	-56,0%	67.646	-53,4%
Novas Conexões	25.361	67.146	-62,2%	44.213	-42,6%
Atendimento à Demanda	6.129	4.495	36,4%	23.433	-73,8%
Qualidade do Sistema Elétrico	3.859	9.942	-61,2%	11.614	-66,8%
Programa Luz para Todos (PLPT)	1.613	(5.799)	-127,8%	32.168	-95,0%
Combate às Perdas	2.214	4.493	-50,7%	6.868	-67,8%
Outros	(1.093)	1.839	-159,4%	16.741	-106,5%
(-) Reversão de Provisões	-	-	-	(35.417)	-100,0%
(-) Variações de Estoque	-	-	-	(14.587)	-100,0%
Total Investido	**38.083**	**82.116**	**-53,6%**	**99.620**	**-61,8%**
Aportes / Subsídios	(10.155)	(25.257)	-59,8%	(65.654)	-84,5%
Investimento Líquido	**27.928**	**56.859**	**-50,9%**	**33.966**	**-17,8%**

(1) Variação entre 1T12 e 4T11

Investimentos Totais (R$ Mil)*
Evolução 1T11 - 1T12



Portfólio de Investimentos (R$ mil)
Dados do 1T12



Os investimentos realizados pela Coelce no 1T12 alcançaram R$ 38 milhões*, um decréscimo de 53,6% (-R$ 44 milhões) em relação ao mesmo período do ano anterior, cujo montante foi de R$ 82 milhões*. O maior volume, no 1T12, foi direcionado aos investimentos em Novas Conexões, que representou R$ 25 milhões de todo o valor investido no período mencionado.

Excluindo os aportes e subsídios realizados, os investimentos líquidos realizados pela Coelce atingiram R$ 28 milhões* no 1T12, montante 50,9% inferior ao realizado no 1T11 (R$ 57 milhões).

Mercado de Capitais

COTAÇÃO DE FECHAMENTO (R$/AÇÃO)*

	1T12	1T11	Var. %	4T11	Var. % (1)
Ordinárias - ON (COCE3)	38,18	33,79	13,0%	31,75	20,3%
Preferenciais A - PNA (COCE5)	**39,86**	**33,60**	**18,6%**	**34,45**	**15,7%**
Preferenciais B - PNB (COCE6)	35,00	27,00	29,6%	30,01	16,6%

(1) Variação entre 1T12 e 4T11

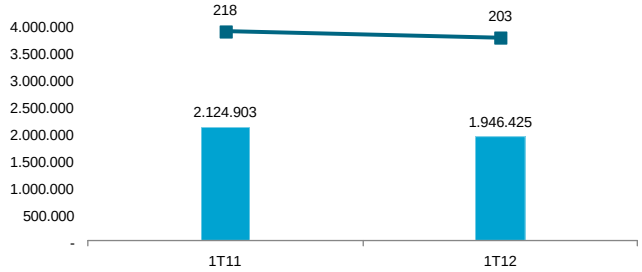
INDICADORES DE MERCADO*

	1T12	1T11	Var. %	4T11	Var. % (1)
Informações sobre Ação Preferencial A (COCE5)					
Cotação (R$/ação)	39,86	33,60	18,6%	34,45	15,7%
Média Diária de Negócios	203	218	-6,9%	191	6,3%
Média Diária de Volume Financeiro (R$)	1.946.425	2.124.903	-8,4%	1.571.750	23,8%
Valor de Mercado (R$ milhões)	3.015	2.615	15,3%	2.545	18,5%
Enterprise Value (EV) (2) (R$ milhões)	3.705	3.352	10,5%	3.313	11,8%
EV/EBITDA (3)	4,65	4,23	9,9%	4,39	5,9%
Preço da Ação PNA / Lucro por Ação (3) (P/L)	6,38	5,68	12,3%	5,69	12,1%
Dividend Yield da Ação PNA (4)	10,72%	8,14%	2,58 p.p	12,40%	-1,68 p.p
Valor de Mercado/Patrimônio Líquido	1,89	1,79	5,6%	1,73	9,2%

