

Divulgação de Resultados

Earnings Release 1T13

15 de maio de 2013

Relações com Investidores

Teobaldo José Cavalcante Leal
Diretor de Relações com Investidores

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.html | investor@coelce.com.br

coelce

uma empresa **endesa** brasil

Coelce é uma companhia do **Grupo Enel**.

Enel é uma das maiores empresas de energia do Mundo.

O Grupo produz, distribui e vende energia sustentável, respeitando pessoas e o meio ambiente. A Enel fornece energia para mais de 60 milhões de clientes residenciais e corporativos em 40 Países, e cria valor para 1,3 milhão de investidores.



Fortaleza, 15 de maio de 2013 – A Companhia Energética do Ceará - Coelce (Coelce) [BOV: COCE3 (ON); COCE5 (PNA); COCE6 (PNB)], eleita, em 2009, 2010, 2011 e 2012, a melhor distribuidora de energia elétrica do Brasil pela Associação Brasileira de Distribuidores de Energia Elétrica (ABRADEE), presente nos 184 municípios cearenses, que abrigam mais de 8,5 milhões de habitantes, divulga seus resultados do primeiro trimestre de 2013 (1T13). 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\$ 63 MILHÕES NO 1T13

Receita Líquida apresenta redução de 4,0% em relação ao 1T12

DESTAQUES

A Coelce encerrou o 1T13 com um total de **3.361.179 consumidores**, o que representa um crescimento de **3,2%** em relação ao mesmo período do ano anterior.

O **volume de energia vendida e transportada** pela Coelce atingiu o montante de **2.609 GWh*** no 1T13, um incremento de **11,1%** em relação ao volume registrado no 1T12, de 2.348 GWh*.

Os indicadores de qualidade do fornecimento **DEC e FEC** encerraram o 1T13 em **8,09 horas*** e **4,71 vezes***, representando melhorias de **4,7%** e **12,0%**, respectivamente, em relação ao 1T12.

A **Receita Operacional Bruta** registrada no 1T13 foi de **R\$ 895 milhões**, uma redução de **8,1%** em relação ao 1T12, que alcançou no citado trimestre o montante de R\$ 974 milhões.

O **EBITDA**, no 1T13, alcançou o montante de **R\$ 128 milhões***, uma redução de **40,2%** em relação ao 1T12, de **R\$ 214 milhões**. Com esse resultado, a Margem EBITDA da Companhia encerrou o 1T13 em **19,42%***, percentual inferior em **11,96 p.p.** comparado ao 1T12.

No 1T13, o **Lucro Líquido** totalizou **R\$ 63 milhões**, **47,9%** inferior ao 1T12, refletindo uma Margem Líquida de **9,49%**.

Os indicadores de produtividade **MWh/colaborador e MWh/consumidor** atingiram, no 1T13, os valores de **2.040***, representando um avanço de **13,6%**, e **0,78***, representando um avanço de **8,3%**, ambos em relação ao 1T12.

No dia 24 de janeiro de 2013, como reflexo da Lei 12.783 (antecedida pela Medida Provisória 579), foi homologado o resultado da **Revisão Tarifária Extraordinária (RTE)** da Coelce e demais concessionárias de distribuição de energia do país, cujo efeito percebido, já a partir da referida data, foi uma **redução média de 20%** nas tarifas ao consumidor. No dia 22 de abril de 2013, entrou em vigor o resultado do **Reajuste Tarifário Anual** da Coelce, sem prejuízo ao efeito da RTE acima mencionada. O valor homologado foi um **incremento** de 3,44% nas tarifas, sendo que o valor médio a ser percebido pelo consumidor será um incremento de **3,92%**.

No dia 7 de março de 2013, foi publicado o **Decreto n.º 7.945** que dispõe sobre o repasse de recursos da CDE às concessionárias de distribuição de energia do país, neutralizando os efeitos da exposição involuntária das distribuidoras ao mercado de curto prazo, ao risco hidrológico decorrente da alocação das cotas, e o custo adicional do despacho de usinas termelétricas fora da ordem de mérito. O valor contabilizado na Coelce foi de **R\$ 84 milhões** no 1T13. Além deste valor, foi contabilizado o montante de **R\$ 32 milhões**, referente às CVAs passadas, repasses também previstos no referido decreto, em função do percentual do Reajuste Tarifário Anual de 2013 ter sido superior a 3%.

Em Assembleia Geral Ordinária – AGO, realizada em 29 de abril de 2013, foi deliberada a distribuição de R\$ 213.995.000,00 em dividendos, o que representa um **payout ratio de 55%** sobre o lucro líquido passível de distribuição (excluindo-se o benefício fiscal da SUDENE) e um dividendo de **R\$ 2,7486 por ação**. Com base na cotação média de fechamento do papel COCE5 no ano de 2013 (até 31 de março), de R\$ 43,26, esta deliberação representa um **dividend yield de 6,35%**, cujo pagamento será efetuado aos acionistas até o dia 31 de dezembro de 2013.

DESTAQUES DO PERÍODO

	1T13	1T12	Var. %	4T12	Var. % (1)
Volume de Energia - Venda e Transporte (GWh)*	2.609	2.348	11,1%	2.580	1,1%
Receita Bruta (R\$ mil)	894.664	974.047	-8,1%	1.059.242	-15,5%
Receita Líquida (R\$ mil)	659.906	683.601	-3,5%	766.490	-13,9%
EBITDA (2) (R\$ mil)*	128.165	214.486	-40,2%	116.856	9,7%
Margem EBITDA (%)*	19,42%	31,38%	-11,96 p.p	15,25%	4,17 p.p
EBIT (3) (R\$ mil)*	99.509	179.263	-44,5%	87.685	13,5%
Margem EBIT (%)*	15,08%	26,22%	-11,14 p.p	11,44%	3,64 p.p
Lucro Líquido (R\$ mil)	62.642	120.119	-47,9%	138.084	-54,6%
Margem Líquida (%)	9,49%	17,57%	-8,08 p.p	18,02%	-8,53 p.p
CAPEX (R\$ mil)*	47.718	38.083	25,3%	93.324	-48,9%
DEC (12 meses)*	8,09	8,49	-4,7%	8,06	0,4%
FEC (12 meses)*	4,71	5,35	-12,0%	4,62	1,9%
Índice de Arrecadação (12 meses)*	100,25%	99,16%	1,09 p.p	99,48%	0,77 p.p
Perdas de Energia (12 meses)*	12,66%	11,98%	0,68 p.p	12,59%	0,07 p.p
Nº de Consumidores Totais*	3.361.179	3.256.864	3,2%	3.338.163	0,7%
Nº de Colaboradores (Próprios)	1.279	1.308	-2,2%	1.244	2,8%
MWh/Colaborador*	2.040	1.796	13,6%	2.074	-1,6%
MWh/Consumidor*	0,78	0,72	8,3%	0,77	1,3%
PMSO (4)/Consumidor*	33,06	33,28	-0,7%	35,77	-7,6%
Consumidor/Colaborador*	2,628	2,490	5,5%	2,683	-2,0%

(1) Variação entre 1T13 e 4T12

(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 3,4 milhões de unidades consumidoras, e envolve uma população de mais 8,5 milhões de habitantes.

DADOS GERAIS*

	1T13	1T12	Var. %
Área de Concessão (km ²)	148.921	148.921	-
Municípios (Qte.)	184	184	-
Habitantes (Qte.) (1)	8,5 milhões	8,5 milhões	-
Consumidores (Unid.)	3.361.179	3.256.864	3,2%
Linhas de Distribuição (Km)	130.805	126.693	3,2%
Linhas de Transmissão (Km)	4.677	4.504	3,8%
Subestações (Unid.)	106	99	7,1%
Volume de Energia 12 meses (GWh)	10.078	9.164	10,0%
Posição no Nordeste em Volume de Energia	3ª	3ª	-
Marketshare no Brasil - Nº de Clientes (2)	4,65%	4,64%	0,01 p.p
Marketshare no Brasil - Volume de Energia (2)	2,23%	2,10%	0,13 p.p

(1) Fonte: IBGE Censo 2010

(2) O número de consumidores Brasil está estimado



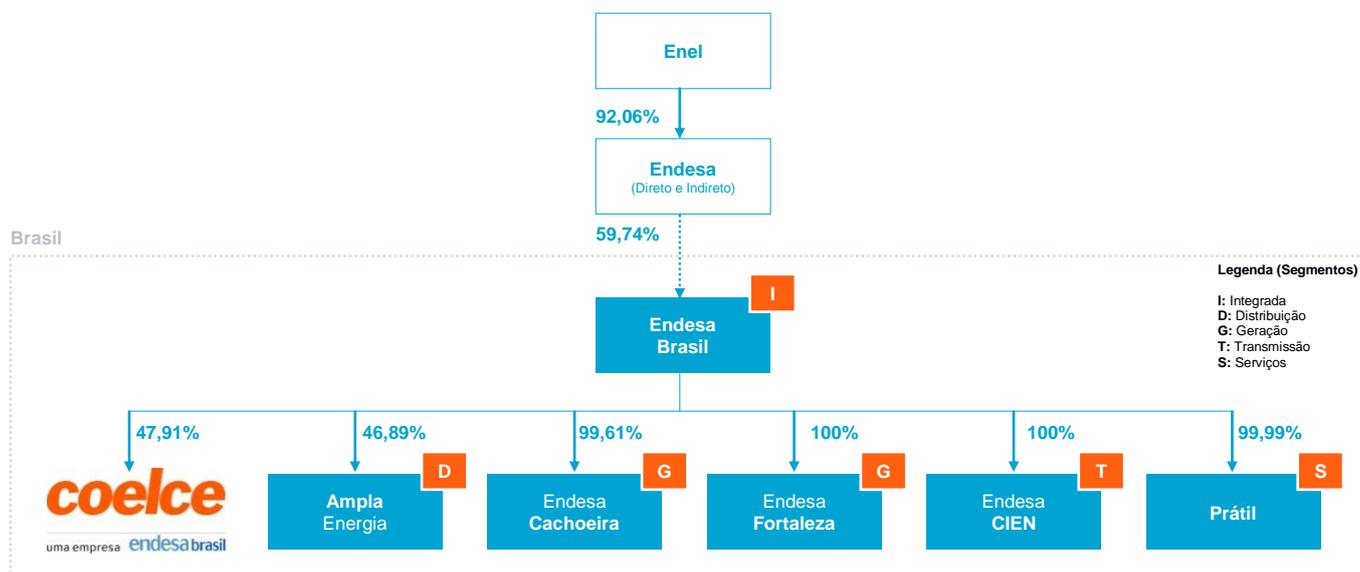
Estrutura de Controle e Organograma Societário Simplificado

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, enquanto que a Endesa Brasil detém, diretamente, 2,3% do capital total. Desta forma, a Endesa Brasil detém, direta e indiretamente, 47,9% do capital votante da Coelce. O restante das ações pertence a pessoas físicas, investidores institucionais nacionais e estrangeiros, fundos de pensão, clubes e fundos de investimentos, bem como outras pessoas jurídicas, sendo negociado na BM&FBovespa.

