

Divulgação de Resultados

Earnings Release 3T15 e 9M15

29 de outubro de 2015

Teleconferência de Resultados (3T15 e 9M15):

- Data: Terça-Feira, 03 de novembro de 2015
- Horário: 10h00 (Brasília)
- Telefone de Conexão: +55 11 2188-0155
- Webcast: www.coelce.com.br/ri.html

Relações com Investidores

Teobaldo José Cavalcante Leal
Diretor Financeiro e de Relações com Investidores

Hugo Nascimento
Responsável por Relações com Investidores
55 21 2613-7773

Ana Cristina | 55 21 2613-7192

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

The logo for Coelce, featuring the word "coelce" in a bold, lowercase, orange sans-serif font, enclosed within a thin black rectangular border.

Fortaleza, 29 de outubro de 2015 – A Companhia Energética do Ceará - Coelce (Coelce) [BOV: COCE3 (ON); COCE5 (PNA); COCE6 (PNB)], distribuidora de energia elétrica que atende 184 municípios cearenses (8,9 milhões de habitantes), eleita em 2015 pela Associação Brasileira de Distribuidores de Energia Elétrica (ABRADEE) a melhor distribuidora de energia do Brasil (pela quinta vez), e a melhor distribuidora de energia do Nordeste (pela nona vez), divulga seus resultados do terceiro trimestre de 2015 (3T15) e dos nove primeiros meses de 2015 (9M15). As informações financeiras e operacionais a seguir, exceto quando indicado de outra forma, são apresentadas de acordo com a legislação brasileira aplicável e vigente.

COELCE REGISTRA EBITDA DE R\$ 147 MILHÕES NO 3T15

Margem EBITDA alcança 15,96%, uma redução de 4,16 p.p em relação ao 3T14.

DESTAQUES

A Coelce encerrou o 3T15 com um total de **3.721.471 consumidores**, **3,8%** superior ao mesmo período do ano anterior.

O **volume de energia vendida e transportada** pela Coelce atingiu o montante de **2.808 GWh*** no 3T15, uma redução de **1,2%** em relação ao volume registrado no 3T14.

Os indicadores de qualidade do fornecimento **DEC e FEC** encerraram o 3T15 em **11,51 horas*** e **6,13 vezes***, superando os indicadores verificados nos 3T14 (9,42 horas* e 4,71 vezes*, respectivamente). Apesar do aumento a companhia segue mantendo os indicadores em nível inferior aos exigidos pela Aneel (12,51 horas para o DEC e 9,38 vezes para o FEC).

Os indicadores de produtividade **MWh/Colaborador Próprio e Consumidor/colaboradores** atingiram, no 3T15, os valores de **2.370*** melhorando **1,7%** em relação ao 3T14 e **550*** reduzindo **4,0%** em relação ao mesmo período do ano anterior.

A **Receita Operacional Bruta** registrada no 3T15 foi de **R\$ 1.621 milhões***, um incremento de **50,6%** em relação ao 3T14.

O **EBITDA**, no 3T15, alcançou o montante de **R\$ 147 milhões***, inferior ao montante de **R\$ 153 milhões*** verificado no 3T14. A Margem EBITDA da Companhia encerrou o 3T15 em **15,96%***, percentual inferior em **4,16 p.p.** comparado ao 3T14.

No 3T15, o **Lucro Líquido** totalizou **R\$ 92 milhões**, refletindo uma Margem Líquida de **10,06%**.

Em setembro de 2015, a agência classificadora de risco de crédito corporativo Standard & Poor's reposicionou o rating da Coelce para brAA+ na Escala Nacional Brasil, com perspectiva negativa, em função do rebaixamento do risco soberano do Brasil.

DESTAQUES DO PERÍODO

	3T15	3T14	Var. %	2T15	Var. % (1)	9M15	9M14	Var. % (2)
Volume de Energia - Venda e Transporte (GWh)*	2.808	2.843	-1,2%	2.802	0,2%	8.451	8.285	2,0%
Receita Bruta (R\$ mil)	1.620.685	1.076.201	50,6%	1.653.292	-2,0%	4.706.345	3.109.421	51,4%
Receita Líquida (R\$ mil)	1.037.208	814.232	27,4%	997.149	4,0%	3.116.006	2.379.534	31,0%
EBITDA (3) (R\$ mil)*	146.534	153.162	-4,3%	171.151	-14,4%	534.209	319.895	67,0%
Margem EBITDA (%)*	14,13%	18,81%	-4,68 p.p	17,16%	-3,03 p.p	17,14%	13,44%	3,70 p.p
Margem EBITDA ex-Receita de Construção*	15,96%	20,12%	-4,16 p.p	19,16%	-3,20 p.p	18,72%	14,62%	4,10 p.p
EBIT (4) (R\$ mil)*	111.162	103.506	7,4%	138.888	-20,0%	428.243	201.453	>100,0%
Margem EBIT (%)*	10,72%	12,71%	-1,99 p.p	13,93%	-3,21 p.p	13,74%	8,47%	5,27 p.p
Lucro Líquido (R\$ mil)	92.351	(2.817)	>100,0%	89.375	3,3%	313.273	88.634	>100,0%
Margem Líquida	8,90%	-0,35%	9,25 p.p	8,96%	-0,06 p.p	10,05%	3,72%	6,33 p.p
Margem Líquida ex-Receita de Construção	10,06%	-0,37%	10,43 p.p	10,00%	0,06 p.p	10,98%	4,05%	6,93 p.p
CAPEX (R\$ mil)*	133.620	61.503	>100,0%	114.265	16,9%	295.681	194.355	52,1%
DEC (12 meses)*	11,51	9,42	22,2%	11,39	1,1%	11,51	9,42	22,2%
FEC (12 meses)*	6,13	4,71	30,1%	6,03	1,7%	6,13	4,71	30,1%
Índice de Arrecadação (12 meses)*	98,10%	98,68%	-0,58 p.p	98,15%	-0,05 p.p	98,10%	98,68%	-0,58 p.p
Perdas de Energia (12 meses)*	13,19%	12,69%	0,50 p.p	13,03%	0,16 p.p	13,19%	12,69%	0,50 p.p
Nº de Consumidores Totais*	3.721.471	3.585.994	3,8%	3.684.812	1,0%	3.721.471	3.585.994	3,8%
Nº de Colaboradores (Próprios)*	1.185	1.220	-2,9%	1.174	0,9%	1.185	1.220	-2,9%
MWh/Colaborador Próprio*	2.370	2.330	1,7%	2.387	-0,7%	7.172	6.839	4,9%
PMSO (5)/Consumidor*	40,07	26,56	50,9%	30,75	30,3%	106,27	88,47	20,5%
Consumidor/Colaboradores*	550	573	-4,0%	593	-7,3%	550	573	-4,0%

(1) Variação entre 3T15 e 2T15; (2) Variação entre 9M15 e 9M14

(3) EBITDA: EBIT + Depreciações e Amortizações, (4) EBIT: Resultado do Serviço e (5) PMSO: Pessoal, Material, Serviços e Outros

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 3,7 milhões de unidades consumidoras, e envolve uma população de cerca de 8,9 milhões de habitantes.

DADOS GERAIS*

	3T15	3T14	Var. %
Área de Concessão (km2)	148.921	148.921	-
Municípios (Qte.)	184	184	-
Habitantes (Qte.) (1)	8.889.807	8.827.499	0,7%
Consumidores (Unid.)	3.721.471	3.585.994	3,8%
Linhas de Distribuição (Km)	134.119	132.776	1,0%
Linhas de Transmissão (Km)	5.101	5.069	0,6%
Subestações (Unid.)	111	109	1,8%
Volume de Energia 12 meses (GWh)	11.396	11.127	2,4%
Posição no Nordeste em Volume de Energia	3ª	3ª	-
Marketshare no Brasil - Nº de Clientes (2)	4,75%	4,74%	0,01 p.p
Marketshare no Brasil - Volume de Energia (2)	2,41%	2,36%	0,05 p.p

(1) O número de Habitantes do Ceará está estimado

(2) O número de consumidores Brasil está estimado

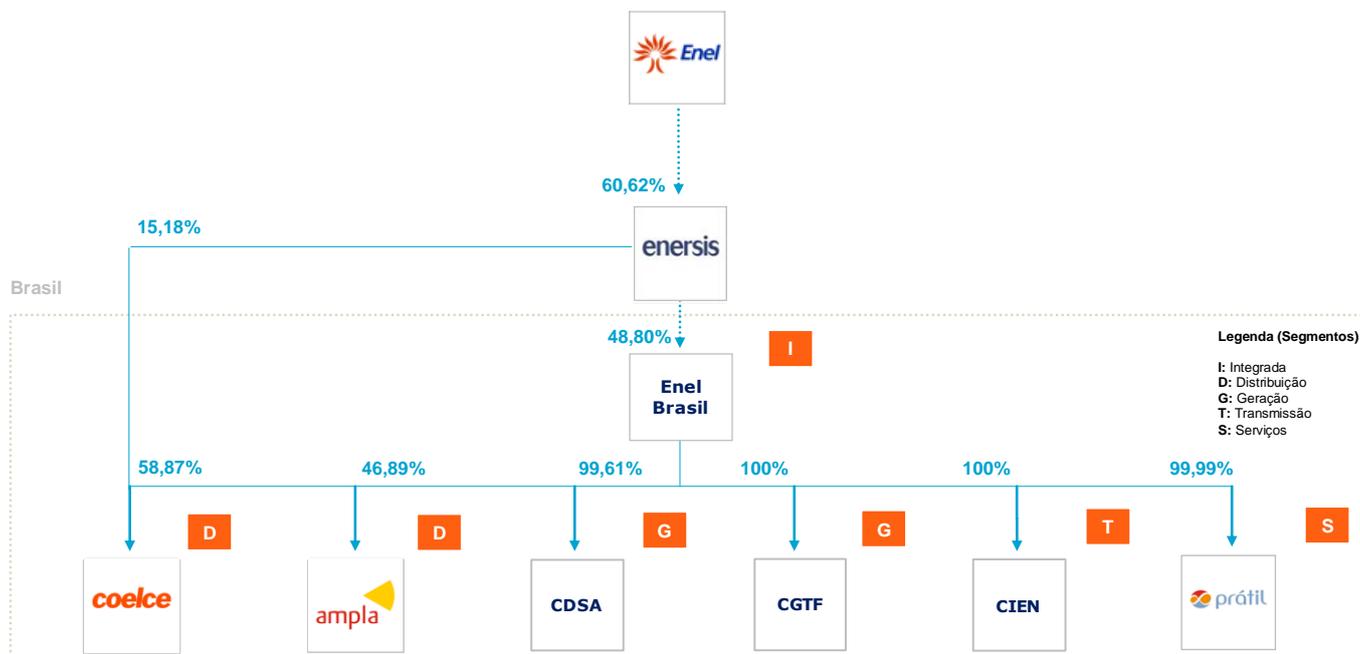


Estrutura de Controle e Organograma Societário Simplificado

Sociedade anônima de capital aberto, a Companhia é controlada pela Enel Brasil, que detém, diretamente, 58,9% do capital total e 91,7% do capital votante da Coelce, e também é controlada direta e indiretamente, pela Enersis (acionista majoritário da Enel Brasil), que detém, diretamente, 15,2% do capital total e 6,2% do capital votante da Coelce. O restante das ações pertence a pessoas físicas, investidores institucionais nacionais e estrangeiros, fundos de pensão, clubes e fundos de investimentos, bem como outras pessoas jurídicas, sendo negociado na BM&FBovespa.