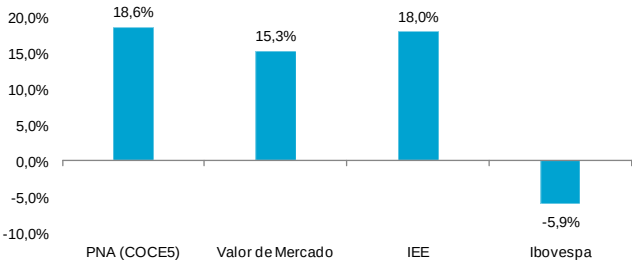
(1) Variação entre 1T12 e 4T11
(2) EV = Valor de mercado + Dívida líquida
(3) EBITDA e Lucro por Ação dos quatro últimos trimestres
(4) Proventos por Ação pagos nos últimos 4 trimestres / Preço da Ação no final do período

* Valores não auditados pelos auditores independentes

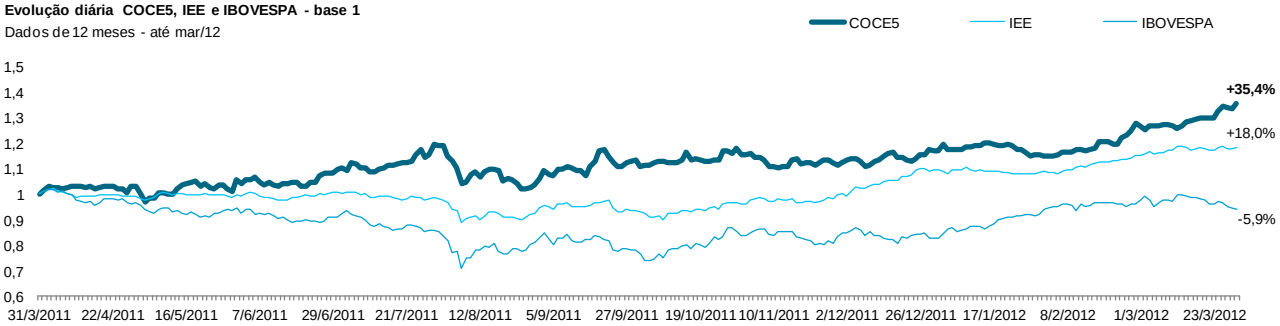
Média Diária de Negócios (Negócios) e Volume Médio Diário (R$)*
Evolução 1T11 - 1T12



Indicadores de Mercado - Variação 12 meses (%)*
Dados até mar/12



Evolução diária COCE5, IEE e IBOVESPA - base 1
Dados de 12 meses - até mar/12



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 1T12 teve uma média de 203 negócios diários (-6,9% vs. 1T12) e um volume financeiro diário médio de R$ 1,9 milhão (-8,4% vs. 1T11). Os demais papéis, por possuírem baixa liquidez, estão expostos a negociações que fogem à percepção média do mercado sobre a Companhia, o que pode ocasionar movimentos distorcidos no preço do ativo.

A ação preferencial classe A (COCE5) apresentou valorização (sem ajuste por proventos) de 18,6% nos 12 meses até março de 2012, enquanto o IEE e o Ibovespa apresentaram valorização de 18,0% e desvalorização de 5,9%, respectivamente. Ajustando-se as cotações pelos proventos deliberados, a valorização da ação preferencial classe A (COCE5) seria de 35,4%.