ESTRUTURA DE CONTROLE (EM 31/03/2013)

	ON (1)	%	PNA	PNB	PN	%	TOTAL	%
Controladores	44.061.433	91,7%	1.770.000	-	1.770.000	5,9%	45.831.433	58,9%
Investluz	44.061.433	91,7%	-	-	-	-	44.061.433	56,6%
Endesa Brasil	-	-	1.770.000	-	1.770.000	5,9%	1.770.000	2,3%
Não Controladores	4.006.504	8,3%	26.482.700	1.534.662	28.017.362	94,1%	32.023.866	41,1%
Eletrobras	-	-	3.967.756	1.531.141	5.498.897	18,5%	5.498.897	7,1%
Fundos de Pensão	921.603	1,9%	3.965.134	-	3.965.134	13,3%	4.886.737	6,3%
Fundos e Clubes de Investimentos	2.035.400	4,2%	11.513.769	24	11.513.793	38,7%	13.549.193	17,4%
Pessoas Físicas	1.003.860	2,1%	6.164.109	777	6.164.886	20,7%	7.168.746	9,2%
Outros	45.641	0,1%	871.932	2.720	874.652	2,9%	920.293	1,2%
Totais	48.067.937	100,0%	28.252.700	1.534.662	29.787.362	100,0%	77.855.299	100,0%

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



* Valores não auditados pelos auditores independentes

3 DESEMPENHO OPERACIONAL

Mercado de Energia

Crescimento de Mercado

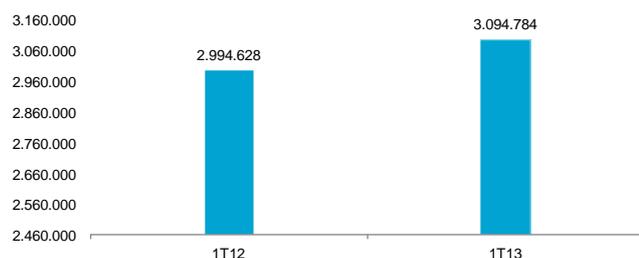
NÚMERO DE CONSUMIDORES (UNIDADES)*

	1T13	1T12	Var. %	4T12	Var. % (1)
Mercado Cativo	3.094.725	2.994.586	3,3%	3.068.295	0,9%
Residencial - Convencional	1.228.128	1.216.758	0,9%	1.214.709	1,1%
Residencial - Baixa Renda	1.221.686	1.164.118	4,9%	1.211.463	0,8%
Industrial	5.869	5.864	0,1%	5.878	-0,2%
Comercial	168.705	165.860	1,7%	168.617	0,1%
Rural	427.661	400.101	6,9%	424.885	0,7%
Setor Público	42.676	41.885	1,9%	42.743	-0,2%
Cientes Livres	57	40	42,5%	43	32,6%
Industrial	35	32	9,4%	35	-
Comercial	22	8	175,0%	8	175,0%
Revenda	2	2	-	2	-
Subtotal - Consumidores Efetivos	3.094.784	2.994.628	3,3%	3.068.340	0,9%
Consumo Próprio	378	221	71,0%	236	60,2%
Consumidores Ativos sem Fornecimento	266.017	262.015	1,5%	269.587	-1,3%
Total - Número de Consumidores	3.361.179	3.256.864	3,2%	3.338.163	0,7%

(1) Variação entre 1T13 e 4T12

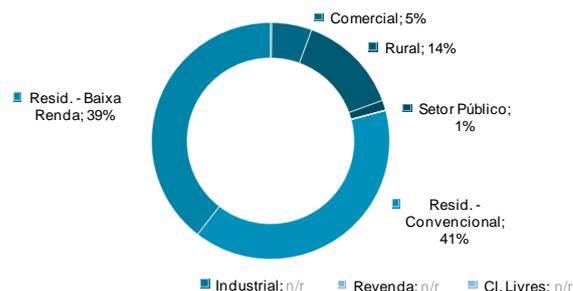
Número de Consumidores Efetivos (Unidades)*

Evolução 1T12 - 1T13



Número de Consumidores Efetivos (Unidades)*

Posição Final em mar/13



A Coelce encerrou o 1T13 com 3.361.179 unidades consumidoras* ("consumidores"), 3,2% superior ao número de consumidores registrado ao final do 1T12. Esse crescimento representa um acréscimo de 104.315 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 68.938 e 27.560 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 e pelos investimentos realizados no Programa Luz para Todos (PLPT). Juntos, esses investimentos totalizaram o montante de R\$ 99 milhões* nos últimos 12 meses.

Em termos de consumidores efetivos, a Companhia encerrou o 1T13 com 3.094.784 consumidores*, um incremento de 3,3% em relação ao 1T12. 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 1T13 com 57 clientes livres*, um acréscimo de 17 novos clientes*, que representa um incremento de 42,5% em relação ao número registrado no fechamento do 1T12.

Venda de Energia na Área de Concessão

VENDA E TRANSPORTE DE ENERGIA (GWH)*

	1T13	1T12	Var. %	4T12	Var. % (1)
Mercado Cativo	2.290	2.081	10,0%	2.274	0,7%
Cientes Livres	319	267	19,5%	306	4,2%
Total - Venda e Transporte de Energia	2.609	2.348	11,1%	2.580	1,1%

(1) Variação entre 1T13 e 4T12

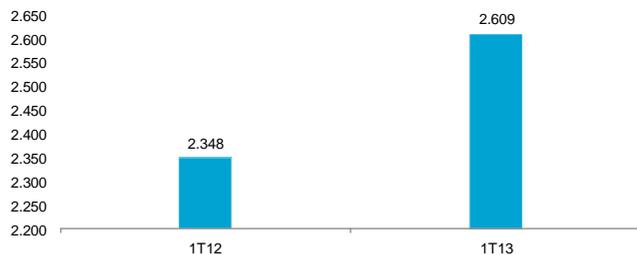
O volume total de venda e transporte de energia na área de concessão da Coelce no 1T13 foi de 2.609 GWh*, o que representa um incremento de 11,1% (+261 GWh) em relação ao 1T12, cujo volume foi de 2.348 GWh*. Esta variação é o efeito combinado de (i) uma evolução observada no mercado cativo da Companhia de 10,0% (+209 GWh) no 1T13 em relação ao 1T12 (2.290 GWh* versus 2.081 GWh*), e (ii) um maior volume de energia transportada para os

* Valores não auditados pelos auditores independentes

clientes livres, cujo montante, no 1T13, de 319 GWh*, foi 19,5% superior ao registrado no 1T12, de 267 GWh* (+52 GWh). Essa energia (transportada) gera uma receita para a Coelce através da TUSD – Tarifa do Uso do Sistema de Distribuição.

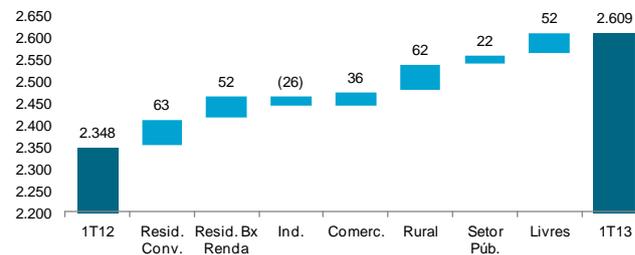
Venda e Transporte de Energia (GWh)*

Evolução 1T12 - 1T13



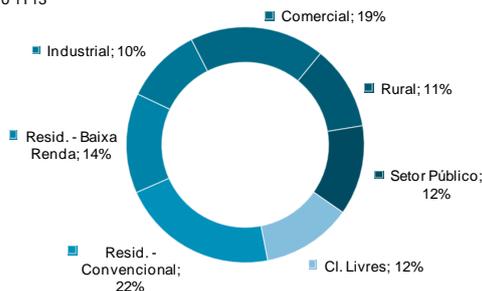
Evolução Anual do Consumo de Energia por Classe (GWh)*

Evolução 1T12 - 1T13



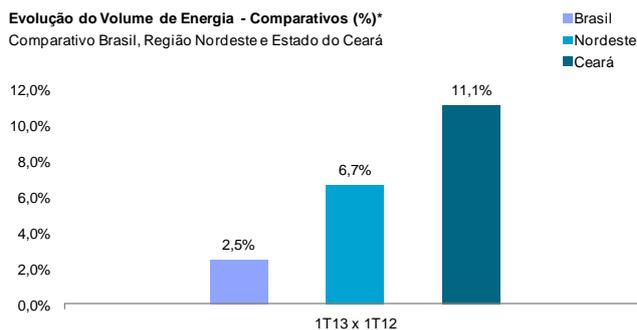
Venda e Transporte de Energia (GWh)*

Volume Total no 1T13



Evolução do Volume de Energia - Comparativos (%)*

Comparativo Brasil, Região Nordeste e Estado do Ceará



Mercado Cativo

VENDA DE ENERGIA NO MERCADO CATIVO (GWH)*

	1T13	1T12	Var. %	4T12	Var. % (1)
Residencial - Convencional	559	496	12,7%	520	7,5%
Residencial - Baixa Renda	358	306	17,0%	339	5,6%
Industrial	273	299	-8,7%	293	-6,8%
Comercial	479	443	8,1%	476	0,6%
Rural	300	238	26,1%	321	-6,5%
Setor Público	321	299	7,4%	325	-1,2%
Total - Venda de Energia no Mercado Cativo	2.290	2.081	10,0%	2.274	0,7%

(1) Variação entre 1T13 e 4T12

O mercado cativo da Companhia apresentou uma evolução de 10,0% no 1T13 quando comparado ao 1T12. Apenas a classe industrial apresentou retração no consumo, em decorrência da migração de clientes industriais do mercado cativo para o mercado livre. Os principais fatores que ocasionaram a evolução de 10,0% no consumo foram (i) o crescimento vegetativo do mercado cativo, de 3,3%, que adicionou mais 104.315 novos consumidores* à base comercial cativa da Companhia, e o (ii) incremento da venda de energia per capita no mercado cativo, de 6,5% (conforme quadro abaixo).

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

	1T13	1T12	Var. %	4T12	Var. % (1)
Residencial - Convencional	455	408	11,5%	428	6,3%
Residencial - Baixa Renda	293	263	11,4%	280	4,6%
Industrial	46.516	50.989	-8,8%	49.847	-6,7%
Comercial	2.839	2.671	6,3%	2.823	0,6%
Rural	701	595	17,8%	755	-7,2%
Setor Público	7.522	7.139	5,4%	7.604	-1,1%
Total - Venda per Capita no Mercado Cativo	740	695	6,5%	741	-0,1%

(1) Variação entre 1T13 e 4T12

A venda de energia per capita no mercado cativo no 1T13 foi de 740* KWh/consumidor, representando um incremento de 6,5% em relação à observada no 1T12. As principais variações foram observadas nas seguintes classes:

(i) residencial convencional e residencial baixa renda: quando analisada em conjunto, uma evolução na venda de energia per capita de 11,0%, ocasionada, principalmente, (i) pelo aumento da temperatura média no 1T13 quando comparada ao 1T12 (os equipamentos de ar condicionado atingiram uma penetração de 17%** nos nas residências dos consumidores no Nordeste, no 1T13), (ii) pelo estímulo oferecido pelo Governo Federal para a aquisição de equipamentos eletrodomésticos (que aumentaram as vendas dos referidos equipamentos em 18%** no ano de 2012 em relação ao ano de 2011, impactando o resultado de 1T13) e pela (iii) facilidade de acesso ao crédito.