ESTRUTURA DE CONTROLE (EM 30/09/2015)

	ON (1)	%	PNA	PNB	PN	%	TOTAL	%
Controladores	47.064.245	97,9%	10.588.006	424	10.588.430	35,5%	57.652.675	74,1%
Enel Brasil	44.061.433	91,7%	1.770.000	-	1.770.000	5,9%	45.831.433	58,9%
Enersis	3.002.812	6,2%	8.818.006	424	8.818.430	29,6%	11.821.242	15,2%
Não Controladores	1.003.692	2,1%	17.664.694	1.534.238	19.198.932	64,5%	20.202.624	25,9%
Eletrobras	-	-	3.967.756	1.531.141	5.498.897	18,5%	5.498.897	7,1%
Fundos de Pensão	919.403	1,9%	3.456.465	-	3.456.465	11,6%	4.375.868	5,6%
Fundos e Clubes de Investimentos	3.710	0,0%	6.171.330	-	6.171.330	20,7%	6.175.040	7,9%
Pessoas Físicas	46.037	0,1%	2.842.755	377	2.843.132	9,6%	2.889.169	3,7%
Outros	34.542	0,1%	1.226.388	2.720	1.229.108	4,1%	1.263.650	1,6%
Totais	48.067.937	100,0%	28.252.700	1.534.662	29.787.362	100,0%	77.855.299	100,0%



3 DESEMPENHO OPERACIONAL

Mercado de Energia

Crescimento de Mercado

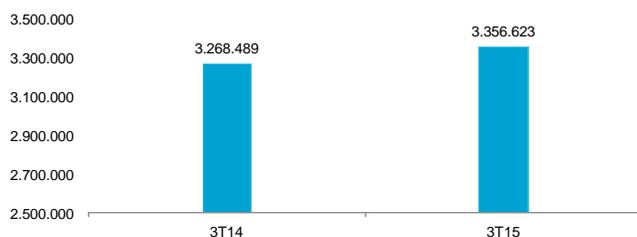
NÚMERO DE CONSUMIDORES (UNIDADES)*

	3T15	3T14	Var. %	2T15	Var. % (1)	9M15	9M14	Var. % (2)
Mercado Cativo	3.356.550	3.268.417	2,7%	3.340.135	0,5%	3.356.550	3.268.417	2,7%
Residencial - Convencional	1.835.067	1.344.598	36,5%	1.675.627	9,5%	1.835.067	1.344.598	36,5%
Residencial - Baixa Renda	761.919	1.223.322	-37,7%	927.725	-17,9%	761.919	1.223.322	-37,7%
Industrial	5.954	6.008	-0,9%	6.030	-1,3%	5.954	6.008	-0,9%
Comercial	176.580	175.754	0,5%	177.016	-0,2%	176.580	175.754	0,5%
Rural	530.696	473.748	12,0%	507.568	4,6%	530.696	473.748	12,0%
Setor Público	46.334	44.987	3,0%	46.169	0,4%	46.334	44.987	3,0%
Clientes Livres	71	70	1,4%	71	-	71	70	1,4%
Industrial	38	37	2,7%	38	-	38	37	2,7%
Comercial	33	33	-	33	-	33	33	-
Revenda	2	2	-	2	-	2	2	-
Subtotal - Consumidores Efetivos	3.356.623	3.268.489	2,7%	3.340.208	0,5%	3.356.623	3.268.489	2,7%
Consumo Próprio	402	380	5,8%	396	1,5%	402	380	5,8%
Consumidores Ativos sem Fornecimento	364.446	317.125	14,9%	344.208	5,9%	364.446	317.125	14,9%
Total - Número de Consumidores	3.721.471	3.585.994	3,8%	3.684.812	1,0%	3.721.471	3.585.994	3,8%

(1) Variação entre 3T15 e 2T15; (2) Variação entre 9M15 e 9M14

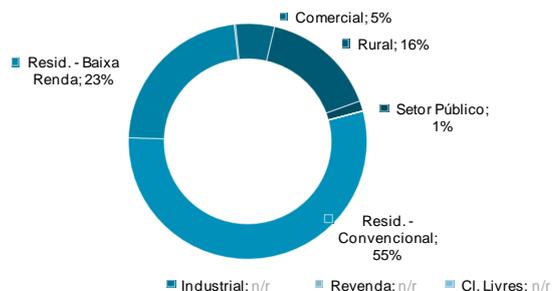
Número de Consumidores Efetivos (Unidades)*

Evolução 3T14 - 3T15



Número de Consumidores Efetivos (Unidades)*

Posição Final em set/15



A Coelce encerrou o 3T15 com um incremento de 3,8% em relação ao número de consumidores registrado ao final do 3T14, refletindo o crescimento vegetativo do seu mercado cativo. O acréscimo observado entre os períodos analisados está concentrado na classe residencial (convencional e baixa renda) e rural, com mais 86.014 novos consumidores*.

Nos últimos 12 meses, os investimentos para conexão de novos clientes à rede da Companhia totalizaram o montante de R\$ 160 milhões*.

Em termos de consumidores efetivos, a Companhia encerrou o 3T15 com um crescimento de 2,7% em relação ao 3T14.

Venda de Energia na Área de Concessão

VENDA E TRANSPORTE DE ENERGIA (GWH)*

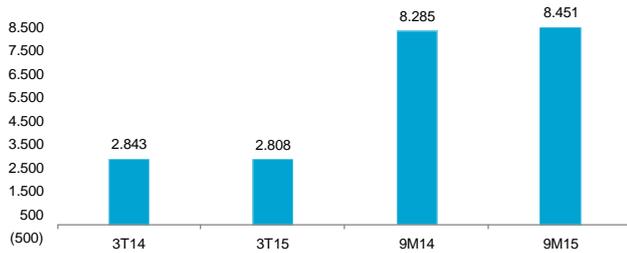
	3T15	3T14	Var. %	2T15	Var. % (1)	9M15	9M14	Var. % (2)
Mercado Cativo	2.486	2.505	-0,8%	2.492	-0,2%	7.505	7.323	2,5%
Clientes Livres	322	338	-4,7%	310	3,9%	946	962	-1,7%
Total - Venda e Transporte de Energia	2.808	2.843	-1,2%	2.802	0,2%	8.451	8.285	2,0%

(1) Variação entre 3T15 e 2T15; (2) Variação entre 9M15 e 9M14

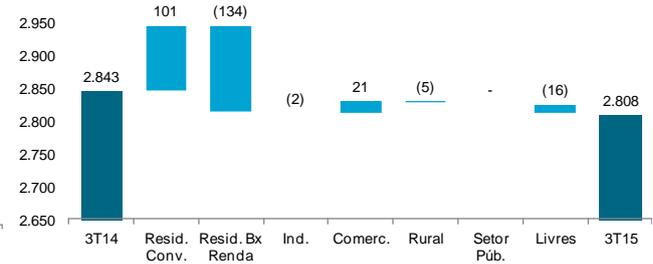
O volume total de venda e transporte de energia na área de concessão da Coelce no 3T15 teve uma redução de 1,2% (-35 GWh) em relação ao 3T14. Este decréscimo é o efeito combinado de (i) uma retração observada no mercado cativo da Companhia de 0,8% (-19 GWh), e (ii) um decréscimo do volume de energia transportada para os clientes livres no 3T15, que foi 4,7% (-16 GWh) superior ao registrado no 3T14. Essa energia (transportada) gera uma receita para a Coelce através da TUSD – Tarifa do Uso do Sistema de Distribuição.

* Valores não auditados pelos auditores independentes

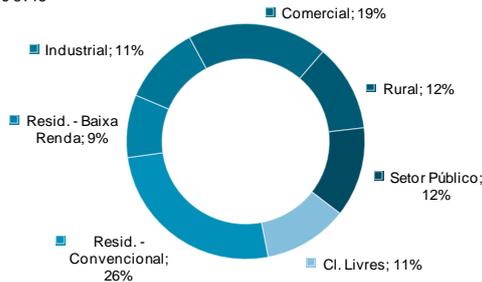
Venda e Transporte de Energia (GWh)*
Evolução 3T14 - 3T15 e 9M14 - 9M15



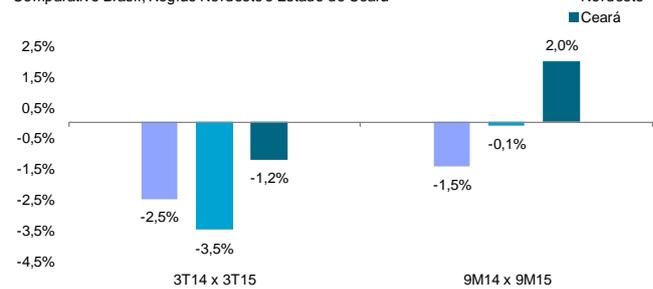
Evolução Anual do Consumo de Energia por Classe (GWh)*
Evolução 3T14 - 3T15



Venda e Transporte de Energia (GWh)*
Volume Total no 3T15



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



** Fonte EPE: Valores Brasil e Nordeste apurados até ago/15

Mercado Cativo

VENDA DE ENERGIA NO MERCADO CATIVO (GWH)*

	3T15	3T14	Var. %	2T15	Var. % (1)	9M15	9M14	Var. % (2)
Residencial - Convencional	726	625	16,2%	710	2,3%	2.138	1.860	14,9%
Residencial - Baixa Renda	242	376	-35,6%	293	-17,4%	863	1.119	-22,9%
Industrial	303	305	-0,7%	300	1,0%	890	872	2,1%
Comercial	534	513	4,1%	541	-1,3%	1.605	1.519	5,7%
Rural	335	340	-1,5%	299	12,0%	977	942	3,7%
Setor Público	346	346	-	349	-0,9%	1.032	1.011	2,1%
Total - Venda de Energia no Mercado Cativo	2.486	2.505	-0,8%	2.492	-0,2%	7.505	7.323	2,5%

(1) Variação entre 3T15 e 2T15; (2) Variação entre 9M15 e 9M14

A venda de energia no mercado cativo da Companhia teve uma retração de 0,8% no 3T15 quando comparado ao 3T14. Os principais fatores que ocasionaram essa retração no consumo foram (i) o decréscimo de 3,5% na venda de energia per capita no mercado cativo (conforme quadro abaixo), parcialmente compensado pelo (ii) crescimento vegetativo (+2,7%) do mercado cativo.

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

	3T15	3T14	Var. %	2T15	Var. % (1)	9M15	9M14	Var. % (2)
Residencial - Convencional	410	467	-12,2%	418	-1,9%	1.296	1.398	-7,3%
Residencial - Baixa Renda	291	307	-5,2%	303	-4,0%	911	914	-0,3%
Industrial	50.422	50.561	-0,3%	49.288	2,3%	146.644	143.883	1,9%
Comercial	3.023	2.924	3,4%	3.055	-1,0%	9.075	8.671	4,7%
Rural	647	724	-10,6%	595	8,7%	1.930	2.016	-4,3%
Setor Público	7.477	7.698	-2,9%	7.550	-1,0%	22.339	22.760	-1,8%
Total - Venda per Capita no Mercado Cativo	742	769	-3,5%	746	-0,5%	2.252	2.264	-0,5%

(1) Variação entre 3T15 e 2T15; (2) Variação entre 9M15 e 9M14

A venda de energia per capita no mercado cativo no 3T15 teve um decréscimo de 3,5% em relação à venda observada no 3T14. Quase todas as classes apresentaram retração de consumo per capita, em função, principalmente, da desaceleração da economia, inflação elevada, desemprego e salários reais em queda, associados aos incrementos significativos pelos quais as tarifas de energia sofreram desde janeiro de 2015. A única classe que apresentou incremento foi a classe comercial, em função, provavelmente, da atividade turística na área de concessão da Companhia, motivado ainda pela desvalorização do Real em frente a outras moedas.

* Valores não auditados pelos auditores independentes

Cientes Livres

TRANSPORTE DE ENERGIA PARA OS CLIENTES LIVRES (GWH)*

	3T15	3T14	Var. %	2T15	Var. % (1)	9M15	9M14	Var. % (2)
Industrial	296	312	-5,1%	283	4,6%	868	887	-2,1%
Comercial	26	26	-	27	-3,7%	78	75	4,0%
Total - venda Transporte de Energia para os Clientes	322	338	-4,7%	310	3,9%	946	962	-1,7%

(1) Variação entre 3T15 e 2T15; (2) Variação entre 9M15 e 9M14

O transporte de energia para os clientes livres na área de concessão da Companhia no 3T15 teve uma redução de 4,7% (-16 GWh) em relação ao 3T14, consequência da redução de 5,1% do transporte de energia para os clientes livres industriais (-16 GWh) se comparado ao 3T14. Essa redução refletiu um decréscimo de 6,1% no transporte de energia per capita para os clientes livres, parcialmente compensado pelo crescimento vegetativo de 1,4% da base de clientes livres entre os trimestres comparados.

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

	3T15	3T14	Var. %	2T15	Var. % (1)	9M15	9M14	Var. % (2)
Industrial	7.789	8.432	-7,6%	7.447	4,6%	22.709	24.027	-5,5%
Comercial	788	788	-	818	-3,7%	2.364	2.302	2,7%
Média - Transporte per capita p/ Clientes Livres*	4.535	4.829	-6,1%	4.366	3,9%	13.324	13.743	-3,0%

(1) Variação entre 3T15 e 2T15; (2) Variação entre 9M15 e 9M14

A redução no transporte de energia per capita aos clientes livres no 3T15 em relação ao 3T14 é atribuída, principalmente, a um padrão médio de consumo 86,1% inferior dos novos clientes livres, em comparação ao padrão de consumo dos clientes livres que já se encontravam no mercado livre da Companhia no 3T14, em conjunto, com a desaceleração econômica, que ocasionou a retração da atividade industrial.