Em Assembleia Geral Ordinária – AGO, realizada em 25 de abril de 2012, foi deliberada a distribuição de R$ 276.014.919,77 em dividendos, o que representa um payout ratio de 75% sobre o lucro líquido passível de distribuição (excluindo-se o benefício fiscal da SUDENE e outros resultados abrangentes) e um dividendo de R$ 3,5452 por ação. Com base na cotação média de fechamento do papel COCE5 no ano de 2012 (até 30 de março), de R$ 35,93, esta deliberação representa um *dividend yield* de 9,9%, cujo pagamento será efetuado até o dia 30 de dezembro de 2012.

Em 2011, as ações preferenciais classe A da Coelce foram selecionadas para integrar, pelo 6º 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 e Reajuste Tarifário Anual de 2012

3º Ciclo de Revisão Tarifária Periódica

O Contrato de Concessão nº 01/98, que regula a exploração dos serviços públicos de distribuição de energia elétrica na área de concessão da Coelce, define a data de 22 de abril de 2011 para a realização da terceira revisão tarifária periódica.

As metodologias aplicáveis ao 3º ciclo de revisão tarifária periódica (3CRTP) foram aprovadas em novembro de 2011 por meio das Resoluções 457/2011 e 464/2011.

Devido à extensão das discussões relativas às metodologias para o 3CRTP, não houve tempo hábil para se proceder com a revisão tarifária da Coelce na data definida no Contrato de Concessão. De acordo com a disciplina definida pela Resolução 433/2011, que veio a ser substituída pela Resolução 471/2011, as tarifas vigentes em 22 de abril de 2011 foram prorrogadas, não tendo o consumidor percebido qualquer movimentação tarifária naquela oportunidade.

Embora processada em atraso, a revisão tarifária da Coelce tem vigência desde a data prevista no Contrato de Concessão, de 22 de abril de 2011. Com o objetivo de tornar neutro para distribuidora e consumidores a postergação da revisão tarifária, será apurado um componente financeiro a partir da diferença entre as tarifas prorrogadas (que foram aplicadas) e aquelas definidas na revisão tarifária (que deveriam ter sido aplicadas), aplicadas sobre o mercado de referência do próximo reajuste tarifário.

Em 18 de janeiro de 2012 foi concedida Liminar Judicial à ABRADEE cuja decisão obriga a ANEEL a deixar de considerar, em prol da modicidade tarifária, a redução da WACC a ser aplicada sobre a base de remuneração, em decorrência do benefício fiscal auferido pelas distribuidoras que atuam nas regiões

Norte e Nordeste que quando gozam do direito que lhes foi outorgado recolhem somente 15,25% a título de Imposto de Renda Pessoa Jurídica (IRPJ) e Contribuição Social Sobre o Lucro Líquido (CSLL), enquanto as distribuidoras que atuam nas demais regiões do País pagam 34%.

Com a concessão desta Liminar, o efeito médio a ser percebido pelos consumidores da Coelce em razão da revisão tarifária era de -10,89%. O reposicionamento tarifário calculado foi de -4,96%

No entanto, no dia 10 de abril de 2012, o Ministro do Superior Tribunal de Justiça – STJ, Ari Pargendler suspendeu a referida Decisão Liminar. A partir dessa decisão a ANEEL volta a definir o WACC conforme metodologia aprovada pela Diretoria, o que significa dizer os consumidores da Coelce terão uma redução tarifária maior.

Consequentemente, no dia 17 de abril de 2012, a ANNEL aprovou de maneira definitiva o resultado da 3RTCP da Coelce. Aplicando-se a metodologia aprovada pela ANEEL, o efeito médio para o consumidor que era de -10,89% passa a ser de **-12,20%**.

A variação de receita decorrente da diferença entre as tarifas efetivamente aplicadas a partir de 22 de abril de 2011, data estabelecida para a 3ª revisão tarifária, e as definidas na homologação dos resultados definitivos, aplicada sobre o mercado de venda de energia verificado no período nos 12 meses posteriores a data da revisão, será equacionada e considerada como componente financeiro nos reajustes seguintes sendo, portanto, a postergação da revisão tarifária neutra para a concessionária e consumidores.