* Valores não auditados pelos auditores independentes

** Fonte: Resenha Mensal EPE – Março 2013

(ii) industrial: a redução observada de 8,8% reflete, basicamente, a transferência de 17 clientes industriais com elevado padrão de consumo do mercado cativo para o mercado livre.

(iii) rural: a classe rural apresentou um incremento de 17,8% em função da maior necessidade de acionamento de equipamentos de irrigação, em função das menores chuvas e maiores temperaturas no 1T13 em relação ao 1T12.

Clientes Livres

TRANSPORTE DE ENERGIA PARA OS CLIENTES LIVRES (GWH)*

	1T13	1T12	Var. %	4T12	Var. % (1)
Industrial	303	256	18,4%	295	2,7%
Comercial	16	11	45,5%	11	45,5%
Total - Transporte de Energia para os Clientes Livres*	319	267	19,5%	306	4,2%

(1) Variação entre 1T13 e 4T12

O transporte de energia para os clientes livres na área de concessão da Companhia no 1T13 foi de 319 GWh*, o que representa um incremento de 19,5% (+52 GWh) em relação ao 1T12, tendo em vista, basicamente, (i) o crescimento de 42,5%* do número de clientes livres de 40*, no 1T12, para 57*, no 1T13 (mais 17 novos clientes*) e (ii) a redução de 16,2% no transporte de energia per capita aos clientes livres os períodos comparados, conforme quadro abaixo.

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

	1T13	1T12	Var. %	4T12	Var. % (1)
Industrial	8.657	8.000	8,2%	8.429	2,7%
Comercial	727	1.375	-47,1%	1.375	-47,1%
Média - Transporte per capita p/ Clientes Livres*	5.596	6.675	-16,2%	7.116	-21,4%

(1) Variação entre 1T13 e 4T12

A redução no transporte de energia per capita aos clientes livres, de 16,2%* no 1T13 em relação ao 1T12 foi fruto, principalmente, da migração de 17 clientes do mercado cativo para o mercado livre (sendo 3 industriais e 14 comerciais). Estes novos clientes, especialmente os comerciais, apresentaram um padrão médio de consumo inferior em 84,8% ao dos clientes que já se encontravam no mercado livre da Companhia no 1T12, o que justifica a redução de 47,1% do transporte de energia per capita da classe comercial no 1T13.

Balanco Energético

BALANÇO DE ENERGIA*

	1T13	1T12	Var. %	4T12	Var. % (1)
Demanda máxima de energia (MW)	1.813	1.622	11,8%	1.772	2,3%
Energia requerida (GWh)	2.959	2.662	11,2%	3.008	-1,6%
Energia distribuída (GWh)	2.600	2.347	10,8%	2.612	-0,5%
Residencial - Convencional	563	503	11,9%	529	6,4%
Residencial - Baixa Renda	354	305	16,1%	340	4,1%
Industrial	270	293	-7,8%	294	-8,2%
Comercial	476	443	7,4%	482	-1,2%
Rural	290	227	27,8%	325	-10,8%
Setor Público	321	302	6,3%	329	-2,4%
Clientes Livres	319	267	19,5%	306	4,2%
Revenda	4	3	33,3%	4	-
Consumo Próprio	3	4	-25,0%	3	-
Perdas na Distribuição - Sistema Coelce (GWh)	359	315	14,0%	396	-9,3%
Perdas na Distribuição - Sistema Coelce (%)	12,13%	11,83%	0,30 p.p	13,16%	-1,03 p.p

(1) Variação entre 1T13 e 4T12

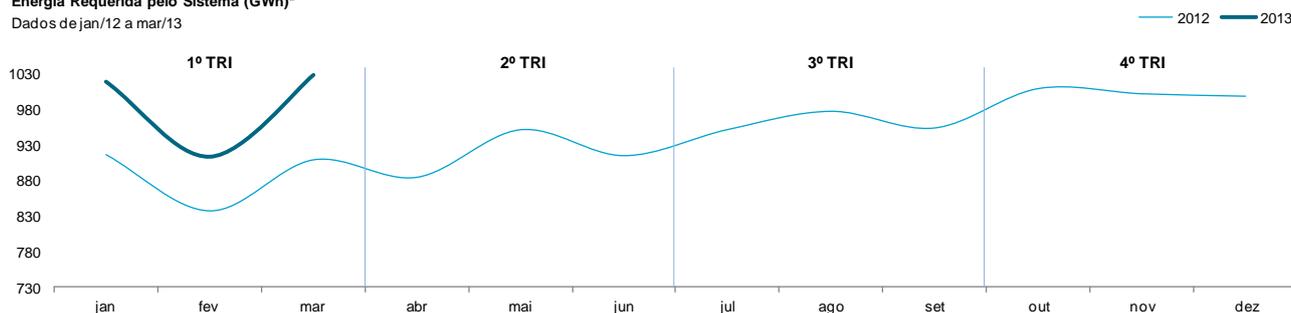
A energia total requerida pelo sistema da Coelce no 1T13 foi de 2.959 GWh*, um percentual 11,2% superior ao registrado no 1T12 (2.662 GWh*). Já a energia efetivamente distribuída pelo sistema apresentou um incremento de 10,8% (2.600 GWh* versus 2.347 GWh*). A diferença entre o incremento apresentado pela energia total requerida e pela energia efetivamente distribuída é o reflexo do aumento (+0,30 p.p.) nas perdas no sistema de distribuição entre os trimestres comparados, que alcançou o patamar de 12,13%* no 1T13, contra 11,83%* no 1T12.

* Valores não auditados pelos auditores independentes

Sazonalidade

Energia Requerida pelo Sistema (GWh)*

Dados de jan/12 a mar/13



Compra de Energia

COMPRA DE ENERGIA (GWH)*

	1T13	1T12	Var. %	4T12	Var. % (1)
Central Geradora Termelétrica Fortaleza - CGTF	663	669	-0,9%	676	-1,9%
Centrais Elétricas - FURNAS	331	369	-10,3%	507	-34,7%
Companhia Hidroelétrica do São Francisco - CHESF	387	255	51,8%	358	8,1%
Companhia Energética de São Paulo - CESP	129	151	-14,6%	206	-37,4%
Eletronorte	91	106	-14,2%	148	-38,5%
COPEL	59	104	-43,3%	146	-59,6%
CEMIG	106	83	27,7%	111	-4,5%
PROINFA	52	52	-	62	-16,1%
Outros	749	596	25,7%	773	-3,1%
Total - Compra de Energia s/ CCEE	2.567	2.385	7,6%	2.987	-14,1%
Liquidação na CCEE	95	64	48,4%	(236)	-140,3%
Total - Compra de Energia	2.662	2.449	8,7%	2.751	-3,2%
Energia Distribuída					
Wobben e Energyworks	11	7	57,1%	10	10,0%
Total - Compra de Energia c/ Energia Distribuída	2.673	2.456	8,8%	2.761	-3,2%

(1) Variação entre 1T13 e 4T12

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 1T13, o montante de 2.673 GWh* para atender a energia demandada pelo sistema da Coelce. Esse montante representa um acréscimo de 8,8% (+217 GWh) em relação ao 1T12, que foi de 2.456 GWh*, ocasionado pela evolução do consumo no mercado cativo da Companhia.

* Valores não auditados pelos auditores independentes

Inputs e Outputs do Sistema

INPUTS E OUTPUTS DO SISTEMA (GWH)*

	1T13	1T12	Var. %	4T12	Var. % (1)
Totais - Inputs	2.662	2.449	8,7%	2.751	-3,2%
Compra de Energia	2.662	2.449	8,7%	2.751	-3,2%
Contratos	2.567	2.385	7,6%	2.987	-14,1%
CGTF	663	669	-0,9%	676	-1,9%
FURNAS	331	369	-10,3%	507	-34,7%
CHESF	387	255	51,8%	358	8,1%
CESP	129	151	-14,6%	206	-37,4%
Eletronorte	91	106	-14,2%	148	-38,5%
COPEL	59	104	-43,3%	146	-59,6%
CEMIG	106	83	27,7%	111	-4,5%
PROINFA	52	52	-	62	-16,1%
Outros	749	596	25,7%	773	-3,1%
Liquidação CCEE	95	64	48,4%	(236)	-140,3%
Totais - Outputs	2.662	2.449	8,7%	2.751	-3,2%
Perdas na Transmissão + Energia Não Faturada	26	57	-54,4%	53	-50,9%
Energia Distribuída - Mercado Cativo	2.277	2.077	9,6%	2.302	-1,1%
Residencial - Convencional	563	503	11,9%	529	6,4%
Residencial - Baixa Renda	354	305	16,1%	340	4,1%
Industrial	270	293	-7,8%	294	-8,2%
Comercial	476	443	7,4%	482	-1,2%
Rural	290	227	27,8%	325	-10,8%
Setor Público	321	302	6,3%	329	-2,4%
Consumo Próprio	3	4	-25,0%	3	-
Perdas na Distribuição - Sistema Coelce	359	315	14,0%	396	-9,3%

(1) Variação entre 1T13 e 4T12

Indicadores Operacionais

INDICADORES OPERACIONAIS E DE PRODUTIVIDADE*

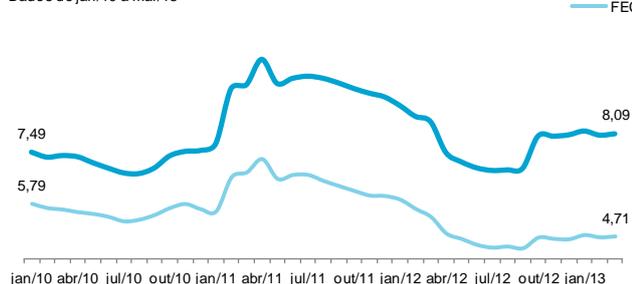
	1T13	1T12	Var. %	4T12	Var. % (1)
DEC 12 meses (horas)	8,09	8,49	-4,7%	8,06	0,4%
FEC 12 meses (vezes)	4,71	5,35	-12,0%	4,62	1,9%
Perdas de Energia 12 meses (%)	12,66%	11,98%	0,68 p.p	12,59%	0,07 p.p
Índice de Arrecadação 12 meses (%)	100,25%	99,16%	1,09 p.p	99,48%	0,77 p.p
MWh/Colaborador	2.040	1.796	13,6%	2.074	-1,6%
MWh/Consumidor	0,78	0,72	8,3%	0,77	1,3%
PMSO (2)/Consumidor	33,06	33,28	-0,7%	35,77	-7,6%

(1) Variação entre 1T13 e 4T12

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

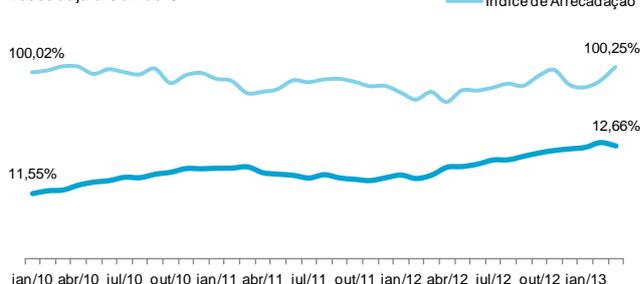
Evolução do DEC (Horas) e FEC (Vezes) TAM*

Dados de jan/10 a mar/13



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

Dados de jan/10 a mar/13



Qualidade do Fornecimento

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

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

* Valores não auditados pelos auditores independentes

A Coelce encerrou o 1T13 com DEC de 8,09 horas*, índice que apresenta uma melhoria de 4,7% em relação ao registrado no 1T12, de 8,49 horas*. O FEC alcançou o patamar de 4,71 vezes*, o que representa uma melhoria de 12,0% em relação ao 1T12, que fechou em 5,35 vezes*. A Coelce investiu R\$ 30 milhões* em qualidade do sistema nos últimos 12 meses.