Balanco Energético

BALANÇO DE ENERGIA*

	3T15	3T14	Var. %	2T15	Var. % (1)	9M15	9M14	Var. % (2)
Demanda máxima de energia (MW)	1.881	1.909	-1,5%	1.882	-0,1%	2.000	1.909	4,8%
Energia requerida (GWh)	3.241	3.266	-0,8%	3.200	1,3%	9.630	9.416	2,3%
Energia distribuída (GWh)	2.775	2.815	-1,4%	2.768	0,3%	8.356	8.229	1,5%
Residencial - Convencional	707	613	15,3%	692	2,2%	2.086	1.832	13,9%
Residencial - Baixa Renda	238	369	-35,5%	288	-17,4%	849	1.106	-23,2%
Industrial	303	304	-0,3%	300	1,0%	889	873	1,8%
Comercial	530	510	3,9%	537	-1,3%	1.594	1.513	5,4%
Rural	325	331	-1,8%	289	12,5%	948	919	3,2%
Setor Público	344	345	-0,3%	347	-0,9%	1.027	1.007	2,0%
Clientes Livres	322	338	-4,7%	310	3,9%	946	962	-1,7%
Revenda	3	2	50,0%	2	50,0%	7	7	-
Consumo Próprio	3	3	-	3	-	10	10	-
Perdas na Distribuição - Sistema Coelce (GWh)	466	451	3,3%	432	7,9%	1.274	1.187	7,3%
Perdas na Distribuição - Sistema Coelce (%)	14,38%	13,81%	0,57 p.p	13,50%	0,88 p.p	13,23%	12,61%	0,62 p.p

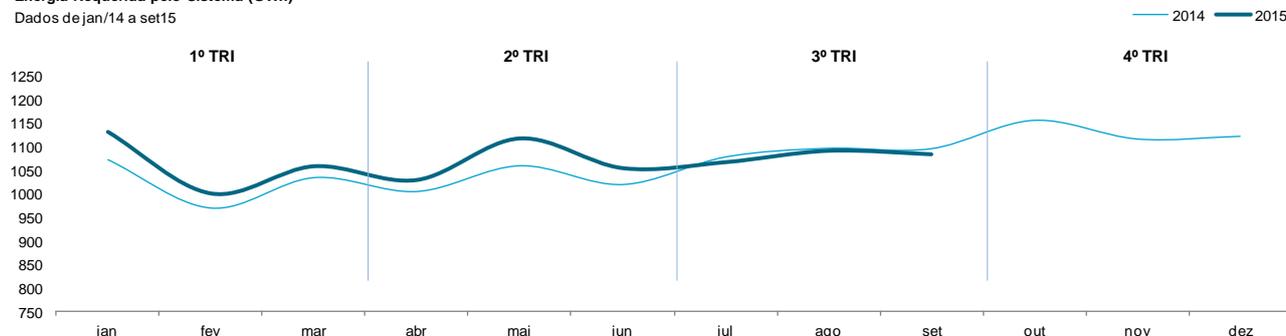
(1) Variação entre 3T15 e 2T15; (2) Variação entre 9M15 e 9M14

A energia total requerida pelo sistema da Coelce no 3T15 foi 0,8% inferior ao registrado no 3T14, enquanto a energia efetivamente distribuída pelo sistema teve uma redução de 1,4%. A diferença entre o recuo apresentado pela energia total requerida e pela energia efetivamente distribuída é o reflexo das perdas de distribuição entre os trimestres comparados.

Sazonalidade

Energia Requerida pelo Sistema (GWh)*

Dados de jan/14 a set15



* Valores não auditados pelos auditores independentes

Compra de Energia

COMPRA DE ENERGIA (GWH)*

	3T15	3T14	Var. %	2T15	Var. % (1)	9M15	9M14	Var. % (2)
Central Geradora Termelétrica Fortaleza - CGTF	678	678	-	671	1,0%	2.012	2.012	-
Centrais Elétricas - FURNAS	314	325	-3,4%	296	6,1%	904	964	-6,2%
Companhia Hidroelétrica do São Francisco - CHESF	408	403	1,2%	380	7,4%	1.166	1.175	-0,8%
Companhia Energética de São Paulo - CESP	168	91	84,6%	41	>100,0%	249	265	-6,0%
Petróleo Brasileiro S/A - Petrobrás	255	161	58,4%	217	17,5%	701	476	47,3%
Eletronorte	97	156	-37,8%	93	4,3%	283	433	-34,6%
COPEL	43	39	10,3%	36	19,4%	115	117	-1,7%
CEMIG	41	36	13,9%	29	41,4%	99	106	-6,6%
Tractebel Energia S.A	75	48	56,3%	71	5,6%	215	147	46,3%
Eletrobras Termonuclear S/A - Eletronuclear	97	97	-	96	1,0%	288	287	0,3%
PROINFA	59	60	-1,7%	61	-3,3%	177	167	6,0%
Outros	863	785	9,9%	881	-2,0%	2.619	2.014	30,0%
Total - Compra de Energia s/ CCEE	3.098	2.879	7,6%	2.872	7,9%	8.828	8.163	8,1%
Liquidação na CCEE	(143)	109	<-100,0%	70	<-100,0%	(11)	437	<-100,0%
Total - Compra de Energia	2.955	2.988	-1,1%	2.942	0,4%	8.817	8.600	2,5%
Energia Distribuída								
Wobben e Energyworks	4	18	-77,8%	9	-55,6%	22	36	-38,9%
Total - Compra de Energia c / Energia Distribuída	2.959	3.006	-1,6%	2.951	0,3%	8.839	8.636	2,4%

(1) Variação entre 3T15 e 2T15; (2) Variação entre 9M15 e 9M14

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 tiveram, no 3T15, um decréscimo de 1,6%, ocasionado pela redução do consumo no mercado cativo da Companhia.

Inputs e Outputs do Sistema

INPUTS E OUTPUTS DO SISTEMA (GWH)*

	3T15	3T14	Var. %	2T15	Var. % (1)	9M15	9M14	Var. % (2)
Totais - Inputs	2.955	2.988	-1,1%	2.942	0,4%	8.817	8.600	2,5%
Compra de Energia	2.955	2.988	-1,1%	2.942	0,4%	8.817	8.600	2,5%
Contratos	3.098	2.879	7,6%	2.872	7,9%	8.828	8.163	8,1%
CGTF	678	678	-	671	1,0%	2.012	2.012	-
FURNAS	314	325	-3,4%	296	6,1%	904	964	-6,2%
CHESF	408	403	1,2%	380	7,4%	1.166	1.175	-0,8%
CESP	168	91	84,6%	41	>100,0%	249	265	-6,0%
Petrobrás	255	161	58,4%	217	17,5%	701	476	47,3%
Eletronorte	97	156	-37,8%	93	4,3%	283	433	-34,6%
COPEL	43	39	10,3%	36	19,4%	115	117	-1,7%
CEMIG	41	36	13,9%	29	41,4%	99	106	-6,6%
Tractebel	75	48	56,3%	71	5,6%	215	147	46,3%
Eletronuclear	97	97	-	96	1,0%	288	287	0,3%
PROINFA	59	60	-1,7%	61	-3,3%	177	167	6,0%
Outros	863	785	9,9%	881	-2,0%	2.619	2.014	30,0%
Liquidação CCEE	(143)	109	<-100,0%	70	<-100,0%	(11)	437	<-100,0%
Totais - Outputs	2.955	2.988	-1,1%	2.942	0,4%	8.817	8.600	2,5%
Perdas na Transmissão + Energia Não Faturada	39	62	-37,1%	54	-27,8%	140	153	-8,5%
Energia Distribuída - Mercado Cativo	2.450	2.475	-1,0%	2.456	-0,2%	7.403	7.260	2,0%
Residencial - Convencional	707	613	15,3%	692	2,2%	2.086	1.832	13,9%
Residencial - Baixa Renda	238	369	-35,5%	288	-17,4%	849	1.106	-23,2%
Industrial	303	304	-0,3%	300	1,0%	889	873	1,8%
Comercial	530	510	3,9%	537	-1,3%	1.594	1.513	5,4%
Rural	325	331	-1,8%	289	12,5%	948	919	3,2%
Setor Público	344	345	-0,3%	347	-0,9%	1.027	1.007	2,0%
Consumo Próprio + Revenda	3	3	-	3	-	10	10	-
Perdas na Distribuição - Sistema Coelce	466	451	3,3%	432	7,9%	1.274	1.187	7,3%

(1) Variação entre 3T15 e 2T15; (2) Variação entre 9M15 e 9M14

* Valores não auditados pelos auditores independentes

Indicadores Operacionais

INDICADORES OPERACIONAIS E DE PRODUTIVIDADE*

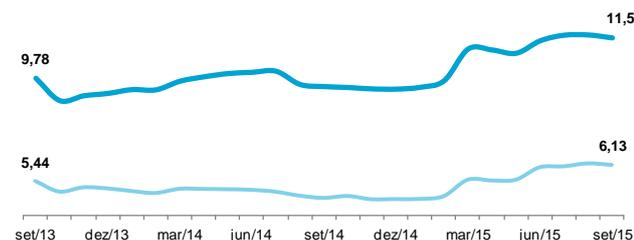
	3T15	3T14	Var. %	2T15	Var. % (1)	9M15	9M14	Var. % (2)
DEC 12 meses (horas)	11,51	9,42	22,2%	11,39	1,1%	11,51	9,42	22,2%
FEC 12 meses (vezes)	6,13	4,71	30,1%	6,03	1,7%	6,13	4,71	30,1%
Perdas de Energia 12 meses (%)	13,19%	12,69%	0,50 p.p	13,03%	0,16 p.p	13,19%	12,69%	0,50 p.p
Índice de Arrecadação 12 meses (%)	98,10%	98,68%	-0,58 p.p	98,15%	-0,05 p.p	98,10%	98,68%	-0,58 p.p
MWh/Colaborador Próprio	2.370	2.330	1,7%	2.387	-0,7%	7.172	6.839	4,9%
Consumidor/Colaboradores	550	573	-4,0%	593	-7,2%	550	573	-4,0%
PMSO (3)/Consumidor	40,07	26,56	50,9%	30,75	30,3%	106,27	88,47	20,1%

(1) Variação entre 3T15 e 2T15; (2) Variação entre 9M15 e 9M14

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

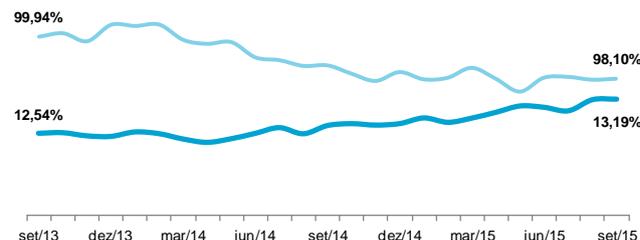
Evolução do DEC (Horas) e FEC (Vezes) TAM*

Dados de set/13 a set/15



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

Dados de set/13 a set/15



TAM – Valor acumulado nos últimos doze meses; DEC e FEC TAM são prévios

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). A Coelce encerrou o 3T15 com DEC de 11,51 horas*.
- 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). No 3T15, o FEC alcançou o patamar de 6,13 vezes*.

Ambos os indicadores sofreram impactos de eventos externos, principalmente ocasionados por Rede Básica ou Chesf.

A Coelce investiu R\$ 45 milhões* em qualidade do sistema nos últimos 12 meses, e segue mantendo os indicadores em nível inferior aos exigidos pela Aneel (12,51 horas para o DEC e 9,38 vezes para o FEC)..

Disciplina de Mercado

As perdas de energia e o índice de arrecadação TAM – Taxa Anual Móvel (medição acumulada em 12 meses) tiveram incremento de 0,50 p.p. e redução 0,58 p.p., respectivamente, em relação ao registrado no 3T14. Nos últimos 12 meses, foram investidos R\$ 33 milhões* no combate às perdas.

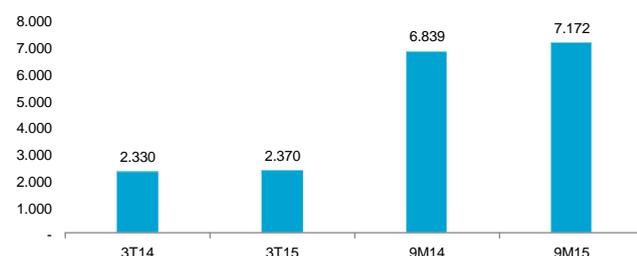
Produtividade

Os indicadores MWh/Colaborador Próprio e Consumidor/Colaboradores refletem a produtividade da Companhia. A Coelce encerrou o 3T15 com o indicador de MWh/Colaborador Próprio 1,7% superior em relação ao 3T14. O índice Consumidor/Colaborador apresentou uma decréscimo de 4,0% no 3T15 em relação ao 3T14.

O indicador PMSO/Consumidor, que busca avaliar a eficiência de custos pela base comercial da Companhia, alcançou o valor de R\$ 40,07/Consumidor no 3T15.