Reajuste Tarifário Anual de 2012

O objetivo do Reajuste Tarifário Anual é manter o poder de compra da receita da concessionária, segundo fórmula prevista no contrato de concessão. Acontece anualmente, exceto no ano da revisão tarifária periódica. Para aplicação dessa fórmula, são calculados todos os custos da Parcela A. Os outros custos, constantes da Parcela B, são corrigidos pelo IGP-M, da Fundação Getúlio Vargas. A correção da Parcela B ainda depende do Fator X, índice fixado pela ANEEL por ocasião da revisão tarifária periódica. Sua função é compartilhar com o consumidor os ganhos de eficiência e competitividade da concessionária, decorrentes do crescimento do número de unidades consumidoras e do aumento do consumo do mercado existente, o que contribui para a modicidade tarifária.

Assim, no dia 17 de abril de 2012 a ANEEL aprovou o índice de reajuste tarifário anual médio de **5,21%**, a ser aplicado às tarifas da Companhia. O valor combinado oriundo da aplicação destes dois mecanismos tarifários (revisão e reajuste) foi um efeito médio de **-7,61%** nas tarifas da Coelce, a partir do dia 22 de abril de 2012.

Premiações e Conquistas

- **1º Ranking Nacional de Continuidade do Serviço - ANEEL**

A Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) divulgou em 25 de abril de 2012, um ranking de qualidade dos serviços prestados pelas concessionárias de distribuição de energia que atuam no País.

A avaliação levou em conta os principais Indicadores de continuidade da prestação do serviço – DEC e FEC - que medem, respectivamente, duração e frequência de interrupções no fornecimento de energia, colhidos entre janeiro e dezembro de 2011, das 63 empresas do setor.

Para a coleta e apuração destes indicadores de continuidade, a ANEEL exige que todas as 63 distribuidoras certifiquem o processo de apuração dos indicadores, com base nas normas da Organização Internacional para Normalização (International Organization for Standardization) ISO 9000.

O ranking foi elaborado com base no indicador de Desempenho Global de Continuidade (DGC), formado a partir da comparação dos valores apurados de DEC e FEC com as metas limites estabelecidas pelo órgão regulador. Assim, as empresas melhor colocadas possuem, na média, melhor continuidade do serviço em relação às demais.

A liderança, entre as empresas de grande porte ficou com a Coelce que apresentou DEC de 9,31 horas e FEC de 6,04 vezes no período. Estes indicadores implicaram em um DGC de 0,55.

6 ANEXO 1: DEMONSTRATIVO DE RESULTADOS (IFRS)

DEMONSTRATIVO DE RESULTADO (R$ MIL)