A trajetória descendente dos indicadores de qualidade foi impactada pela ocorrência do 'apagão' que atingiu a região Nordeste do país, e parte das regiões Norte, Centro-Oeste e Sudeste, no final de outubro de 2012. Segundo o Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), o apagão foi causado por um curto-circuito na linha de transmissão Colinas-Imperatriz (MA), que faz parte da interligação entre os sistemas Sul/Sudeste/Centro-Oeste e Norte/Nordeste.

Disciplina de Mercado

As perdas de energia TAM – Taxa Anual Móvel (medição acumulada em 12 meses) alcançaram o valor de 12,66%* no 1T13, um incremento de 0,68 p.p. em relação às perdas registradas no 1T12, de 11,98%*. Esse pequeno incremento é o resultado das elevadas temperaturas observadas no 1T13 em relação ao 1T12. Nos últimos 12 meses, foram investidos R\$ 24 milhões* no combate às perdas.

Em relação ao índice de arrecadação TAM (valores arrecadados sobre valores faturados, em 12 meses), o mesmo encerrou o 1T13 em 100,25%*, percentual superior (1,09 p.p.) em relação ao encerramento do 1T12, de 99,16%*.

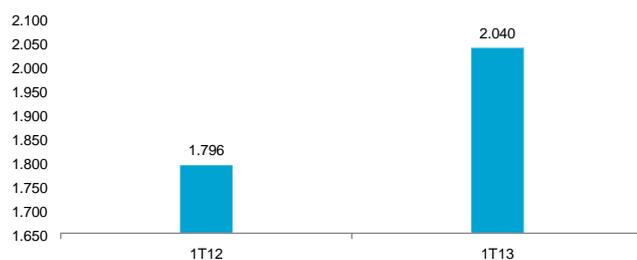
Produtividade

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).

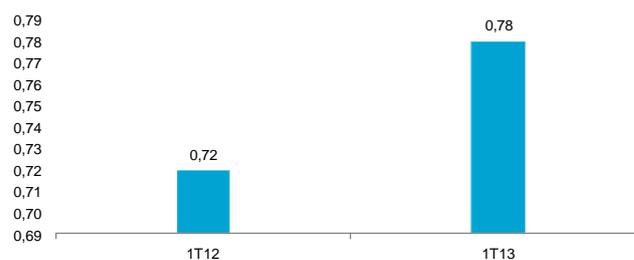
A Coelce encerrou o 1T13 com o indicador de MWh/colaborador de 2.040*, índice 13,6% superior que o do 1T12, de 1.796*. O indicador de MWh/cliente alcançou o patamar de 0,78*, índice 8,3% superior que o do 1T12, de 0,72*.

O indicador PMSO/consumidor, que busca avaliar a eficiência de custos pela base comercial da Companhia, alcançou o valor de R\$ 33,06/consumidor no 1T13, o que representa uma redução de 0,7% em relação ao mesmo período do ano anterior, que fechou em R\$ 33,28/consumidor.

Indicador de Produtividade - MWh/Colaborador*
Evolução 1T12 - 1T13



Indicador de Produtividade - MWh/Consumidor*
Evolução 1T12 - 1T13



* Valores não auditados pelos auditores independentes

4 DESEMPENHO ECONÔMICO-FINANCEIRO

Resultado

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

	1T13	1T12	Var. %	4T12	Var. % (1)
Receita Operacional Bruta	894.664	974.047	-8,1%	1.059.242	-15,5%
Deduções à Receita Operacional	(234.758)	(290.446)	-19,2%	(292.752)	-19,8%
Receita Operacional Líquida	659.906	683.601	-3,5%	766.490	-13,9%
Custos do Serviço e Despesas Operacionais	(560.397)	(504.338)	11,1%	(678.805)	-17,4%
EBITDA(2)*	128.165	214.486	-40,2%	116.856	9,7%
Margem EBITDA*	19,42%	31,38%	-11,96 p.p	15,25%	4,17 p.p
EBIT(3)*	99.509	179.263	-44,5%	87.685	13,5%
Margem EBIT*	15,08%	26,22%	-11,14 p.p	11,44%	3,64 p.p
Resultado Financeiro	(19.805)	(18.509)	7,0%	125.112	-115,8%
Imposto de Renda, Contribuição Social e Outros	(17.062)	(40.635)	-58,0%	(74.713)	-77,2%
Lucro Líquido	62.642	120.119	-47,9%	138.084	-54,6%
Margem Líquida	9,49%	17,57%	-8,08 p.p	18,02%	-8,53 p.p
Lucro por Ação (R\$/ação)	0,80	1,54	-48,1%	1,77	-54,8%

(1) Variação entre 1T13 e 4T12

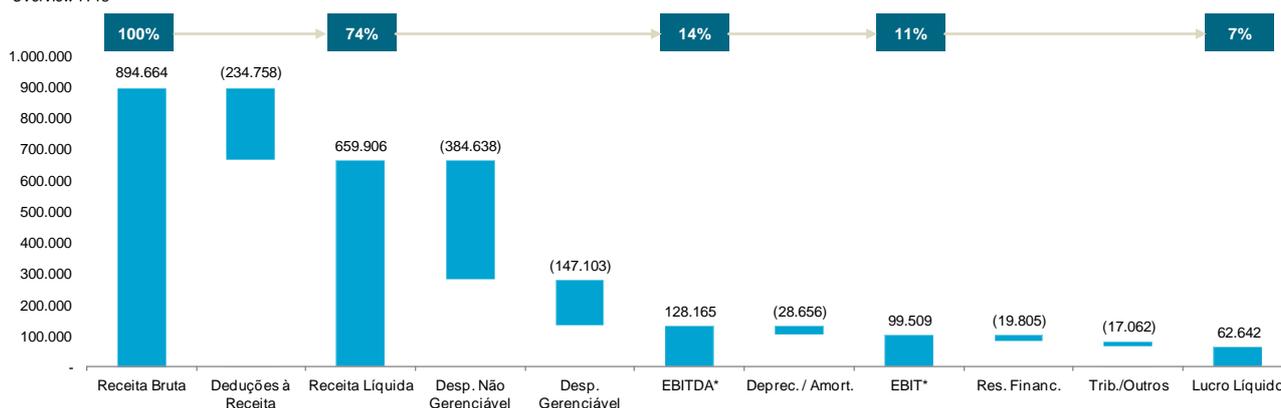
(2) EBITDA: Resultado do Serviço + Depreciações e Amortizações

(3) EBIT: Resultado do Serviço

Overview

Principais Contas do Resultado (R\$ Mil)

Overview 1T13



Receita Operacional Bruta

RECEITA OPERACIONAL BRUTA (R\$ MIL)

	1T13	1T12	Var. %	4T12	Var. % (1)
Fornecimento de Energia Elétrica	749.350	827.823	-9,5%	849.969	-11,8%
Subsídio Baixa Renda	51.683	55.668	-7,2%	55.498	-6,9%
Subvenção CDE - Desconto Tarifário	18.164	-	-	-	-
Fornecimento de Energia Elétrica - Mercado Cativo	819.197	883.491	-7,3%	905.467	-9,5%
Suprimento de Energia Elétrica	1.891	16.124	-88,3%	54.423	-96,5%
Receita pela Disponibilidade da Rede Elétrica	24.827	34.440	-27,9%	28.795	-13,8%
Receita Operacional IFRIC-12	37.736	29.206	29,2%	60.454	-37,6%
Outras Receitas	11.013	10.786	2,1%	10.103	9,0%
Total - Receita Operacional Bruta	894.664	974.047	-8,1%	1.059.242	-15,5%

(1) Variação entre 1T13 e 4T12

A receita operacional bruta da Coelce alcançou, no 1T13, R\$ 895 milhões, uma redução de 8,1% em relação ao 1T12, de R\$ 974 milhões (-R\$ 79 milhões). Essa redução é, basicamente, o efeito líquido dos seguintes fatores:

- Redução de 7,3% (R\$ 819 milhões versus R\$ 883 milhões) na receita pelo fornecimento de energia elétrica para o mercado cativo (-R\$ 64 milhões): Esta redução está associada aos seguintes fatores: (i) Revisão Tarifária Extraordinária (RTE), aplicada a partir de 24 de janeiro de 2013, em função da Lei 12.783, que reduziu as tarifas da Coelce e demais distribuidoras brasileiras em 20% em média, (ii) efeito combinado da 3ª Revisão Tarifária Periódica e do Reajuste Tarifário Anual de 2012, que reduziram a tarifa em 6,76% em média, a partir de 22 de abril de 2012. Estes efeitos foram parcialmente compensados pelo (i) aumento de 10,0% no volume de energia vendida para o mercado cativo da Companhia (2.290 GWh no 1T13 versus 2.081 GWh no

* Valores não auditados pelos auditores independentes

1T12) e pelo (ii) recebimento de subvenção da CDE em função da extinção da compensação de subsídio existentes nas tarifas de determinadas classes de consumidores, ocasionada pela Lei 12.783. O valor contabilizado referente ao recebimento desta subvenção, foi de R\$ 18 milhões no 1T13.