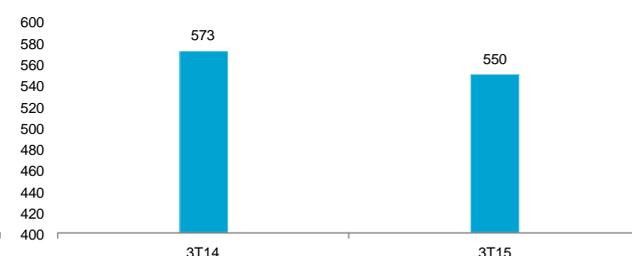
Indicador de Produtividade - MWh/Colaborador Próprio*

Evolução 3T14 - 3T15 e 9M14 - 9M15



Indicador de Produtividade - Consumidor/Colaborador*

Evolução 3T14 - 3T15



* Valores não auditados pelos auditores independentes

4 DESEMPENHO ECONÔMICO - FINANCEIRO

Resultado

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

	3T15	3T14	Var. %	2T15	Var. % (1)	9M15	9M14	Var. % (2)
Receita Operacional Bruta	1.620.685	1.076.201	50,6%	1.653.292	-2,0%	4.706.345	3.109.421	51,4%
Deduções à Receita Operacional	(583.477)	(261.969)	>100,0%	(656.143)	-11,1%	(1.590.338)	(729.887)	>100,0%
Receita Operacional Líquida	1.037.208	814.232	27,4%	997.149	4,0%	3.116.006	2.379.534	31,0%
Custos do Serviço e Despesas Operacionais	(926.046)	(710.726)	30,3%	(858.261)	7,9%	(2.687.763)	(2.178.081)	23,4%
EBITDA(3)*	146.534	153.162	-4,3%	171.151	-14,4%	534.209	319.895	67,0%
Margem EBITDA*	14,13%	18,81%	-4,68 p.p	17,16%	-3,03 p.p	17,14%	13,44%	3,70 p.p
Margem EBITDA ex- Receita de Construção*	15,96%	20,12%	-4,16 p.p	19,16%	-3,20 p.p	18,72%	14,62%	4,10 p.p
EBIT(4)*	111.162	103.506	7,4%	138.888	-20,0%	428.243	201.453	>100,0%
Margem EBIT*	10,72%	12,71%	-1,99 p.p	13,93%	-3,21 p.p	13,74%	8,47%	5,27 p.p
Resultado Financeiro	4.131	(131.913)	<-100,0%	(28.756)	<-100,0%	(41.932)	(197.952)	-78,8%
Imposto de Renda, Contribuição Social e Outros	(22.942)	25.590	<-100,0%	(20.757)	10,5%	(73.038)	85.133	<-100,0%
Lucro Líquido	92.351	(2.817)	<-100,0%	89.375	3,3%	313.273	88.634	>100,0%
Margem Líquida	8,90%	-0,35%	9,25 p.p	8,96%	-0,06 p.p	10,05%	3,72%	6,33 p.p
Margem Líquida ex- Receita de Construção	10,06%	-0,37%	10,43 p.p	10,00%	0,06 p.p	10,98%	4,05%	6,93 p.p
Lucro por Ação (R\$/ação)	1,19	(0,04)	<-100,0%	1,15	3,3%	4,02	1,14	>100,0%

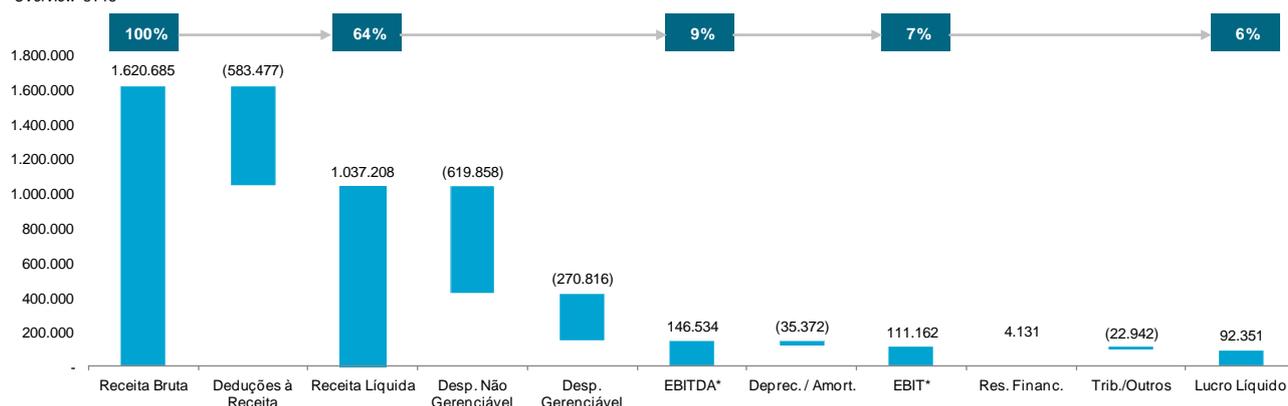
(1) Variação entre 3T15 e 2T15; (2) Variação entre 9M15 e 9M14

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

Overview

Principais Contas do Resultado (R\$ Mil)

Overview 3T15



Receita Operacional Bruta

RECEITA OPERACIONAL BRUTA (R\$ MIL)

	3T15	3T14	Var. %	2T15	Var. % (1)	9M15	9M14	Var. % (2)
Fornecimento de Energia Elétrica	1.247.748	897.159	39,1%	1.223.488	2,0%	3.475.904	2.543.036	36,7%
Subsídio Baixa Renda	59.355	59.310	0,1%	34.714	71,0%	146.091	156.818	-6,8%
Subvenção CDE - Desconto Tarifário	35.447	33.666	5,3%	72.577	-51,2%	167.827	122.336	37,2%
Fornecimento de Energia Elétrica - Mercado Cativo	1.342.550	990.135	35,6%	1.330.779	0,9%	3.789.822	2.822.190	34,3%
Valores a receber da parcela A e outros itens financeiros	111.022	-	-	177.731	-37,5%	539.116	-	-
Receita pela Disponibilidade da Rede Elétrica	28.458	19.210	48,1%	26.977	5,5%	74.453	56.303	32,2%
Receita Operacional IFRIC- 12	119.191	52.986	>100,0%	103.772	14,9%	261.851	190.993	37,1%
Outras Receitas	19.464	13.870	40,3%	14.033	38,7%	41.103	39.935	2,9%
Total - Receita Operacional Bruta	1.620.685	1.076.201	50,6%	1.653.292	-2,0%	4.706.345	3.109.421	51,4%

(1) Variação entre 3T15 e 2T15; (2) Variação entre 9M15 e 9M14

A receita operacional bruta da Coelce apresentou um incremento de 50,6% no 3T15 em relação ao 3T14 (+R\$ 545 milhões). Esse incremento é resultado dos seguintes principais efeitos:

- Incremento de 35,6% (R\$ 1.343 milhões versus R\$ 990 milhões) na receita pelo fornecimento de energia elétrica – mercado cativo (+R\$ 353 milhões): *Este incremento está associado aos seguintes fatores:*
 - Efeito do Revisão Tarifária Extraordinária de 2015, aplicado a partir de 01 de março de 2015, que incrementou as tarifas da Coelce em 10,3% em média;
 - Efeito do Reajuste Tarifário Anual de 2015, aplicado a partir de 22 de abril de 2014, que incrementou as tarifas da Coelce em 11,69% em média;
 - Entrada em vigor do Sistema de Bandeiras Tarifárias, que durante todo o 3T15 manteve a bandeira vermelha, devido ao custo marginal de operação (CMO), incluindo aquelas em função de segurança energética, ter sido superior a R\$ 388,48 MWh. O impacto médio das bandeiras tarifárias sobre as tarifas no 3T15 foi de aproximadamente 9%.

* Valores não auditados pelos auditores independentes

- (iv) Descadastramento de aproximadamente 38,0% (em média) dos consumidores Baixa Renda de janeiro de 2015 até setembro de 2015, reflexo do não atendimento à certas exigências por parte destes consumidores e seu consequente desenquadramento (em termos contábeis, isso significa que houve uma "reclassificação" da rubrica Subsídio Baixa Renda para Fornecimento de Energia Elétrica).
- (v) Redução de 0,8% no volume de energia vendida para o mercado cativo da Companhia (2.486 GWh no 3T15 versus 2.505 GWh no 3T14);

- Incremento de R\$ 111 milhões na rubrica de Valores a Receber da Parcela A e outros itens financeiros, como resultado da adoção do regime de competência na contabilização dos ativos e passivos regulatórios constituídos nos seus resultados e balanços societários (IFRS), após assinatura de termo aditivo ao contrato de concessão (processo nº 48500.0005603/2014-05, publicado no Diário Oficial da União no dia 22 de dezembro de 2014).

Tendo em vista que a Revisão Tarifária Periódica da Coelce, aplicada a partir de 22 de abril de 2015, não refletia integralmente a metodologia final definida para o 4º ciclo de Revisões Tarifárias Periódicas (2015 – 2019), já que nesta data a metodologia ainda não se encontrava completamente concluída e homologada pelo órgão regulador (ANEEL), a Coelce passou a constituir um ativo regulatório, a partir de maio de 2015, relativo a melhor estimativa da Companhia referente aos valores a receber, a partir de 22 de abril de 2016, em função da aplicação retroativa dos efeitos da metodologia final do 4º ciclo de Revisões Tarifárias Periódicas. De maio de 2015 até setembro de 2015, o montante total constituído foi de R\$ 40 milhões (aproximadamente R\$ 8 milhões por mês). Este valor transita no resultado da Companhia na rubrica de a Receber da Parcela A e outros itens financeiros.

Excluindo-se o efeito da receita de construção, a receita operacional bruta da Companhia, no 3T15, alcançou o montante de R\$ 1.501 milhões, o que representa um incremento de 46,7% em relação ao mesmo período do ano anterior, cujo montante foi de R\$ 1.023 milhões (+R\$ 478 milhões).

Deduções da Receita

DEDUÇÕES DA RECEITA (R\$ MIL)

	3T15	3T14	Var. %	2T15	Var. % (1)	9M15	9M14	Var. % (2)
ICMS	(322.543)	(214.556)	50,3%	(322.019)	0,2%	(894.646)	(600.490)	49,0%
COFINS	(119.752)	(29.760)	>100,0%	(175.081)	-31,6%	(356.210)	(78.156)	>100,0%
PIS	(25.999)	(6.461)	>100,0%	(37.777)	-31,2%	(77.335)	(16.968)	>100,0%
Total - Tributos	(468.294)	(250.777)	86,7%	(534.877)	-12,4%	(1.328.191)	(695.614)	90,9%
Programa de Eficiência Energética e P&D	(7.528)	(8.262)	-8,9%	(8.356)	-9,9%	(24.675)	(23.215)	6,3%
Outros impostos e contribuições a receita	(107.655)	(2.930)	>100,0%	(112.910)	-4,7%	(237.472)	(11.058)	>100,0%
Total - Encargos Setoriais	(115.183)	(11.192)	>100,0%	(121.266)	-5,0%	(262.147)	(34.273)	>100,0%
Total - Deduções da Receita	(583.477)	(261.969)	>100,0%	(656.143)	-11,1%	(1.590.338)	(729.887)	>100,0%

(1) Variação entre 3T15 e 2T15; (2) Variação entre 9M15 e 9M14

As deduções da receita tiveram um incremento de R\$ 321 milhões em relação ao mesmo trimestre do ano anterior. Esse incremento se deve, principalmente, às seguintes variações:

- Incremento de R\$ 217 milhões (-R\$ 468 milhões versus -R\$ 251 milhões) nos tributos: Esta variação é resultado, principalmente, do aumento da base de cálculo para estes tributos, em função do incremento observado na receita bruta da Companhia entre os períodos analisados. Além disso para as linhas de PIS e COFINS além do incremento da receita bruta da Companhia, houve o reconhecimento no resultado societário (IFRS) dos valores a receber da parcela A e outros itens financeiros, a partir de dezembro de 2014, por força de aditivo ao contrato de concessão, e que passaram a entrar para a base de cálculo, além da publicação da Lei 12.973/14, que a partir de 2015 mudou o regime de competência destas rubricas e passaram a ser tributados por competência e não mais por regime de caixa.
- Acréscimo de R\$ 104 milhões (-R\$ 115 milhões versus -R\$ 11 milhões) nos encargos setoriais: O incremento se deve, principalmente, à elevação substancial da cota para a Conta de Desenvolvimento Energético – CDE, em função do término dos aportes do Tesouro Nacional para o fundo e a necessidade de cobertura deste déficit.

Custos e Despesas Operacionais

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

	3T15	3T14	Var. %	2T15	Var. % (1)	9M15	9M14	Var. % (2)
Custos e despesas não gerenciáveis								
Energia Elétrica Comprada para Revenda	(558.956)	(461.971)	21,0%	(565.404)	-1,1%	(1.767.738)	(1.455.018)	21,5%
Encargo do Uso da Rede Elétrica	(18.547)	(28.844)	-35,7%	(21.391)	-13,3%	(69.232)	(64.287)	7,7%
Encargo de Serviço do Sistema	(42.355)	(18.894)	>100,0%	(18.742)	>100,0%	(77.078)	(30.989)	>100,0%
Total - Não gerenciáveis	(619.858)	(509.709)	21,6%	(605.537)	2,4%	(1.914.048)	(1.550.294)	23,5%
Custos e despesas gerenciáveis								
Pessoal	(40.683)	(24.322)	67,3%	(34.031)	19,5%	(120.364)	(95.031)	26,7%
Material e Serviços de Terceiros	(71.634)	(62.359)	14,9%	(61.199)	17,1%	(198.917)	(186.710)	6,5%
Depreciação e Amortização	(35.372)	(49.656)	-28,8%	(32.263)	9,6%	(105.966)	(118.442)	-10,5%
Custo de Desativação de Bens	(2.493)	(3.135)	-20,5%	(3.388)	-26,4%	(10.431)	(1.097)	>100,0%
Prov. para Créditos de Liquidação Duvidosa	(9.435)	(4.314)	>100,0%	(9.544)	-1,1%	(25.522)	(3.186)	>100,0%
Provisões para Contingências	(13.135)	(4.294)	>100,0%	1.175	<-100,0%	(17.362)	(9.242)	87,9%
Despesa IFRIC- 12 (Custo de Construção)	(119.191)	(52.986)	>100,0%	(103.772)	14,9%	(261.851)	(190.993)	37,1%
Outras Despesas Operacionais	(14.245)	49	<-100,0%	(9.702)	46,8%	(33.302)	(23.086)	44,3%
Total - Gerenciáveis	(306.188)	(201.017)	52,3%	(252.724)	21,2%	(773.715)	(627.787)	23,2%
Total - Custos do Serviço e Despesa Operacional	(926.046)	(710.726)	30,3%	(858.261)	7,9%	(2.687.763)	(2.178.081)	23,4%

(1) Variação entre 3T15 e 2T15; (2) Variação entre 9M15 e 9M14

Os custos e despesas operacionais no 3T15 tiveram um incremento de 30,3% em relação ao 3T14 (R\$ 215 milhões). Este aumento ocorreu, principalmente, pelas seguintes variações:

Incremento de 21,6% nos custos e despesas não gerenciáveis (-R\$ 110 milhões), principalmente, por:

* Valores não auditados pelos auditores independentes

- Aumento de 21,0% na linha de energia elétrica comprada para revenda (-R\$ 97 milhões):

O aumento acima mencionado se deve aos seguintes fatores:

- Incremento de 7,6% no volume de energia comprada (CCEARs e Bilaterais) entre o 3T15 e o 3T14;
 - Reajustes de preço dos contratos de compra de energia vigentes, ocorridos entre os períodos (principalmente pelo índice de inflação IPCA, indicador que reajusta os CCEARs);
 - Maior tarifa média (mix) de compra de energia, devido à entrada de novos contratos (especialmente de térmicas), que possuem uma tarifa mais elevada, já incluindo aqueles que oriundos do leilão A-1 de 2014, vigentes a partir de janeiro de 2015, e leilão de ajuste, vigentes a partir de fevereiro de 2015;
 - Contabilização/reconhecimento das medidas do Governo Federal de auxílio às distribuidoras de energia em 2014, mediante os Decretos 8.203/14 e 8.221/14.
- Incremento na rubrica de encargo de serviço do sistema (-R\$ 23 milhões): Com a redução do preço teto do PLD a partir de janeiro de 2015, uma maior quantidade de térmicas foram despachadas fora da ordem de mérito, refletindo em uma maior incidência do ESS.