	1T12	1T11	Var. %	4T11	Var. % (1)
Receita Operacional Bruta	974.047	896.062	8,7%	958.391	1,6%
Fornecimento de Energia Elétrica	827.823	742.890	11,4%	847.226	-2,3%
Subvenção Baixa Renda	55.668	54.770	1,6%	35.020	59,0%
Suprimento de Energia Elétrica	16.124	3.046	-	2.351	-
Receita pela Disponibilidade da Rede Elétrica	34.440	29.343	17,4%	34.656	-0,6%
Receita Operacional IFRIC-12	29.206	56.921	-48,7%	28.493	2,5%
Outras Receitas	10.786	9.092	18,6%	10.645	1,3%
Deduções da Receita	(290.446)	(261.619)	11,0%	(263.005)	10,4%
ICMS	(190.120)	(170.542)	11,5%	(194.745)	-2,4%
COFINS	(41.081)	(36.569)	12,3%	(31.301)	31,2%
PIS	(8.825)	(7.939)	11,2%	(6.100)	44,7%
Quota Reserva Global de Reversão - RGR	(10.153)	(9.452)	7,4%	(4.387)	131,4%
Conta de Consumo de Combust. Fósseis - CCC	(27.471)	(24.358)	12,8%	(27.471)	-
Programa de Eficiência Energética e P&D	(5.328)	(5.693)	-6,4%	7.979	-166,8%
Encargo de Capacidade/Aquisição Emergencial/Outros	(7.468)	(7.066)	5,7%	(6.980)	7,0%
Receita Operacional Líquida	683.601	634.443	7,7%	695.386	-1,7%
			-		
Custo do Serviço / Despesa Operacional	(504.338)	(494.653)	2,0%	(524.817)	-3,9%
Custos e despesas não gerenciáveis	(330.640)	(320.311)	3,2%	(350.582)	-5,7%
Energia Elétrica Comprada para Revenda	(292.072)	(288.840)	1,1%	(317.241)	-7,9%
Taxa de Fiscalização da ANEEL	(1.140)	(1.101)	3,5%	(1.212)	-5,9%
Encargo do Uso da Rede Elétrica/Serviço do Sistema	(37.428)	(30.370)	23,2%	(32.129)	16,5%
Custos e despesas gerenciáveis	(173.698)	(174.342)	-0,4%	(174.235)	-0,3%
Pessoal	(38.936)	(26.074)	49,3%	(34.983)	11,3%
Material e Serviços de Terceiros	(51.203)	(47.855)	7,0%	(67.023)	-23,6%
Depreciação e Amortização	(35.223)	(32.437)	8,6%	(34.673)	1,6%
Custos de Desativação de Bens	(880)	(578)	52,2%	(7.702)	-88,6%
Prov. para Créditos de Liquidação Duvidosa	(8.305)	11	-	(464)	-
Provisões para Contingências	(3.621)	(505)	-	203	-
Despesa IFRIC-12 (Custo de Construção)	(29.206)	(56.921)	-48,7%	(28.493)	2,5%
Outras Despesas Operacionais	(6.324)	(9.983)	-36,7%	(1.100)	-
EBITDA (2)	214.486	172.227	24,5%	205.242	4,5%
Margem EBITDA	31,38%	27,15%	4,23 p.p	29,51%	1,87 p.p
Resultado do Serviço	179.263	139.790	28,2%	170.569	5,1%
Resultado Financeiro	(18.509)	(12.655)	46,3%	6.136	-
Receita Financeira	24.484	16.922	44,7%	38.748	-36,8%
Renda de Aplicações Financeiras	9.905	3.592	175,8%	7.885	25,6%
Acréscimo Moratório sobre Conta de Energia	10.417	9.327	11,7%	10.081	3,3%
Outras	4.162	4.003	4,0%	20.782	-80,0%
Despesas financeiras	(42.993)	(29.577)	45,4%	(32.612)	31,8%
Encargo de Dívidas	(21.583)	(17.803)	21,2%	(21.099)	2,3%
Variações Monetárias	(5.713)	(5.954)	-4,0%	(8.395)	-31,9%
IOF e IOC	(183)	(911)	-79,9%	(1.163)	-84,3%
Outras	(15.514)	(4.909)	216,0%	(1.955)	-
Lucro Antes dos Tributos e Participações	160.754	127.135	26,4%	176.705	-9,0%
Tributos e Outros	(40.635)	(22.618)	79,7%	(41.992)	-3,2%
IR e CSLL	(56.765)	(40.756)	39,3%	(51.961)	9,2%
Incentivo Fiscal SUDENE	18.755	21.006	-10,7%	12.838	46,1%
Amortização do Ágio e Reversão da Provisão	(2.625)	(2.868)	-8,5%	(2.869)	-8,5%
Lucro Líquido do Período	120.119	104.517	14,9%	134.713	-10,8%
Margem Líquida	17,57%	16,47%	1,10 p.p	19,37%	-1,80 p.p
Lucro por Ação (R$/ação)	1,54	1,34	100,0%	1,73	-

(1) Variação entre 1T12 e 4T11

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