- Redução (R\$ 2 milhões versus R\$ 16 milhões) no suprimento de energia elétrica (-R\$ 14 milhões):
Em função do cenário de déficit contratual involuntário (subcontratação) para as distribuidoras do país, reflexo da alocação não integral de cotas de energia, resultantes das geradoras com concessões renovadas pela Lei 12.783, a Coelce não apresentou, no 1T13, receita relacionada à liquidação de sobras de energia no mercado de curto prazo.
- Aumento de 29,2% (R\$ 38 milhões versus R\$ 29 milhões) na receita operacional oriunda da aplicação do ICPC 01 – IFRIC 12 (+R\$ 9 milhões):
A ICPC 01 estabelece que o concessionário de energia elétrica deve registrar e mensurar a receita dos serviços que presta de acordo com os Pronunciamentos Técnicos CPC 17 – Contratos de Construção (serviços de construção ou melhoria) e CPC 30 – Receitas (serviços de operação – fornecimento de energia elétrica), mesmo quando regidos por um único contrato de concessão. A Companhia contabiliza receitas e custos relativos a serviços de construção ou melhoria da infraestrutura utilizada na prestação dos serviços de distribuição de energia elétrica. A margem de construção adotada é estabelecida como sendo igual à zero, considerando que: (i) a atividade fim da Companhia é a distribuição de energia elétrica; (ii) toda receita de construção está relacionada com a construção de infraestrutura para o alcance da sua atividade fim, ou seja, a distribuição de energia elétrica; e (iii) a Companhia terceiriza a construção da infraestrutura com partes não relacionadas. Mensalmente, a totalidade das adições efetuadas ao ativo intangível em curso é transferida para o resultado, como custo de construção, após dedução dos recursos provenientes do ingresso de obrigações especiais. O efeito na receita operacional bruta no 1T13 foi de R\$ 38 milhões, (cuja contrapartida se encontra nas despesas operacionais, no mesmo valor, não gerando efeito algum no EBITDA e no Lucro Líquido da Companhia), um aumento de R\$ 9 milhões quando comparado com o 1T12 (de R\$ 29 milhões).

Excluindo-se o efeito da receita operacional - IFRIC 12, a receita operacional bruta da Companhia, no 1T13, alcançou o montante de R\$ 857 milhões, o que representa uma redução de 9,3% em relação ao mesmo período do ano anterior, cujo montante foi de R\$ 945 milhões (-R\$ 68 milhões).

Deduções da Receita

DEDUÇÕES DA RECEITA (R\$ MIL)

	1T13	1T12	Var. %	4T12	Var. % (1)
ICMS	(185.659)	(190.120)	-2,3%	(208.684)	-11,0%
COFINS	(29.063)	(41.081)	-29,3%	(36.431)	-20,2%
PIS	(6.310)	(8.825)	-28,5%	(7.883)	-20,0%
Quota Reserva Global de Reversão - RGR	-	(10.153)	-100,0%	(10.498)	-100,0%
Conta de Consumo de Combust. Fósseis - CCC	(5.012)	(27.471)	-81,8%	(15.035)	-66,7%
Programa de Eficiência Energética e P&D	(6.211)	(5.328)	16,6%	(6.565)	-5,4%
Encargo de Capacidade/Aquisição Emergencial/Outros	(2.503)	(7.468)	-66,5%	(7.656)	-67,3%
Total - Deduções da Receita	(234.758)	(290.446)	-19,2%	(292.752)	-19,8%

(1) Variação entre 1T13 e 4T12

As deduções da receita apresentaram uma redução de 19,2% em relação ao mesmo trimestre do ano anterior, alcançando -R\$ 235 milhões no 1T13, contra -R\$ 290 milhões no 1T12 (+R\$ 55 milhões). Essa redução é o efeito, principalmente, das seguintes variações:

- Redução de 7,9% (-R\$ 221 milhões versus -R\$ 240 milhões) nos tributos ICMS/COFINS/PIS (+R\$ 19 milhões):
Esta variação reflete a redução da base de cálculo para apuração destes tributos (atrelada à receita da Companhia), em função, basicamente, da redução das tarifas pela RTE oriunda da Lei 12.783, a partir de 24 de janeiro de 2013. O percentual sobre a base de cálculo continua em linha com o 1T12.
- Redução de 72,8% (-R\$ 14 milhões versus -R\$ 50 milhões) nos encargos setoriais, especialmente RGR, CCC e CDE (+R\$ 36 milhões):
A redução acima mencionada se deve, principalmente, a extinção dos encargos Reserva Global de Reversão – RGR, Conta de Consumo de Combustíveis Fósseis – CCC e a redução de 75% no encargo Conta de Desenvolvimento Energético – CDE, em função da Lei 12.783.

Custos e Despesas Operacionais

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

	1T13	1T12	Var. %	4T12	Var. % (1)
Custos e despesas não gerenciáveis					
Energia Elétrica Comprada para Revenda	(371.427)	(292.072)	27,2%	(399.594)	-7,0%
Taxa de Fiscalização da ANEEL	(1.140)	(1.140)	-	(1.140)	-
Encargo do Uso da Rede Elétrica/Encargo do Sistema	(12.071)	(37.428)	-67,7%	(55.460)	-78,2%
Total - Não gerenciáveis	(384.638)	(330.640)	16,3%	(456.194)	-15,7%
Custos e despesas gerenciáveis					
Pessoal	(32.669)	(38.936)	-16,1%	(49.414)	-33,9%
Material e Serviços de Terceiros	(58.527)	(51.203)	14,3%	(58.651)	-0,2%
Depreciação e Amortização	(28.656)	(35.223)	-18,6%	(29.171)	-1,8%
Custo de Desativação de Bens	1.742	(880)	-298,0%	(13.564)	-112,8%
Prov. para Créditos de Liquidação Duvidosa	(4.156)	(8.305)	-50,0%	(4.188)	-0,8%
Provisões para Contingências	(5.003)	(3.621)	38,2%	(2.715)	84,3%
Despesa IFRIC-12 (Custo de Construção)	(37.736)	(29.206)	29,2%	(60.454)	-37,6%
Outras Despesas Operacionais	(10.754)	(6.324)	70,1%	(4.454)	141,5%
Total - Gerenciáveis	(175.759)	(173.698)	1,2%	(222.611)	-21,0%
Total - Custos do Serviço e Despesa Operacional	(560.397)	(504.338)	11,1%	(678.805)	-17,4%

(1) Variação entre 1T13 e 4T12

Os custos e despesas operacionais no 1T13 alcançaram -R\$ 560 milhões, um incremento de 11,1% em relação ao 1T12, de -R\$ 504 milhões (-R\$ 56 milhões). Este aumento é o efeito, principalmente, das seguintes variações:

Incremento de 16,3% (-R\$ 385 milhões versus -R\$ 331 milhões) nos custos e despesas não gerenciáveis (-R\$ 54 milhões), principalmente, por:

- Aumento de 27,2% (-R\$ 371 milhões versus -R\$ 292 milhões) na energia elétrica comprada para revenda (-R\$ 79 milhões):
A variação acima mencionada se deve ao efeito líquido dos seguintes fatores: (i) incremento de 8,8% no volume de energia comprada (CCEARs e Bilaterais) entre o 1T13 e 1T12, (ii) reajuste de preço dos contratos de compra de energia vigentes ocorridos entre os períodos, (iii) a uma maior tarifa média (mix) de compra de energia, devido à entrada de novos contratos, especialmente de térmicas, que possuem uma tarifa mais elevada, (iv) aumento do custo variável pago às térmicas despachadas para garantir o nível mínimo dos reservatórios, (v) maior volume de energia comprada no mercado de curto prazo, tendo em vista o cenário de descontração involuntária, ocasionado pela redistribuição das cotas em função da Lei 12.783 e por projetos térmicos postergados ou cancelados, e (vi) repasse do risco hidrológico para o consumidor final. Estes acréscimos foram parcialmente compensados pela redução das tarifas de compras de energia das concessões de geração renovadas pela Lei 12.783 e os itens (v) e (vi), especialmente, foram parcialmente compensados pelos repasses da CDE, em função do Decreto 7.945. Esta compensação alcançou o montante de R\$ 40 milhões.
- Redução de 67,7% (-R\$ 12 milhões versus -R\$ 37 milhões) na rubrica encargo de uso/encargo de serviço do sistema – ESS (+R\$ 25 milhões):
Esta variação decorre da (i) redução do encargo de uso da rede elétrica, tendo em vista a renovação das concessões de transmissão pela Lei 12.783, que promoveu uma significativa redução no custo de transmissão para as distribuidoras. Esta redução que foi parcialmente compensada por um (ii) incremento no encargo de serviço do sistema ESS, em função do maior despacho pelo ONS de usinas térmicas fora da ordem de mérito no período, tendo em vista a redução do nível dos reservatórios nacionais. O item (ii) foi compensado pelos repasses da CDE, em função do Decreto 7.945. Esta compensação alcançou o montante de R\$ 44 milhões.

Adicionalmente, foram registrados, nas rubricas de compra de energia e encargos de uso/encargo do sistema, os repasses, via CDE, de CVAs passadas, que seriam recuperadas via tarifa, no montante de R\$ 32 milhões.

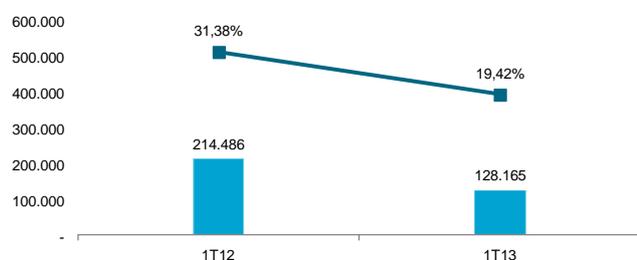
Incremento de 1,2% (-R\$ 176 milhões versus -R\$ 174 milhões) nos custos e despesas gerenciáveis (-R\$ 2 milhões), principalmente, por:

- Redução de 16,1% (-R\$ 33 milhões versus -R\$ 39 milhões) nas despesas com pessoal (+R\$ 6 milhões):
A redução observada nas despesas com pessoal é o reflexo, basicamente, do incremento do valor da transferência para ativo em curso em R\$ 5 milhões, tendo em vista o maior volume de investimentos no 1T13 em relação ao 1T12.
- Incremento de 14,3% (-R\$ 59 milhões versus -R\$ 51 milhões) nas despesas com material e serviços de terceiros (-R\$ 8 milhões):
A referida alteração foi o efeito combinado de (i) ajustes nos valores dos contratos pelos seus índices de reajuste (inflação) e (ii) aumento no número das operações em campo em 10% (considerando cortes e atendimentos de emergência).
- Redução de 18,6% (-R\$ 29 milhões versus -R\$ 35 milhões) na rubrica depreciação e amortização (+R\$ 6 milhões):
O decréscimo observado deve-se à aplicação a partir do 2T12 da Resolução ANEEL nº 474/2009, que modificou a estimativa de vida útil dos ativos de distribuição, ocasionando redução das taxas de depreciação.
- Aumento de 29,2% (-R\$ 38 milhões versus -R\$ 29 milhões) na despesa operacional oriunda da aplicação do ICPC 01 – IFRIC 12 (-R\$ 9 milhões):
A ICPC 01 estabelece que o concessionário de energia elétrica deve registrar e mensurar a receita dos serviços que presta de acordo com os Pronunciamentos Técnicos CPC 17 – Contratos de Construção (serviços de construção ou melhoria) e CPC 30 – Receitas (serviços de operação – fornecimento de energia elétrica), mesmo quando regidos por um único contrato de concessão. A Companhia contabiliza receitas e custos relativos a serviços de construção ou melhoria da infraestrutura utilizada na prestação dos serviços de distribuição de energia elétrica. A margem de construção adotada é estabelecida como sendo igual à zero, considerando que: (i) a atividade fim da Companhia é a distribuição de energia elétrica; (ii) toda receita de construção está relacionada com a construção de infraestrutura para o alcance da sua atividade fim, ou seja, a distribuição de energia elétrica; e (iii) a Companhia terceiriza a construção da infraestrutura com partes não relacionadas. Mensalmente, a totalidade das adições efetuadas ao ativo intangível em curso é transferida para o resultado, como custo de construção, após dedução dos recursos provenientes do ingresso de obrigações especiais. O efeito na despesa operacional no 1T13 foi de -R\$ 38 milhões, (cuja contrapartida se encontra na receita operacional bruta, no mesmo valor, não gerando efeito algum no EBITDA e no Lucro Líquido da Companhia), um acréscimo de R\$ 9 milhões quando comparado com o 1T12 (de -R\$ 29 milhões).