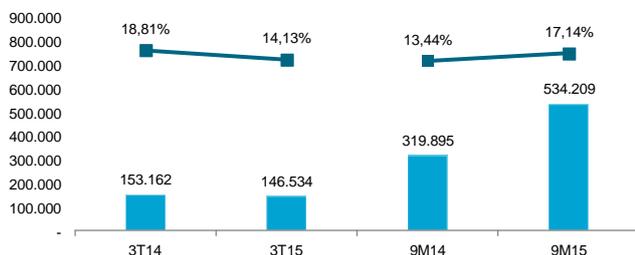
Incremento de 52,3% nos custos e despesas gerenciáveis (-R\$ 105 milhões), excluindo-se o efeito do custo de construção, os custos e despesas gerenciáveis da Companhia, no 3T15, alcançaram o montante de -R\$ 187 milhões, o que representa um incremento de 26,4% em relação ao mesmo período do ano anterior, cujo montante foi de -R\$ 148 milhões (-R\$ 39 milhões), explicado por:

- Aumento de 67,3% (-R\$ 41 milhões versus -R\$ 24 milhões) nas despesas com pessoal (-R\$ 17 milhões): Essa variação se deve, principalmente, a decisão favorável no Mandado de Segurança que concedeu à Coelce em 2014 o direito de não mais pagar a contribuição previdenciária de 15% sobre os serviços contratados por meio de cooperativas de trabalho, assim como recuperar os valores através de compensação financeira a partir de outubro de 2014. Esta decisão favorável gerou um impacto positivo de R\$ 11,7 milhões na rubrica de pessoal do 3T14. Além disso, no 3T15, houve uma maior ativação dos custos de pessoal, em função de maiores investimentos, bem como o efeito do dissídio coletivo aplicativo em outubro de 2014 (reajuste de 6,87%).
- Aumento de 14,9% (-R\$ 72 milhões versus -R\$ 62 milhões) na rubrica de materiais e serviços de terceiros, basicamente, em função de (i) correção dos preços contratuais em função da inflação registrada no período; (ii) maiores operações em campo, especialmente aquelas vinculadas a atendimentos de emergência e manutenção de redes (alta, média e baixa tensão).
- Incremento de -R\$ 5 milhões na rubrica de provisão para créditos de liquidação duvidosa (-R\$ 9 milhões versus -R\$ 4 milhões): Este incremento se deve, principalmente, ao aumento da inadimplência entre os trimestres comparadas em função dos seguintes efeitos:
 - Efeito do Revisão Tarifária Extraordinária de 2015, aplicado a partir de 01 de março de 2015, que incrementou as tarifas da Coelce em 10,3% em média;
 - Efeito do Reajuste Tarifário Anual de 2015, aplicado a partir de 22 de abril de 2014, que incrementou as tarifas da Coelce em 11,69% em média;
 - Entrada em vigor do Sistema de Bandeiras Tarifárias, que durante todo o 3T15 manteve a bandeira vermelha, devido ao custo marginal de operação (CMO), incluindo aquelas em função de segurança energética, ter sido superior a R\$ 388,48 MWh. O impacto médio das bandeiras tarifárias sobre as tarifas no 3T15 foi de aproximadamente 9%;
 - Descadastramento de aproximadamente 38,0% (em média) dos consumidores Baixa Renda de janeiro de 2015 até setembro de 2015, reflexo do não atendimento à certas exigências por parte destes consumidores e seu consequente desenquadramento, fazendo com que estes clientes perdessem o benefício da Tarifa Social;
 - Impacto do aumento da inflação real e do cenário de desaceleração econômica sobre as finanças dos clientes.

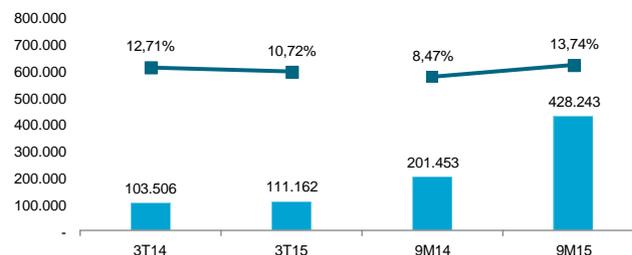
Incremento de -R\$ 9 milhões (-R\$ 13 milhões versus -R\$ 4 milhões) na rubrica de Provisão para Contingências: A variação observada refere-se, basicamente, à provisão de R\$ 5 milhões em setembro de 2015, relativo a processo de natureza cível.

EBITDA

EBITDA (R\$ Mil) e Margem EBITDA (%)*
Evolução 3T14 - 3T15 e 9M14 - 9M15



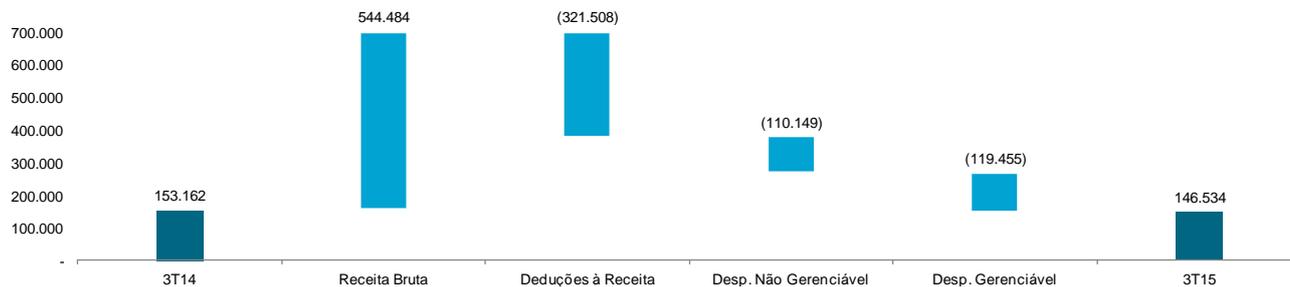
EBIT (R\$ Mil) e Margem EBIT (%)*
Evolução 3T14 - 3T15 e 9M14 - 9M15



* Valores não auditados pelos auditores independentes

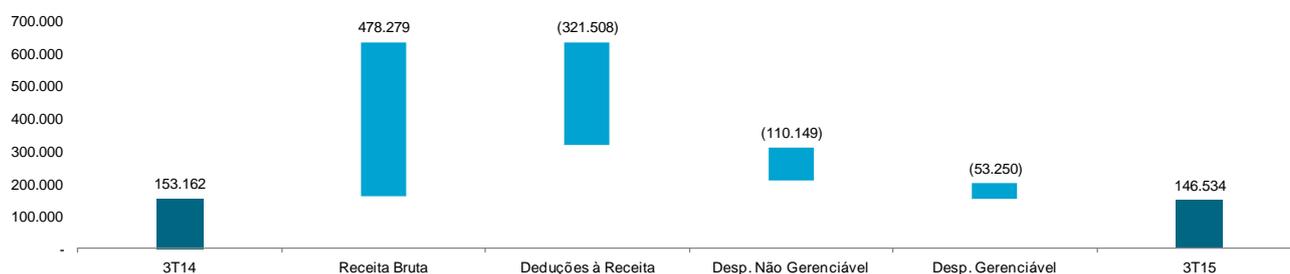
Análise da Evolução do EBITDA (R\$ Mil)*

Evolução 3T14 - 3T15



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

Evolução 3T14 - 3T15



O EBITDA da Coelce, no 3T15, atingiu o montante de R\$ 147 milhões*, o que representa uma redução de R\$ 6 milhões em relação ao 3T14. A margem EBITDA da Companhia no 3T15 foi de 15,96%*, refletindo um decréscimo de 4,16 p.p. em relação ao 3T14.

Segue abaixo a conciliação dos valores que compõem os cálculos do EBITDA e do EBIT, constantes das demonstrações financeiras da companhia, de acordo com a instrução CVM nº 527, de 04 de outubro de 2012:

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

	3T15	3T14	Var. %	2T15	Var. % (1)	9M15	9M14	Var. % (2)
Lucro Líquido do Período	92.351	(2.817)	<-100,0%	89.375	3,3%	313.273	88.634	>100,0%
(+) Tributo sobre o Lucro	(22.942)	(25.590)	-10,3%	20.757	<-100,0%	73.038	(85.133)	<-100,0%
(+) Resultado Financeiro	4.131	131.913	-96,9%	28.756	-85,6%	41.932	197.952	-78,8%
(=) EBIT	111.162	103.506	7,4%	138.888	-20,0%	428.243	201.453	>100,0%
(+) Depreciações e Amortizações	35.372	49.656	-28,8%	32.263	9,6%	105.966	118.442	-10,5%
(=) EBITDA	146.534	153.162	-4,3%	171.151	-14,4%	534.209	319.895	67,0%

(1) Variação entre 3T15 e 2T15; (2) Variação entre 9M15 e 9M14

Resultado Financeiro

RESULTADO FINANCEIRO (R\$ MIL)

	3T15	3T14	Var. %	2T15	Var. % (1)	9M15	9M14	Var. % (2)
Receitas Financeiras								
Renda de Aplicações Financeiras	3.195	1.373	>100,0%	3.825	-16,5%	12.271	5.820	>100,0%
Acréscimo Moratório sobre Conta de Energia	17.481	11.139	56,9%	15.002	16,5%	44.378	28.518	55,6%
Receita ativo indenizável	14.135	-	-	7.280	94,2%	36.562	28.428	28,6%
Variação monetária Parcela A e outros itens financeiros	15.820	-	-	6.312	>100,0%	33.558	-	-
Outras	10.598	12.926	-18,0%	5.403	96,2%	16.570	14.800	12,0%
Total - Receitas Financeiras	61.229	25.438	>100,0%	37.822	61,9%	143.339	77.566	84,8%
Despesas financeiras								
Encargo de Dívidas	(34.065)	(22.208)	53,4%	(30.722)	10,9%	(94.121)	(60.820)	54,8%
Variações Monetárias	(7.672)	(2.472)	>100,0%	(8.517)	-9,9%	(30.546)	(15.676)	94,9%
Atualizações de Impostos, Provisões e Multas	(8.933)	(21.680)	-58,8%	(8.508)	5,0%	(27.628)	(36.509)	-24,3%
Despesa do Ativo Indenizável	-	(90.374)	-100,0%	-	-	-	(109.514)	-100,0%
Multas	1.527	(6.070)	<-100,0%	(10.714)	<-100,0%	(10.517)	(16.237)	-35,2%
Outras	(7.955)	(14.547)	-45,3%	(8.117)	-2,0%	(22.459)	(36.762)	-38,9%
Total - Despesas Financeiras	(57.098)	(157.351)	-63,7%	(66.578)	-14,2%	(185.271)	(275.518)	-32,8%
Total - Receitas e Despesas Financeiras	4.131	(131.913)	<-100,0%	(28.756)	<-100,0%	(41.932)	(197.952)	-78,8%

(1) Variação entre 3T15 e 2T15; (2) Variação entre 9M15 e 9M14

O resultado financeiro da Coelce, no 3T15, teve uma melhoria de R\$ 136 milhões em relação ao mesmo trimestre do ano anterior, como resultado das seguintes variações relevantes:

* Valores não auditados pelos auditores independentes

Incremento de R\$ 36 milhões nas receitas financeiras, explicadas principalmente por:

- Incremento de 56,9% (R\$ 17 milhões versus R\$ 11 milhões) na rubrica de acréscimo moratório sobre conta de energia (+R\$ 6 milhões): A variação reflete, principalmente, um maior pagamento de faturas em atraso pelos consumidores, reflexo dos aumentos tarifários observados no período, associados à desaceleração econômica do país.
- Incremento de R\$ 14 milhões na rubrica de receita do ativo indenizável: O valor registrado no 3T15 refere-se à atualização mensal do ativo indenizável pela inflação (IGPM).
- Incremento de R\$ 16 milhões na rubrica Variação Monetária Parcela A e outros itens financeiros: Essa variação se deve, principalmente, à atualização financeira dos ativos a receber da parcela A e outros itens financeiros, devido à assinatura do aditivo ao contrato de concessão, alteração que permitiu à Coelce e demais distribuidoras contabilizar nos seus resultados e balanços societários (IFRS), pelo regime de competência, os ativos e passivos regulatórios constituídos. O termo aditivo ao contrato de concessão, processo nº 48500.0005603/2014-05, foi publicado no Diário Oficial da União no dia 22 de dezembro de 2014.

Incremento de 63,7% nas despesas financeiras (-R\$ 100 milhões), principalmente, por:

- Incremento de 53,4% (-R\$ 34 milhões versus -R\$ 22 milhões) em encargos de dívidas (-R\$ 12 milhões): Este incremento deve-se principalmente ao aumento da dívida bruta da companhia entre os trimestres comparados, em conjunto com a variação de +3,16 p.p. do CDI médio entre o 3T15 e o 3T14.
- Redução de R\$ 8 milhões em multas decorrente do recálculo realizado pela ANEEL sobre a multa aplicada pela ARCE (Agência Reguladora de Serviços Públicos Delegados do Estado do Ceará) referente a serviços de manutenção e iluminação pública prestados pela Companhia às prefeituras.
- Decréscimo de R\$ 90 milhões na rubrica de despesa do ativo indenizável: O valor registrado no 3T14 reflete ajuste no ativo indenizável realizado de maneira proativa pela Companhia, antecipando ajustes que seriam feitos no momento da homologação da base de ativos da Companhia quando da revisão tarifária em abril de 2015.
- Incremento de R\$ 6 milhões na rubrica de variações monetárias: Esta variação é explicada principalmente pela variação de 0,14 p.p. do IPCA entre os trimestres comparados, incidente sobre uma maior base de cálculo para as variações monetárias neste trimestre, já que não houve amortização das debêntures que são indexadas a IPCA entre o 3T15 e o 3T14.

Tributos (IR/CSLL) e Outros

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

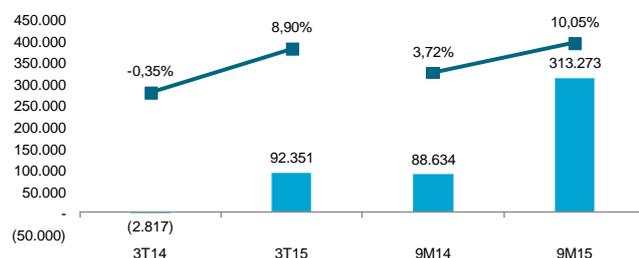
	3T15	3T14	Var. %	2T15	Var. % (1)	9M15	9M14	Var. % (2)
IR e CSLL	(38.365)	11.561	<-100,0%	(36.359)	5,5%	(128.284)	6.615	<-100,0%
Incentivo Fiscal SUDENE	17.435	16.227	7,4%	17.615	-1,0%	61.283	85.113	-28,0%
Amortização do Ágio e Reversão da Provisão	(2.012)	(2.198)	-8,5%	(2.013)	-0,0%	(6.037)	(6.595)	-8,5%
Total	(22.942)	25.590	<-100,0%	(20.757)	10,5%	(73.038)	85.133	<-100,0%

(1) Variação entre 3T15 e 2T15; (2) Variação entre 9M15 e 9M14

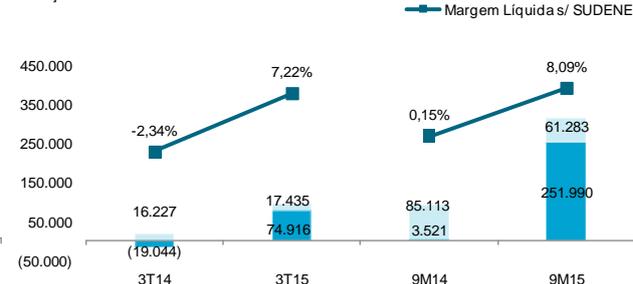
As despesas com Imposto de Renda (IR), Contribuição Social sobre o Lucro Líquido (CSLL) e Outros (Amortização do Ágio) no 3T15 registraram uma elevação (-R\$ 48 milhões) em relação ao 3T14. Esta variação é o reflexo do aumento da base de cálculo para estes tributos.

Lucro Líquido

Lucro Líquido (R\$ Mil) e Margem Líquida (%)
Evolução 3T14 - 3T15 e 9M14 - 9M15



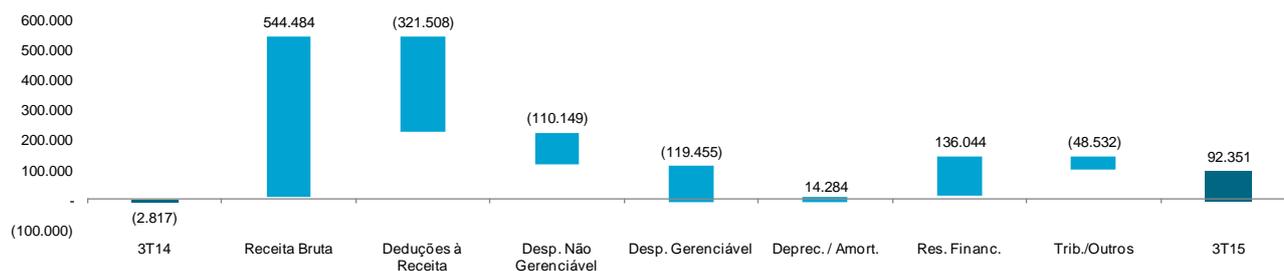
Lucro Líquido (R\$ Mil) e Margem Líquida (%)
Evolução 3T14 - 3T15 e 9M14 - 9M15



* Valores não auditados pelos auditores independentes

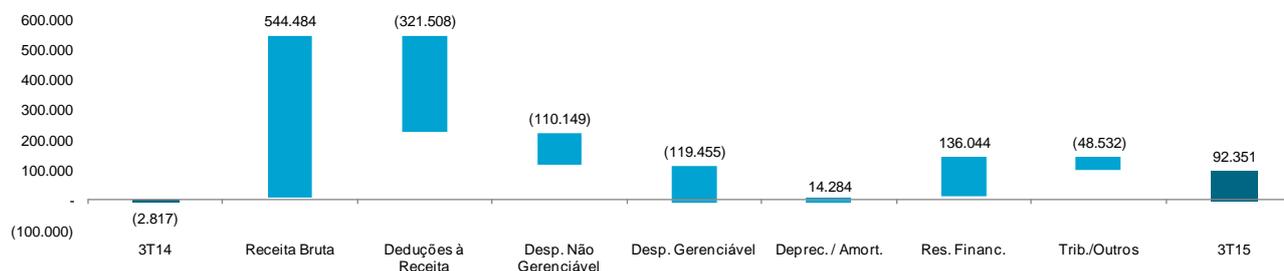
Análise da Evolução do Lucro Líquido (R\$ Mil)

Evolução 3T14 - 3T15



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

Evolução 3T14 - 3T15



A Coelce registrou no 3T15 um Lucro Líquido de R\$ 92 milhões, valor R\$ 95 milhões superior ao registrado no 3T14. A Margem Líquida no 3T15 alcançou 10,06%.

Endividamento

INDICADORES DE ENDIVIDAMENTO

	3T15	3T14	Var. %	2T15	Var. % (1)	9M15	9M14	Var. % (2)
Dívida bruta (R\$ mil)	1.272.177	991.315	28,3%	1.267.928	0,3%	1.272.177	991.315	28,3%
(-) Caixa, Equivalentes e Aplicações Financ. (R\$ mil)	60.152	13.004	>100,0%	124.875	-51,8%	60.152	13.004	>100,0%
Dívida líquida (R\$ mil)	1.212.025	978.311	23,9%	1.143.053	6,0%	1.212.025	978.311	23,9%
Dívida Bruta / EBITDA(3)*	1,39	2,02	-31,2%	1,37	1,5%	1,39	2,02	-31,2%
EBITDA(3) / Encargos de Dívida(3)*	7,71	5,36	43,8%	8,62	-10,6%	7,71	5,36	43,8%
Dívida bruta / (Dívida bruta + PL)	0,39	0,38	0,8%	0,40	-2,7%	0,39	0,38	0,8%
Dívida líquida / (Dívida líquida + PL)	0,37	0,38	-1,4%	0,37	0,7%	0,37	0,38	-1,4%

(1) Variação entre 3T15 e 2T15; (2) Variação entre 9M15 e 9M14

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

A dívida bruta da Coelce encerrou o 3T15 com um incremento de 28,3% em relação ao 3T14 (+R\$ 281 milhões). Este incremento é o efeito de (i) novas captações de dívidas (no valor de R\$ 300 milhões), realizadas no 4T14. As captações foram compensadas parcialmente por amortizações ocorridas no período, que alcançaram R\$ 80 milhões.

A Coelce encerrou o 3T15 com o custo da dívida médio de 13,54% a.a.

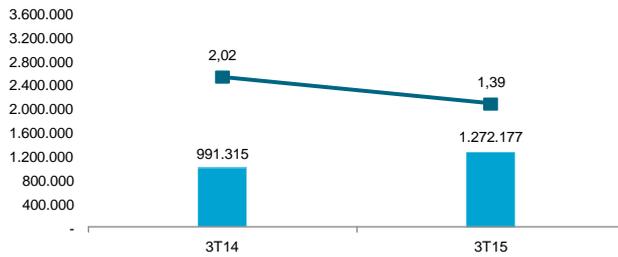
Colchão de Liquidez

No ano de 2014, foi autorizada pela Aneel a realização de operações de mútuo da Enel Brasil para a Coelce, com o objetivo de assegurar a liquidez da companhia em caso de necessidade, no montante de até R\$ 200 milhões e prazo máximo de 2 anos. Além disso, para se precaver de qualquer necessidade emergencial de caixa, a Companhia tem a seu dispor R\$ 190 milhões em linhas de crédito abertas com bancos em caráter irrevogável (linhas comprometidas), para utilização com prazo máximo de captação de 2 anos, além de R\$ 50 milhões em limites abertos de conta garantida para utilização em operações de curto prazo.

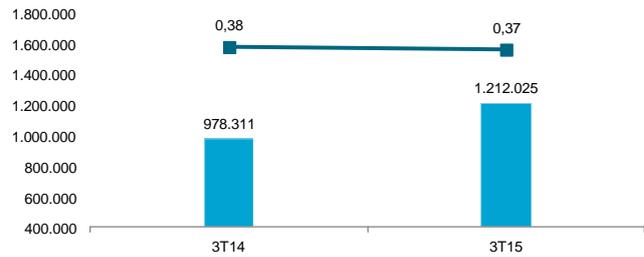
Em setembro de 2015, a agência classificadora de risco de crédito corporativo Standard & Poor's reposicionou o *rating* da Coelce para brAA+ na Escala Nacional Brasil, com perspectiva negativa, em função do rebaixamento do risco soberano do Brasil.