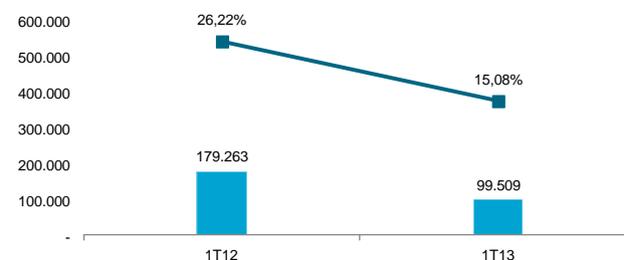
Excluindo-se o efeito do custo operacional - IFRIC 12, os custos e despesas gerenciáveis da Companhia, no 1T13, alcançaram o montante de -R\$ 138 milhões, o que representa uma redução de 4,5% em relação ao mesmo período do ano anterior, cujo montante foi de -R\$ 144 milhões (+R\$ 6 milhões).

EBITDA*

EBITDA (R\$ Mil) e Margem EBITDA (%)*
Evolução 1T12 - 1T13



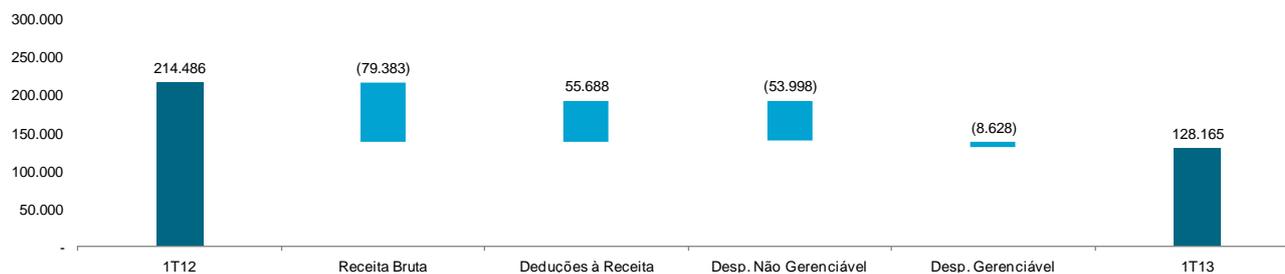
EBIT (R\$ Mil) e Margem EBIT (%)*
Evolução 1T12 - 1T13



* Valores não auditados pelos auditores independentes

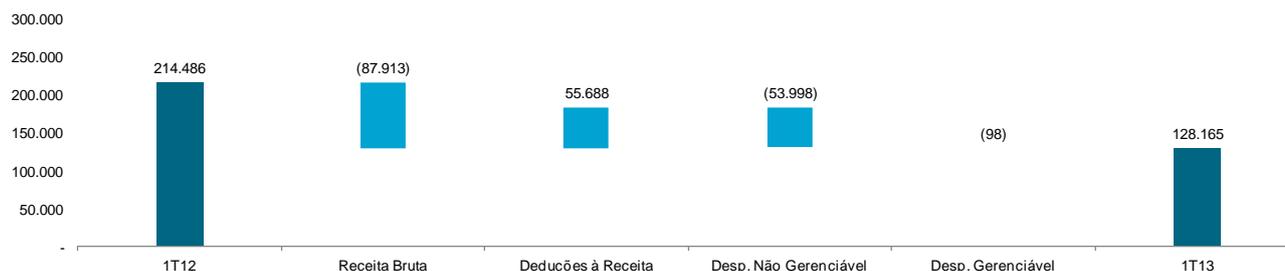
Análise da Evolução do EBITDA (R\$ Mil)*

Evolução 1T12 - 1T13



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

Evolução 1T12 - 1T13



Com base nas variações expostas acima, o EBITDA da Coelce no 1T13, atingiu o montante de R\$ 128 milhões*, o que representa uma redução de 40,2% em relação ao 1T12, cujo montante foi de R\$ 214 milhões* (-R\$ 86 milhões). A margem EBITDA da Companhia no 1T13 foi de 19,42%*, refletindo um decréscimo de 11,96 p.p. em relação ao 1T12, de 31,38%*.

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

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

	1T13	1T12	Var. %	4T12	Var. % (1)
Lucro Líquido do Período	62.642	120.119	-47,9%	138.084	-54,6%
(+) Tributo sobre o Lucro (Nota Explicativa nº 33)	17.062	40.635	-58,0%	74.713	-77,2%
(+) Resultado Financeiro (Nota Explicativa nº 32)	19.805	18.509	7,0%	(125.112)	-115,8%
(=) EBIT	99.509	179.263	-44,5%	87.685	13,5%
(+) Depreciações/Amortizações (Nota Explicativa nº 31)	28.656	35.223	-18,6%	29.171	-1,8%
(=) EBITDA	128.165	214.486	-40,2%	116.856	9,7%

(1) Variação entre 1T13 e 4T12

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

Resultado Financeiro

RESULTADO FINANCEIRO (R\$ MIL)

	1T13	1T12	Var. %	4T12	Var. % (1)
Receitas Financeiras					
Renda de Aplicações Financeiras	3.751	9.905	-62,1%	8.500	-55,9%
Acréscimo Moratório sobre Conta de Energia	10.537	10.417	1,2%	10.282	2,5%
Receita ativo indenizável	10.642	517	-	177.456	-94,0%
Outras	3.229	3.645	-11,4%	2.988	8,1%
Total - Receitas Financeiras	28.159	24.484	15,0%	199.226	-85,9%
Despesas financeiras					
Encargo de Dívidas	(16.998)	(21.583)	-21,2%	(18.078)	-6,0%
Variações Monetárias	(10.578)	(5.713)	85,2%	(8.578)	23,3%
IOF e IOC	(290)	(183)	58,5%	(88)	229,5%
Multas (ARCE, ANEEL e outras)	(8.630)	(2.139)	-	(24.529)	-64,8%
Outras	(11.468)	(13.375)	-14,3%	(22.841)	-49,8%
Total - Despesas Financeiras	(47.964)	(42.993)	11,6%	(74.114)	-35,3%
Total - Receitas e Despesas Financeiras	(19.805)	(18.509)	7,0%	125.112	-115,8%

(1) Variação entre 1T13 e 4T12

O resultado financeiro da Coelce, no 1T13, ficou em -R\$ 20 milhões, apresentando uma redução de 7,0% em relação ao mesmo trimestre do ano anterior de -R\$ 1 milhão (-R\$ 20 milhões versus -R\$ 19 milhões). Esta redução é o efeito líquido, principalmente, das seguintes variações:

Incremento de 15,0% (R\$ 28 milhões versus R\$ 24 milhões) nas receitas financeiras (+R\$ 4 milhões), principalmente, por:

- Redução de 62,1% (R\$ 4 milhões versus R\$ 10 milhões) em renda de aplicações financeiras (-R\$ 6 milhões):
A variação explica-se devido aos seguintes fatores: (i) o caixa médio apresentou uma redução de 40%, passando de R\$ 340 milhões em 1T12 para R\$ 205 milhões no 1T13. A redução ocorreu devido ao pagamento de dividendos em dezembro de 2012 no montante de R\$ 275 milhões; (ii) o CDI, índice que mede a rentabilidade das aplicações financeiras, reduziu no período, acompanhando o movimento da taxa básica de juros (SELIC). O CDI médio acumulado reduziu de 10,19% em 1T12 para 6,96% para o mesmo período de 2013.
- Incremento (+R\$ 11 milhões versus R\$ 517 mil) na receita do ativo indenizável (R\$ 10 milhões):
O incremento observado se deve, basicamente, ao registro contábil de um maior ativo e receita financeira, tendo em vista a mudança de metodologia de avaliação do ativo indenizável, após a promulgação da Lei 12.783 que tornou definitiva a Medida Provisória nº 579 de 11 de setembro de 2012. A nova metodologia passou a ter como base o Valor Novo de Reposição – VNR.

Incremento de 11,6% (-R\$ 48 milhões versus -R\$ 43 milhões) nas despesas financeiras (-R\$ 5 milhões), principalmente, por:

- Redução de 21,2% (-R\$ 17 milhões versus -R\$ 22 milhões) em encargos de dívida (+R\$ 5 milhões):
Esta variação se explica pela redução da dívida bruta da Companhia, em 13% entre os trimestres comparados, associada à queda do CDI. O CDI médio acumulado reduziu de 10,19% em 1T12 para 6,96% para o mesmo período de 2013.
- Aumento de 85,2% (-R\$ 11 milhões versus -R\$ 6 milhões) em variações monetárias (-R\$ 5 milhões):
O aumento da variação monetária se explica, basicamente, pelo incremento do IPCA entre os períodos.

Tributos (IR/CSLL) e Outros

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

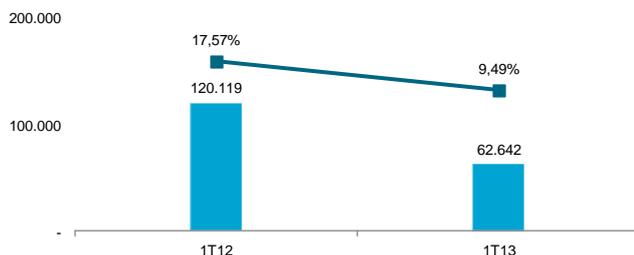
	1T13	1T12	Var. %	4T12	Var. % (1)
IR e CSLL	(25.169)	(56.765)	-55,7%	(68.493)	-63,3%
Incentivo Fiscal SUDENE	10.508	18.755	-44,0%	(3.595)	-
Amortização do Ágio e Reversão da Provisão	(2.401)	(2.625)	-8,5%	(2.625)	-8,5%
Total	(17.062)	(40.635)	-58,0%	(74.713)	-77,2%

(1) Variação entre 1T13 e 4T12

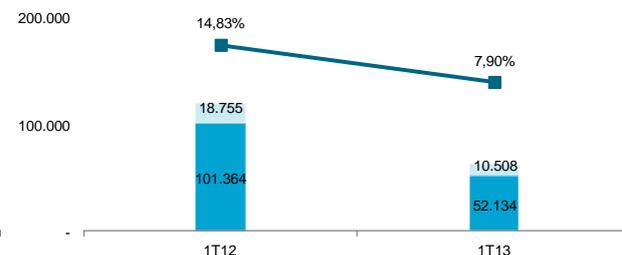
As despesas com Imposto de Renda (IR), Contribuição Social sobre o Lucro Líquido (CSLL) e Outros (Amortização do Ágio) no 1T13 registraram -R\$ 17 milhões, uma redução de 58,0% em relação ao mesmo período do ano anterior, de -R\$ 41 milhões (+R\$ 24 milhões). Essa redução é o efeito, basicamente, da redução no 1T13 na base de cálculo dos tributos.

Lucro Líquido

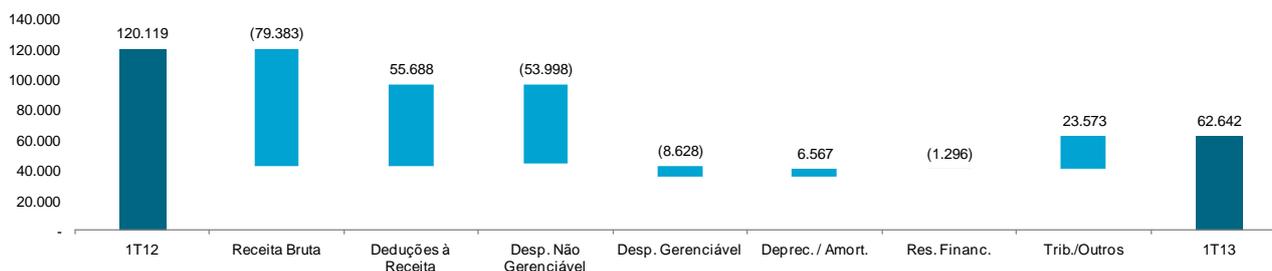
Lucro Líquido (R\$ Mil) e Margem Líquida (%)
Evolução 1T12 - 1T13



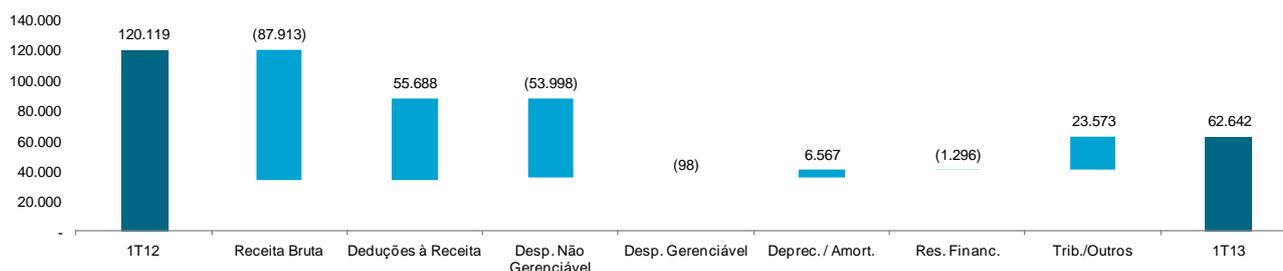
Lucro Líquido (R\$ Mil) e Margem Líquida (%)
Evolução 1T12 - 1T13



Análise da Evolução do Lucro Líquido (R\$ Mil)
Evolução 1T12 - 1T13



Análise da Evolução do Lucro Líquido (R\$ Mil), s/ variações de Receita e Custo de Construção (IFRIC 12)
Evolução 1T12 - 1T13



Com base nos efeitos expostos anteriormente, a Coelce registrou no 1T13 um lucro líquido de R\$ 63 milhões, valor 47,9% inferior ao registrado no 1T12, que foi de R\$ 120 milhões (-R\$ 57 milhões). Desta forma, a Margem Líquida no 1T13 alcançou 9,49%.

Endividamento

INDICADORES DE ENDEVIDAMENTO

	1T13	1T12	Var. %	4T12	Var. % (1)
Dívida bruta (R\$ mil)	961.756	1.108.735	-13,3%	971.918	-1,0%
(-) Dívida Previdenciária - Balançote (R\$ mil)	18.546	28.950	-35,9%	18.147	2,2%
(-) Caixa, Equivalentes e Aplicações Financ. (R\$ mil)	246.766	389.679	-36,7%	215.030	14,8%
Dívida líquida (R\$ mil)	696.444	690.106	0,9%	738.741	-5,7%
Dívida bruta / EBITDA(3)*	1,68	1,39	20,9%	1,48	13,5%
EBITDA(2) / Encargos de Dívida(2)*	7,71	10,39	-25,8%	8,36	-7,8%
Dívida bruta / (Dívida bruta + PL)	0,37	0,41	-9,8%	0,38	-2,6%
Dívida líquida / (Dívida líquida + PL)	0,30	0,30	-	0,32	-6,3%

(1) Variação entre 1T13 e 4T12

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

A dívida bruta da Coelce encerrou o 1T13 em R\$ 961 milhões, uma redução de 13,3% em relação ao 1T12, que foi de R\$ 1.108 milhões (-R\$ 147 milhões). Esta redução está basicamente associada às amortizações dos empréstimos da companhia com o BNDES e BEI, que totalizou R\$ 95 milhões.

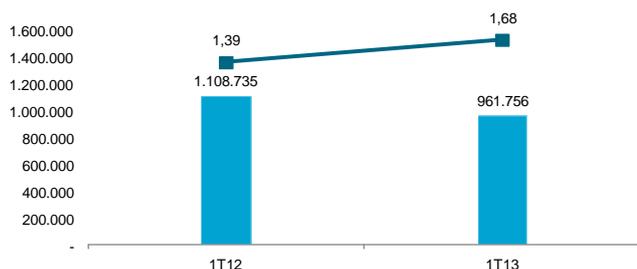
A Coelce encerrou o 1T13 com o custo da dívida médio em 10,98% a.a., ou CDI + 3,36% a.a.

Em dezembro de 2012, a agência classificadora de risco de crédito corporativo Standard & Poor's procedeu com o upgrade da perspectiva do rating corporativo da Companhia de estável para positiva, refletindo a solidez creditícia atual e futura da Coelce. Desta forma, o rating da Coelce passou de brAA+ com perspectiva estável para brAA+ com perspectiva positiva.

* Valores não auditados pelos auditores independentes

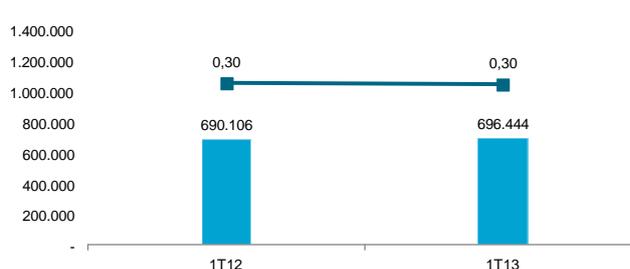
Dívida Bruta (R\$ Mil) e Dívida Bruta / EBITDA* (Vezez)

Evolução 1T12 - 1T13



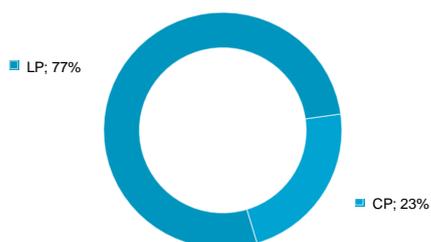
Dívida Líquida (R\$ Mil) e Alavancagem (Vezez)

Evolução 1T12 - 1T13



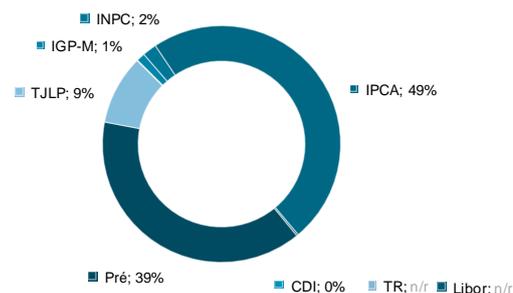
Abertura da Dívida Bruta - CP e LP

Posição Final em mar/13



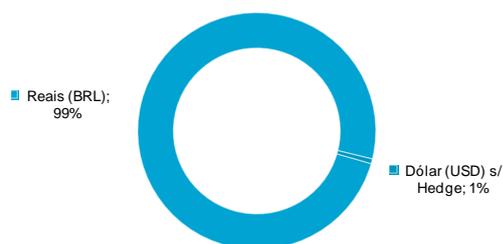
Abertura da Dívida Bruta - Indexadores

Posição Final em mar/13



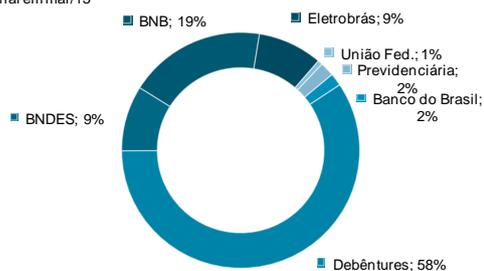
Abertura da Dívida Bruta - Moedas

Posição Final em mar/13



Abertura da Dívida Bruta - Credor

Posição Final em mar/13



Investimentos

INVESTIMENTOS (R\$ MIL)*

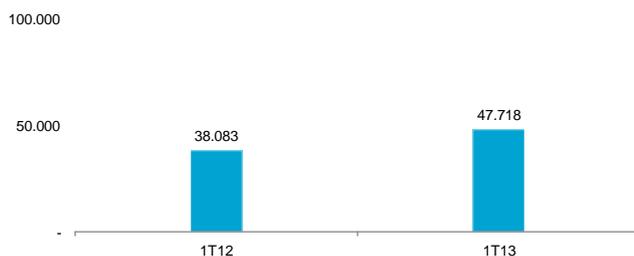
	1T13	1T12	Var. %	4T12	Var. % (1)
Investimentos por Demanda	30.767	34.405	-10,6%	39.975	-23,0%
Novas Conexões	28.532	26.524	7,6%	13.996	103,9%
Atendimento à Demanda	2.235	7.881	-71,6%	25.979	-91,4%
Qualidade do Sistema Elétrico	3.240	5.115	-36,7%	14.280	-77,3%
Programa Luz para Todos (PLPT)	4.491	4.423	1,5%	15.429	-70,9%
Combate às Perdas	7.467	5.141	45,2%	5.501	35,7%
Outros	12.296	7.016	75,3%	18.139	-32,2%
(-) Reversão de Provisão	(10.543)	(18.018)	-41,5%	-	-
Total Investido	47.718	38.083	25,3%	93.324	-48,9%
Aportes / Subsídios	(7.182)	(10.155)	-29,3%	(25.599)	-71,9%
Investimento Líquido	40.536	27.928	45,1%	67.725	-40,1%

(1) Variação entre 1T13 e 4T12

* Valores não auditados pelos auditores independentes

Investimentos Totais (R\$ Mil)*

Evolução 1T12 - 1T13



Portfólio de Investimentos (R\$ mil)

Dados de 1T13



Os investimentos realizados pela Coelce no 1T13 alcançaram R\$ 48 milhões*, um incremento de 25,3% (+R\$ 10 milhões) em relação ao mesmo período do ano anterior, cujo montante foi de R\$ 38 milhões*. O maior volume, no 1T13, foi direcionado aos investimentos para as Novas Conexões, que representou R\$ 29 milhões* de todo o valor investido no período mencionado.