* Valores não auditados pelos auditores independentes

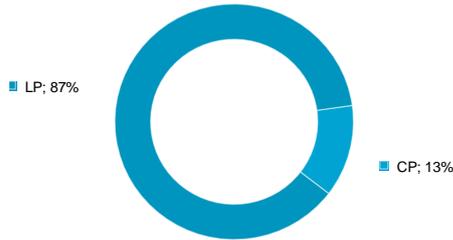
Dívida Bruta (R\$ Mil) e Dívida Bruta / EBITDA* (Veze)
Evolução 3T14 - 3T15



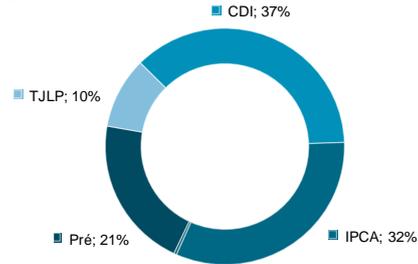
Dívida Líquida (R\$ Mil) e Alavancagem (Veze)
Evolução 3T14 - 3T15



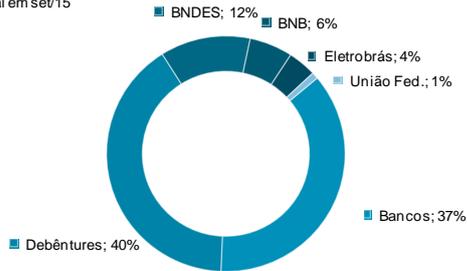
Abertura da Dívida Bruta - CP e LP
Posição Final em set/15



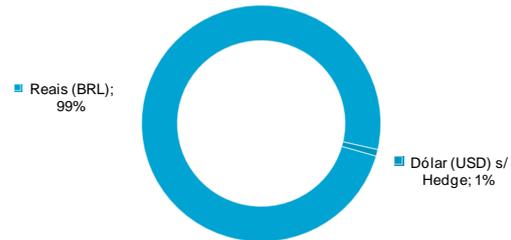
Abertura da Dívida Bruta - Indexadores
Posição Final em set/15



Abertura da Dívida Bruta - Credor
Posição Final em set/15



Abertura da Dívida Bruta - Moedas
Posição Final em set/15



Curva de Amortização (R\$ Mil)
Posição Final em set/15



Investimentos

INVESTIMENTOS (R\$ MIL)*

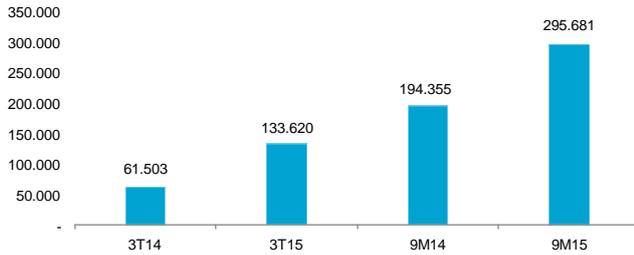
	3T15	3T14	Var. %	2T15	Var. % (1)	9M15	9M14	Var. % (2)
Novas Conexões	46.638	31.300	49,0%	46.634	0,0%	123.486	105.311	17,3%
Rede	30.920	31.941	-3,2%	30.964	-0,1%	71.795	64.033	12,1%
Combate às Perdas	9.829	8.318	18,2%	9.238	6,4%	24.895	23.311	6,8%
Qualidade do Sistema Elétrico	12.259	14.477	-15,3%	12.786	-4,1%	24.353	26.847	-9,3%
Outros	8.832	9.146	-3,4%	8.940	-1,2%	22.547	13.875	62,5%
Medidores	1.782	2.242	-20,5%	1.980	-10,0%	5.087	5.477	-7,1%
Outros (Non - Network)	9.197	(3.388)	<-100,0%	5.918	55,4%	17.064	14.623	16,7%
Varição de Estoque	45.083	(592)	<-100,0%	28.769	56,7%	78.249	4.911	>100,0%
Total Investido	133.620	61.503	>100,0%	114.265	16,9%	295.681	194.355	52,1%
Aportes / Subsídios	(9.425)	(10.123)	-6,9%	(8.980)	5,0%	(27.720)	(704)	>100,0%
Investimento Líquido	124.195	51.380	>100,0%	105.285	18,0%	267.961	193.651	38,4%

(1) Variação entre 3T15 e 2T15; (2) Variação entre 9M15 e 9M14

* Valores não auditados pelos auditores independentes

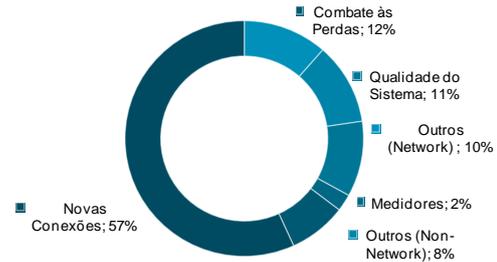
Investimentos Totais (R\$ Mil)*

Evolução 3T14 - 3T15 e 9M14 - 9M15



Portfólio de Investimentos (R\$ mil)

Dados de 9M15



Os investimentos realizados pela Coelce no 3T15 alcançaram R\$ 134 milhões, superior em R\$ 72 milhões ao realizados no mesmo período do ano anterior. O maior volume de investimentos no 3T15, foi direcionado aos investimentos para Novas Conexões, que totalizaram R\$ 47 milhões*.

Mercado Bursátil

COTAÇÃO DE FECHAMENTO (R\$/AÇÃO)*

	3T15	3T14	Var. %	2T15	Var. % (1)	9M15	9M14	Var. % (2)
Ordinárias - ON (COCE3)	30,11	35,10	-14,2%	40,00	-24,7%	30,11	35,10	-14,2%
Preferenciais A - PNA (COCE5)	34,69	37,50	-7,5%	41,66	-16,7%	34,69	37,50	-7,5%
Preferenciais B - PNB (COCE6)	35,00	35,00	-	35,00	-	35,00	35,00	-

(1) Variação entre 3T15 e 2T15; (2) Variação entre 9M15 e 9M14

INDICADORES DE MERCADO*

	3T15	3T14	Var. %	2T15	Var. % (1)	9M15	9M14	Var. % (2)
Informações sobre Ação Preferencial A (COCE5)								
Cotação (R\$/ação)	34,69	37,50	-7,5%	41,66	-16,7%	34,69	37,50	-7,5%
Média Diária de Negócios	62	97	-36,1%	83	-25,3%	83	141	-41,1%
Média Diária de Volume Financeiro (R\$)	739.443	1.215.388	-39,2%	1.007.869	-26,6%	930.018	2.342.409	-60,3%
Valor de Mercado (R\$ milhões)	2.481	2.800	-11,4%	3.153	-21,3%	2.481	2.800	-11,4%
Enterprise Value (EV) (3) (R\$ milhões)	3.693	3.779	-2,3%	4.296	-14,0%	3.693	3.779	-2,3%
EV/EBITDA (4)	4,03	7,70	-47,7%	4,65	-13,3%	4,03	7,70	-47,7%
Preço da Ação PNA / Lucro por Ação (4) (P/L)	5,66	15,39	-63,2%	8,49	-33,3%	5,66	15,39	-63,2%
Valor de Mercado/Patrimônio Líquido	1,22	1,75	-30,3%	1,63	-25,2%	1,22	1,75	-30,3%

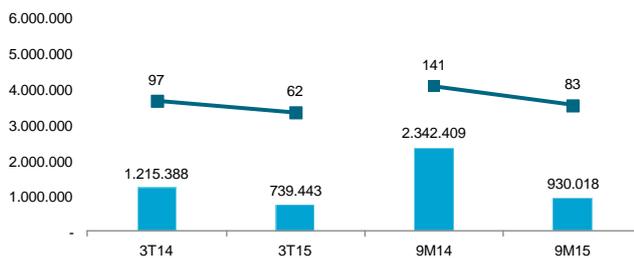
(1) Variação entre 3T15 e 2T15; (2) Variação entre 9M15 e 9M14

(3) EV = Valor de mercado + Dívida líquida; (4) EBITDA e Lucro por Ação dos quatro últimos trimestres;

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

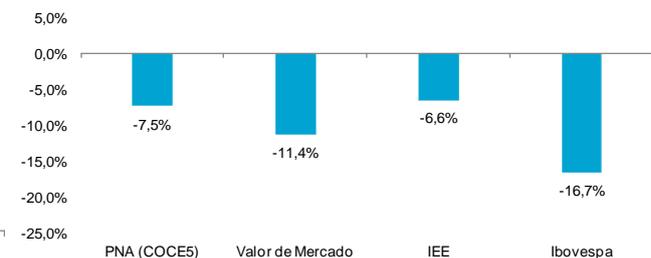
Média Diária de Negócios (Negócios) e Volume Médio Diário (R\$)*

Evolução 3T14 - 3T15 e 9M14 - 9M15



Indicadores de Mercado - Variação 12 meses (%)*

Dados até set/15



Evolução diária COCE5, IEE e IBOVESPA - base 1

Dados de 12 meses - até set/15



* Valores não auditados pelos auditores independentes

O *free float* do Capital Social da Coelce (ações em livre negociação na BM&FBovespa) é de 25,9%.

A Coelce possui, atualmente, 3 papéis negociados na BM&FBovespa, sendo que o de maior liquidez é a ação preferencial A (COCE5), que no 3T15 teve uma média de 62 negócios diários (-36,1% vs. 3T14) e um volume financeiro diário médio de R\$ 0,7 milhões (-39,2% vs. 3T14). Os demais papéis têm menor liquidez, e podem eventualmente apresentar negociações que fogem à percepção média do mercado sobre a Companhia e indiquem distorções no preço do ativo.

A ação preferencial classe A (COCE5) apresentou desvalorização (sem ajuste por proventos) de 7,5% nos 12 meses até setembro de 2015. O IEE e o Ibovespa apresentaram desvalorização de 6,6% e 16,7% , respectivamente. Ajustando-se as cotações pelos proventos deliberados, a desvalorização da ação preferencial classe A (COCE5) seria de 6,3%.

5 OUTROS TEMAS RELEVANTES

17ª Edição do Prêmio ABRADÉE (2015)

A Coelce foi eleita pela Abradee (Associação Brasileira de Distribuidoras de Energia Elétrica) a melhor distribuidora de energia do Brasil, pela quinta vez durante a 17ª edição do Prêmio. Além disso, a Coelce também recebeu o prêmio de primeiro lugar na categoria "Responsabilidade Social", pela quarta vez consecutiva, e o primeiro lugar na categoria "Qualidade na gestão".

Bandeiras Tarifárias

A partir de 2015, as contas de energia incorporaram os efeitos do Sistema de Bandeiras Tarifárias. As bandeiras verde, amarela e vermelha indicam se a energia custará mais ou menos, em função das condições de geração de eletricidade.

O sistema possui três bandeiras: verde, amarela e vermelha – as mesmas cores dos semáforos - e indicam o seguinte:

Bandeira verde: condições favoráveis de geração de energia. A tarifa não sofre nenhum acréscimo;

Bandeira amarela: condições de geração menos favoráveis. A tarifa sofre acréscimo de R\$ 2,50 para cada 100 quilowatt-hora (kWh) consumidos;

Bandeira vermelha: condições mais custosas de geração. A tarifa sofre acréscimo de R\$ 4,50 para cada 100 kWh consumidos.

A energia elétrica no Brasil é gerada predominantemente por usinas hidrelétricas. Para funcionar, essas usinas dependem das chuvas e do nível de água nos reservatórios. Quando há pouca água armazenada, usinas termelétricas podem ser ligadas com a finalidade de poupar água nos reservatórios das usinas hidrelétricas. Com isso, o custo de geração aumenta, pois essas usinas são movidas a combustíveis como gás natural, carvão, óleo combustível e diesel. Por outro lado, quando há muita água armazenada, as térmicas não precisam ser ligadas e o custo de geração é menor.

Com as bandeiras, haverá a sinalização mensal do custo de geração da energia elétrica que será cobrada do consumidor, com acréscimo das bandeiras amarela e vermelha. Essa sinalização dá, ao consumidor, a oportunidade de adaptar seu consumo, se assim desejar.

Revisão Tarifária Extraordinária

Foi aprovada a Revisão Extraordinária da COELCE no dia 27 de fevereiro de 2015. A revisão teve como objetivo repassar às tarifas os descasamentos observados entre custos reais e a cobertura tarifárias do encargo da Conta de Desenvolvimento Energético (CDE) e dos custos de compra de energia. O reajuste médio aprovado para a COELCE foi de 10,28%.

Redução do Preço-Teto do PLD

Em 25 de novembro, a ANEEL aprovou novos limites do PLD de 2015 (diminuição de R\$/MWh 823 para 388 R\$/MWh como limite máximo e aumento 16 R\$/MWh para 30 R\$/MWh como preço mínimo). A decisão foi o resultado de um amplo debate, que teve início com a Consulta Pública n. 09/2014 e, posteriormente, a Audiência Pública n. 54/2014.

O principal efeito do novo limite é a redução do impacto financeiro para os distribuidores a possíveis riscos futuros de exposição contratual de energia ao mercado spot, no qual o preço spot estava em seu limite em grande parte do ano de 2014. Do ponto de vista das geradoras, o novo preço-teto também resulta em mitigação do risco de exposição econômica e financeira irrecuperável, quando a produção está inferior aos valores determinados por contrato. Por outro lado, se reduz a possibilidade de vender a energia livre com preços mais elevados (atualmente os geradores podem dividir sua energia livre entre os meses do ano, na chamada sazonalização, priorizando a geração nos meses onde se espera que os preços fiquem mais elevados).

Assinatura do Aditivo ao Contrato de Concessão

A Diretoria da ANEEL aprovou no dia 25 de novembro de 2013, durante Reunião Pública, o resultado da Audiência Pública Nº 61/2014, que discutiu o aprimoramento da proposta de aditivo aos Contratos de Concessão das Empresas de Distribuição de Energia.

A Agência discutiu o assunto devido ao fato de cada contrato de concessão de distribuição ter uma data própria de reajuste tarifário, que, em sua maioria, não está alinhada com a data de término do contrato de concessão.

Para sanar o problema, a ANEEL decidiu que as distribuidoras serão indenizadas em decorrência da extinção, por qualquer motivo, da concessão. "Além dos valores indenizados referentes aos ativos ainda não amortizados dos bens reversíveis, também serão considerados para fins de indenização, os saldos remanescentes (ativos ou passivos) de eventual insuficiência de recolhimento ou ressarcimento pela tarifa em decorrência da extinção, por qualquer motivo,

* Valores não auditados pelos auditores independentes

da concessão, relativos a valores financeiros a serem apurados com base nos regulamentos preestabelecidos pela ANEEL, incluídos aqueles constituídos após a última alteração tarifária”.

O termo aditivo ao contrato de concessão da Coelce, processo nº 48500.0005603/2014- 05, foi publicado no Diário Oficial da União no dia 22 de dezembro de 2014.

Revisão Tarifária Ordinária

A Companhia passou pelo 4º ciclo de revisão tarifária, com data base em 22 de abril de 2015, conforme previsto no contrato de concessão. A ANEEL definiu as tarifas, através da Resolução Homologatória nº 1.882/2015. Essa definição conduz a um efeito tarifário médio para os consumidores cativos da distribuidora de 11,69%, que tem a seguinte composição:

- (i) Reposicionamento tarifário de 4,50%;
- (ii) Adição de componentes financeiros para o período 2015-2016 de 6,67%;
- (iii) Exclusão do componentes financeiros do reajuste de 2014, um impacto positivo de 0,52%.

Essas movimentações tarifárias combinadas resultam no efeito médio percebido pelo consumidor de 11,69% [4,50% + 6,67% + 0,52%].

* Valores não auditados pelos auditores independentes

DEMONSTRATIVO DE RESULTADO (R\$ MIL)

	3T15	3T14	Var. %	2T15	Var. % (1)	9M15	9M14	Var. % (2)
Receita Operacional Bruta	1.620.685	1.076.201	50,6%	1.653.292	-2,0%	4.706.345	3.109.421	51,4%
Fornecimento de Energia Elétrica	1.247.748	897.159	39,1%	1.223.488	2,0%	3.475.904	2.543.036	36,7%
Valores a receber da Parcela A e outros itens financeiros	111.022	-	-	177.731	-37,5%	539.116	-	-
Subvenção Baixa Renda	59.355	59.310	0,1%	34.714	71,0%	146.091	156.818	-6,8%
Subvenção CDE - Desconto Tarifário	35.447	33.666	5,3%	72.577	-51,2%	167.827	122.336	37,2%
Receita pela Disponibilidade da Rede Elétrica	28.458	19.210	48,1%	26.977	5,5%	74.453	56.303	32,2%
Receita de Construção	119.191	52.986	>100,0%	103.772	14,9%	261.851	190.993	37,1%
Outras Receitas	19.464	13.870	40,3%	14.033	38,7%	41.103	39.935	2,9%
Deduções da Receita	(583.477)	(261.969)	>100,0%	(656.143)	-11,1%	(1.590.338)	(729.887)	>100,0%
ICMS	(322.543)	(214.556)	50,3%	(322.019)	0,2%	(894.646)	(600.490)	49,0%
COFINS	(119.752)	(29.760)	>100,0%	(175.081)	-31,6%	(356.210)	(78.156)	>100,0%
PIS	(25.999)	(6.461)	>100,0%	(37.777)	-31,2%	(77.335)	(16.968)	>100,0%
Programa de Eficiência Energética e P&D	(7.528)	(8.262)	-8,9%	(8.356)	-9,9%	(24.675)	(23.215)	6,3%
Outros impostos e contribuições a receita	(107.655)	(2.930)	>100,0%	(112.910)	-4,7%	(237.472)	(11.058)	>100,0%
Receita Operacional Líquida	1.037.208	814.232	27,4%	997.149	4,0%	3.116.006	2.379.534	31,0%
Custo do Serviço / Despesa Operacional	(926.046)	(710.726)	30,3%	(858.261)	7,9%	(2.687.763)	(2.178.081)	23,4%
Custos e despesas não gerenciáveis	(619.858)	(509.709)	21,6%	(605.537)	2,4%	(1.914.048)	(1.550.294)	23,5%
Energia Elétrica Comprada para Revenda	(558.956)	(461.971)	21,0%	(565.404)	-1,1%	(1.767.738)	(1.455.018)	21,5%
Encargo do Uso da Rede Elétrica	(18.547)	(28.844)	-35,7%	(21.391)	-13,3%	(69.232)	(64.287)	7,7%
Encargo do Serviço do Sistema	(42.355)	(18.894)	>100,0%	(18.742)	>100,0%	(77.078)	(30.989)	>100,0%
Custos e despesas gerenciáveis	(306.188)	(201.017)	52,3%	(252.724)	21,2%	(773.715)	(627.787)	23,2%
Pessoal	(40.683)	(24.322)	67,3%	(34.031)	19,5%	(120.364)	(95.031)	26,7%
Material e Serviços de Terceiros	(71.634)	(62.359)	14,9%	(61.199)	17,1%	(198.917)	(186.710)	6,5%
Depreciação e Amortização	(35.372)	(49.656)	-28,8%	(32.263)	9,6%	(105.966)	(118.442)	-10,5%
Custos de Desativação de Bens	(2.493)	(3.135)	-20,5%	(3.388)	-26,4%	(10.431)	(1.097)	>100,0%
Prov. para Créditos de Liquidação Duvidosa	(9.435)	(4.314)	>100,0%	(9.544)	-1,1%	(25.522)	(3.186)	>100,0%
Provisões para Contingências	(13.135)	(4.294)	>100,0%	1.175	<-100,0%	(17.362)	(9.242)	87,9%
Custo de Construção	(119.191)	(52.986)	>100,0%	(103.772)	14,9%	(261.851)	(190.993)	37,1%
Outras Despesas Operacionais	(14.245)	49	<-100,0%	(9.702)	46,8%	(33.302)	(23.086)	44,3%
EBITDA (3)	146.534	153.162	-4,3%	171.151	-14,4%	534.209	319.895	67,0%
Margem EBITDA	14,13%	18,81%	-4,68 p.p	17,16%	-3,03 p.p	17,14%	13,44%	3,70 p.p
Margem EBITDA ex- Receita de Construção	15,96%	20,12%	-4,16 p.p	19,16%	-3,20 p.p	18,72%	14,62%	4,10 p.p
Resultado do Serviço (EBIT) (4)	111.162	103.506	7,4%	138.888	-20,0%	428.243	201.453	>100,0%
Resultado Financeiro	4.131	(131.913)	<-100,0%	(28.756)	<-100,0%	(41.932)	(197.952)	-78,8%
Receita Financeira	61.229	25.438	>100,0%	37.822	61,9%	143.339	77.566	84,8%
Renda de Aplicações Financeiras	3.195	1.373	>100,0%	3.825	-16,5%	12.271	5.820	>100,0%
Acréscimo Moratório sobre Conta de Energia	17.481	11.139	56,9%	15.002	16,5%	44.378	28.518	55,6%
Receita do Ativo indenizável	14.135	-	-	7.280	94,2%	36.562	28.428	28,6%
Variação monetária Parcela A e outros itens financeiros	15.820	-	-	6.312	>100,0%	33.558	-	-
Outras	10.598	12.926	-18,0%	5.403	96,2%	16.570	14.800	12,0%
Despesas financeiras	(57.098)	(157.351)	-63,7%	(66.578)	-14,2%	(185.271)	(275.518)	-32,8%
Encargo de Dívidas	(34.065)	(22.208)	53,4%	(30.722)	10,9%	(94.121)	(60.820)	54,8%
Variações Monetárias	(7.672)	(2.472)	>100,0%	(8.517)	-9,9%	(30.546)	(15.676)	94,9%
Atualizações de Impostos, Provisões e Multas	(8.933)	(21.680)	-58,8%	(8.508)	5,0%	(27.628)	(36.509)	-24,3%
Multas	1.527	(6.070)	<-100,0%	(10.714)	<-100,0%	(10.517)	(16.237)	-35,2%
Despesa do Ativo Indenizável	-	(90.374)	-100,0%	-	-	-	(109.514)	-100,0%
Outras	(7.955)	(14.547)	-45,3%	(8.117)	-2,0%	(22.459)	(36.762)	-38,9%
Lucro Antes dos Tributos e Participações	115.293	(28.407)	<-100,0%	110.132	4,7%	386.311	3.501	>100,0%
Tributos e Outros	(22.942)	25.590	<-100,0%	(20.757)	10,5%	(73.038)	85.133	<-100,0%
IR e CSLL	(38.365)	11.561	<-100,0%	(36.359)	5,5%	(128.284)	6.615	<-100,0%
Incentivo Fiscal SUDENE	17.435	16.227	7,4%	17.615	-1,0%	61.283	85.113	-28,0%
Amortização do Ágio e Reversão da Provisão	(2.012)	(2.198)	-8,5%	(2.013)	-0,0%	(6.037)	(6.595)	-8,5%
Lucro Líquido do Período	92.351	(2.817)	<-100,0%	89.375	3,3%	313.273	88.634	>100,0%
Margem Líquida	8,90%	-0,35%	9,25 p.p	8,96%	-0,06 p.p	10,05%	3,72%	6,33 p.p
Margem Líquida ex- Receita de Construção	10,06%	-0,37%	10,43 p.p	10,00%	0,06 p.p	10,98%	4,05%	6,93 p.p
Lucro por Ação (R\$/ação)	1,1862	(0,0362)	<-100,0%	1,1480	3,3%	4,0238	1,1384	>100,0%

(1) Variação entre 3T15 e 2T15; (2) Variação entre 9M15 e 9M14

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

6 ANEXO 2: BALANÇOS PATRIMONIAIS (IFRS)

BALANÇOS PATRIMONIAIS

ATIVOS	Nota	9M15	2014	Var. R\$	Var. %
CIRCULANTE					
Caixa e equivalente de caixa		58.938	180.434	(121.496)	-67,34%
Títulos e valores mobiliários		1.214	11.455	(10.241)	-89,40%
Consumidores, concessionários e permissionários		787.952	506.914	281.038	55,44%
Aporte CCRBT		14.418	-	14.418	-
Subvenção CDE - Desconto tarifário		201.904	103.303	98.601	95,45%
Cauções e depósitos		32.833	30.456	2.377	7,80%
Serviço em curso		50.586	62.758	(12.172)	-19,40%
Valores a receber de Parcela A e outros itens financeiros		213.456	151.480	61.976	40,91%
Tributos a compensar		82.213	92.670	(10.457)	-11,28%
Benefício fiscal- ágio incorporado		7.537	8.049	(512)	-6,36%
Instrumentos financeiros derivativos - Swap		2.385	585	-	> 100,00%
Outros créditos		95.796	79.211	16.585	20,94%
Total do ativo circulante		1.549.232	1.227.315	321.917	26,23%
NÃO CIRCULANTE					
Consumidores, concessionários e permissionários		7.020	6.695	325	4,85%
Cauções e depósitos		25.009	24.062	947	3,94%
Depósitos vinculados a litígios		39.062	34.005	5.057	14,87%
Tributos a compensar		25.386	18.488	6.898	37,31%
Tributos diferidos		109.461	115.731	(6.270)	-5,42%
Benefício fiscal - ágio incorporado		51.082	56.606	(5.524)	-9,76%
Ativo Indenizável (concessão)		802.820	783.713	19.107	2,44%
Valores a receber de Parcela A e outros itens financeiros		160.171	154.929	5.242	3,38%
Instrumentos financeiros derivativos - Swap		3.276	4.984	(1.708)	-34,27%
Outros créditos		1.424	1.424	-	0,00%
Imobilizado		51.124	48.784	2.340	4,80%
Intangível		1.709.353	1.551.405	157.948	10,18%
Total do ativo não circulante		2.985.188	2.800.826	184.362	6,58%
TOTAL DOS ATIVOS		4.534.420	4.028.141	506.279	12,57%
PASSIVO					
CIRCULANTE					
Fornecedores		524.289	434.264	90.025	20,73%
Empréstimos e financiamentos		79.479	72.189	7.290	10,10%
Debêntures		83.566	59.341	24.225	40,82%
Repasse CCRBT		15.654	-	15.654	-
Folha de pagamento		36.993	39.627	(2.634)	-6,65%
Obrigações fiscais		125.566	73.581	51.985	70,65%
Dividendos a pagar		42.348	42.354	(6)	-0,01%
Programas de P&D e de eficiência energética.		13.038	13.504	(466)	-3,45%
Benefícios pós-emprego		5.573	770	4.803	> 100,00%
Programa luz para todos		55.502	52.074	3.428	6,58%
Outras obrigações		76.456	42.166	34.290	81,32%
Total do passivo circulante		1.058.464	829.870	228.594	27,55%
NÃO CIRCULANTE					
Fornecedores		7.583	6.874	709	10,31%
Empréstimos e financiamentos		678.800	725.949	(47.149)	-6,49%
Debêntures		435.992	408.150	27.842	6,82%
Obrigações fiscais		14.413	15.045	(632)	-4,20%
Programas de P&D e de eficiência energética.		44.447	51.971	(7.524)	-14,48%
Benefícios pós-emprego		77.268	90.312	(13.044)	-14,44%
Provisões para ações judiciais e outros riscos		185.993	183.191	2.802	1,53%
Outras obrigações		832	935	(103)	-11,02%
Total do passivo não circulante		1.445.328	1.482.427	(37.099)	-2,50%
PATRIMÔNIO LÍQUIDO					
Capital social		442.946	442.946	-	0,00%
Reserva de capital		358.671	358.671	-	0,00%
Reserva de lucros		910.551	910.551	-	0,00%
Outros resultados abrangentes		5.186	3.676	1.510	41,08%
Lucro/prejuízos acumulados		313.274	-	313.274	-
Total do patrimônio líquido		2.030.628	1.715.844	314.784	18,35%
TOTAL DO PATRIMÔNIO LÍQUIDO E PASSIVOS		4.534.420	4.028.141	506.279	12,57%

* Valores não auditados pelos auditores independentes



Coelce é uma empresa do Grupo Enel