Excluindo os aportes e subsídios realizados, os investimentos líquidos realizados pela Coelce atingiram R\$ 41 milhões* no 1T13, montante 45,1% superior ao realizado no 1T12, de R\$ 28 milhões* (+R\$ 13 milhões*).

Mercado de Capitais

COTAÇÃO DE FECHAMENTO (R\$/AÇÃO)*

	1T13	1T12	Var. %	4T12	Var. % (1)
Ordinárias - ON (COCE3)	49,80	38,18	30,4%	44,91	10,9%
Preferenciais A - PNA (COCE5)	50,00	39,86	25,4%	45,00	11,1%
Preferenciais B - PNB (COCE6)	35,00	35,00	-	35,00	-

(1) Variação entre 1T13 e 4T12

INDICADORES DE MERCADO*

	1T13	1T12	Var. %	4T12	Var. % (1)
Informações sobre Ação Preferencial A (COCE5)					
Cotação (R\$/ação)	50,00	39,86	25,4%	45,00	11,1%
Média Diária de Negócios	227	203	11,8%	234	-3,0%
Média Diária de Volume Financeiro (R\$)	3.284.939	1.946.425	68,8%	4.504.874	-27,1%
Valor de Mercado (R\$ milhões)	3.860	3.015	28,0%	3.484	10,8%
Enterprise Value (EV) (2) (R\$ milhões)	3.860	3.705	4,2%	4.223	-8,6%
EV/EBITDA (3)	6,84	4,65	47,1%	6,43	6,4%
Preço da Ação PNA / Lucro por Ação (3) (P/L)	11,26	6,38	76,5%	8,34	35,0%
Dividend Yield da Ação PNA (4)	7,09%	10,72%	-3,63 p.p	7,88%	-0,79 p.p
Valor de Mercado/Patrimônio Líquido	2,27	1,89	20,1%	2,23	1,8%

(1) Variação entre 1T13 e 4T12

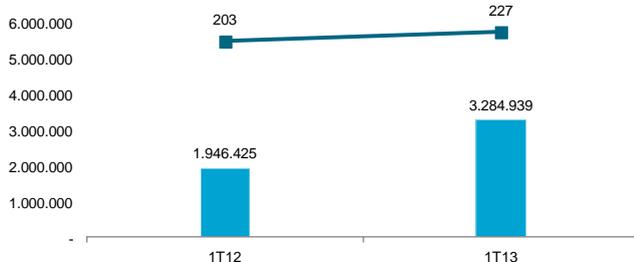
(2) EV = Valor de mercado + Dívida líquida

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

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

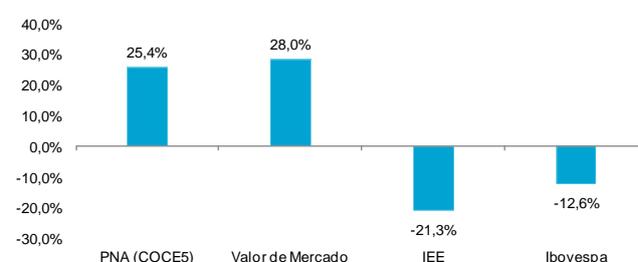
Média Diária de Negócios (Negócios) e Volume Médio Diário (R\$)*

Evolução 1T12 - 1T13



Indicadores de Mercado - Variação 12 meses (%)*

Dados até mar/12



Evolução diária COCE5, IEE e IBOVESPA - base 1

Dados de 12 meses - até mar/13



41,1% do Capital Social da Coelce estão em livre negociação na BM&FBovespa, e representam seu *free float*, enquanto os demais 58,9% estão nas mãos do grupo controlador.

A Coelce possui, atualmente, 3 papéis negociados na BM&FBovespa, sendo que o de maior liquidez é a ação preferencial A (COCE5), que no 1T13 teve uma média de 227 negócios diários (+11,8% vs. 1T12) e um volume financeiro diário médio de R\$ 3,3 milhões (+68,8% vs. 1T12). 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 25,4% nos 12 meses até março de 2013, enquanto o IEE e o Ibovespa apresentaram desvalorização de 21,3% e desvalorização de 13,4%, respectivamente. Ajustando-se as cotações pelos proventos deliberados, a valorização da ação preferencial classe A (COCE5) seria de 40,0%.

Em Assembleia Geral Ordinária – AGO, realizada em 29 de abril de 2013, foi deliberada a distribuição de R\$ 213.995.000,00 em dividendos, o que representa um **payout ratio de 55%** sobre o lucro líquido passível de distribuição (excluindo-se o benefício fiscal da SUDENE) e um dividendo de **R\$ 2,7486 por ação**. Com base na cotação média de fechamento do papel COCE5 no ano de 2013 (até 31 de março), de R\$ 43,26, esta deliberação representa um **dividend yield de 6,35%**, cujo pagamento será efetuado aos acionistas até o dia 31 de dezembro de 2013.

Em 2012, as ações preferenciais classe A da Coelce foram selecionadas para integrar, pelo 7º ano consecutivo, o ISE – Índice de Sustentabilidade Empresarial da BM&FBovespa, índice que congrega as empresas listadas com as melhores práticas em sustentabilidade empresarial do país.

* Valores não auditados pelos auditores independentes

Medida Provisória (MP) 579 e Lei 12.783

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

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

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

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

Decreto 7.945/13

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

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

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

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

Reajuste Tarifário Anual de 2013

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

DEMONSTRATIVO DE RESULTADO (R\$ MIL)

	1T13	1T12	Var. %	4T12	Var. % (1)
Receita Operacional Bruta	894.664	974.047	-8,1%	1.059.242	-15,5%
Fornecimento de Energia Elétrica	749.350	827.823	-9,5%	849.969	-11,8%
Subvenção Baixa Renda	51.683	55.668	-7,2%	55.498	-6,9%
Subvenção CDE - Desconto Tarifário	18.164	-	-	-	-
Suprimento de Energia Elétrica	1.891	16.124	-88,3%	54.423	-96,5%
Receita pela Disponibilidade da Rede Elétrica	24.827	34.440	-27,9%	28.795	-13,8%
Receita Operacional IFRIC-12	37.736	29.206	29,2%	60.454	-37,6%
Outras Receitas	11.013	10.786	2,1%	10.103	9,0%
Deduções da Receita	(234.758)	(290.446)	-19,2%	(292.752)	-19,8%
ICMS	(185.659)	(190.120)	-2,3%	(208.684)	-11,0%
COFINS	(29.063)	(41.081)	-29,3%	(36.431)	-20,2%
PIS	(6.310)	(8.825)	-28,5%	(7.883)	-20,0%
Quota Reserva Global de Reversão - RGR	-	(10.153)	-100,0%	(10.498)	-100,0%
Conta de Consumo de Combust. Fósseis - CCC	(5.012)	(27.471)	-81,8%	(15.035)	-66,7%
Programa de Eficiência Energética e P&D	(6.211)	(5.328)	16,6%	(6.565)	-5,4%
Encargo de Capacidade/Aquisição Emergencial/Outros	(2.503)	(7.468)	-66,5%	(7.656)	-67,3%
Receita Operacional Líquida	659.906	683.601	-3,5%	766.490	-13,9%
Custo do Serviço / Despesa Operacional	(560.397)	(504.338)	11,1%	(678.805)	-17,4%
Custos e despesas não gerenciáveis	(384.638)	(330.640)	16,3%	(456.194)	-15,7%
Energia Elétrica Comprada para Revenda	(371.427)	(292.072)	27,2%	(399.594)	-7,0%
Taxa de Fiscalização da ANEEL	(1.140)	(1.140)	-	(1.140)	-
Encargo do Uso da Rede Elétrica/Serviço do Sistema	(12.071)	(37.428)	-67,7%	(55.460)	-78,2%
Custos e despesas gerenciáveis	(175.759)	(173.698)	1,2%	(222.611)	-21,0%
Pessoal	(32.669)	(38.936)	-16,1%	(49.414)	-33,9%
Material e Serviços de Terceiros	(58.527)	(51.203)	14,3%	(58.651)	-0,2%
Depreciação e Amortização	(28.656)	(35.223)	-18,6%	(29.171)	-1,8%
Custos de Desativação de Bens	1.742	(880)	-298,0%	(13.564)	-112,8%
Prov. para Créditos de Liquidação Duvidosa	(4.156)	(8.305)	-50,0%	(4.188)	-0,8%
Provisões para Contingências	(5.003)	(3.621)	38,2%	(2.715)	84,3%
Despesa IFRIC-12 (Custo de Construção)	(37.736)	(29.206)	29,2%	(60.454)	-37,6%
Outras Despesas Operacionais	(10.754)	(6.324)	70,1%	(4.454)	141,4%
EBITDA (2)	128.165	214.486	-40,2%	116.856	9,7%
Margem EBITDA	19,42%	31,38%	-11,96 p.p	15,25%	4,17 p.p
Resultado do Serviço (EBIT)	99.509	179.263	-44,5%	87.685	13,5%
Resultado Financeiro	(19.805)	(18.509)	7,0%	125.112	-115,8%
Receita Financeira	28.159	24.484	15,0%	199.226	-85,9%
Renda de Aplicações Financeiras	3.751	9.905	-62,1%	8.500	-55,9%
Acréscimo Moratório sobre Conta de Energia	10.537	10.417	1,2%	10.282	2,5%
Receita ativo indenizável	10.642	517	-	177.456	-94,0%
Outras	3.229	3.645	-11,4%	2.988	8,1%
Despesas financeiras	(47.964)	(42.993)	11,6%	(74.114)	-35,3%
Encargo de Dívidas	(16.998)	(21.583)	-21,2%	(18.078)	-6,0%
Variações Monetárias	(10.578)	(5.713)	85,2%	(8.578)	23,3%
IOF e IOC	(290)	(183)	58,5%	(88)	229,5%
Multas (ARCE, ANEEL e outras)	(8.630)	(2.139)	-	(24.529)	-64,8%
Outras	(11.468)	(13.375)	-14,3%	(22.841)	-49,8%
Lucro Antes dos Tributos e Participações	79.704	160.754	-50,4%	212.797	-62,5%
Tributos e Outros	(17.062)	(40.635)	-58,0%	(74.713)	-77,2%
IR e CSLL	(25.169)	(56.765)	-55,7%	(68.493)	-63,3%
Incentivo Fiscal SUDENE	10.508	18.755	-44,0%	(3.595)	-
Amortização do Ágio e Reversão da Provisão	(2.401)	(2.625)	-8,5%	(2.625)	-8,5%
Lucro Líquido do Período	62.642	120.119	-47,9%	138.084	-54,6%
Margem Líquida	9,49%	17,57%	-8,08 p.p	18,02%	-8,53 p.p
Lucro por Ação (R\$/ação)	0,8046	1,5428	-47,8%	1,7736	-54,6%

(1) Variação entre 1T13 e 4T12