

# Divulgação de Resultados

Earnings Release 1T15

27 de abril de 2015

## Teleconferência de Resultados (1T15):

- Data: Quarta-Feira, 06 de maio de 2015
- Horário: 11h00 (Brasília)
- Telefone de Conexão: +55 11 2188-0155
- Código de Acesso: COELCE
- Webcast: [www.coelce.com.br/ri.html](http://www.coelce.com.br/ri.html)

## Relações com Investidores

**Teobaldo José Cavalcante Leal**  
Diretor de Relações com Investidores

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

**João Viégas** | 55 21 2613-7065  
**Ana Cristina** | 55 21 2613-7192

[www.coelce.com.br/ri.html](http://www.coelce.com.br/ri.html) | [investor@coelce.com.br](mailto: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, 27 de abril 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 (8,8 milhões de habitantes), presente entre as três melhores distribuidoras de energia elétrica do Brasil desde 2009 no ranking da Associação Brasileira de Distribuidores de Energia Elétrica (ABRADEE), divulga seus resultados do primeiro trimestre de 2015 (1T15). 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\$ 217 MILHÕES NO 1T15

Margem EBITDA alcança 20,76%, um incremento de 9,46 p.p em relação ao 1T14.

### DESTAQUES

A Coelce encerrou o 1T15 com um total de **3.649.884 consumidores**, **3,4%** superior ao mesmo período do ano anterior.

O **volume de energia vendida e transportada** pela Coelce atingiu o montante de **2.841 GWh\*** no 1T15, um incremento de **2,1%** em relação ao volume registrado no 1T14.

Os indicadores de qualidade do fornecimento **DEC e FEC** encerraram o 1T15 em **11,03 horas\* e 5,49 vezes\***, superando os indicadores verificados nos 1T14 (9,65 horas\* e 5,10 vezes\*, respectivamente).

Os indicadores de produtividade **MWh/colaborador próprio e Consumidor/colaboradores** atingiram, no 1T15, os valores de **2.416\* e 586\***, melhorando **5,0% e 7,1%**, respectivamente, em relação ao 1T14.

A **Receita Operacional Bruta** registrada no 1T15 foi de **R\$ 1.432 milhões\***, um incremento de **54,0%** em relação ao 1T14 (R\$ 930 milhões\*).

O **EBITDA**, no 1T15, alcançou o montante de **R\$ 217 milhões\***, superando o montante de **R\$ 75 milhões\*** verificado no 1T14. A Margem EBITDA da Companhia encerrou o 1T15 em **20,76%\***, **9,46 p.p.** superior ao 1T14.

No 1T15, o **Lucro Líquido** totalizou **R\$ 132 milhões**, refletindo uma Margem Líquida de **12,62%**.

Em **março de 2015**, a agência classificadora de risco de crédito corporativo Standard & Poor's reafirmou os **ratings brAAA/brA-1** na Escala Nacional Brasil atribuídos à Coelce. A perspectiva dos ratings é estável.

### DESTAQUES DO PERÍODO

	1T15	1T14	Var. %	4T14	Var. % (1)
Volume de Energia - Venda e Transporte (GWh)*	2.841	2.782	2,1%	2.945	-3,5%
Receita Bruta (R\$ mil)	1.432.368	930.013	54,0%	1.528.726	-6,3%
Receita Líquida (R\$ mil)	1.081.650	706.124	53,2%	1.238.959	-12,7%
EBITDA (2) (R\$ mil)*	216.525	75.027	>100,0%	376.818	-42,5%
Margem EBITDA (%)*	20,02%	10,63%	9,39 p.p	30,41%	-10,39 p.p
Margem EBITDA ex-Receita de Construção*	20,76%	11,30%	9,46 p.p	32,07%	-11,31 p.p
EBIT (3) (R\$ mil)*	178.194	39.435	>100,0%	310.835	-42,7%
Margem EBIT (%)*	16,47%	5,58%	10,89 p.p	25,09%	-8,62 p.p
Lucro Líquido (R\$ mil)	131.548	64.646	>100,0%	162.925	-19,3%
Margem Líquida (%)	12,16%	9,16%	3,00 p.p	13,15%	-0,99 p.p
Margem Líquida ex-Receita de Construção	12,62%	9,74%	2,88 p.p	13,87%	-1,25 p.p
CAPEX (R\$ mil)*	47.797	54.886	-12,9%	80.434	-40,6%
DEC (12 meses)*	11,03	9,65	14,3%	9,31	18,5%
FEC (12 meses)*	5,49	5,10	7,6%	4,66	17,8%
Índice de Arrecadação (12 meses)*	98,58%	99,80%	-1,22 p.p	98,39%	0,19 p.p
Perdas de Energia (12 meses)*	12,83%	12,43%	0,40 p.p	12,72%	0,11 p.p
Nº de Consumidores Totais*	3.649.884	3.530.903	3,4%	3.625.137	0,7%
Nº de Colaboradores (Próprios)*	1.176	1.208	-2,6%	1.213	-3,1%
MWh/Colaborador Próprio*	2.416	2.302	5,0%	2.428	-0,5%
PMSO (4)/Consumidor*	36,45	31,03	17,5%	38,96	-6,4%
Consumidor/Colaboradores*	586	547	7,1%	571	2,6%

(1) Variação entre 1T15 e 4T14;

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



### 3 DESEMPENHO OPERACIONAL

#### Mercado de Energia

##### Crescimento de Mercado

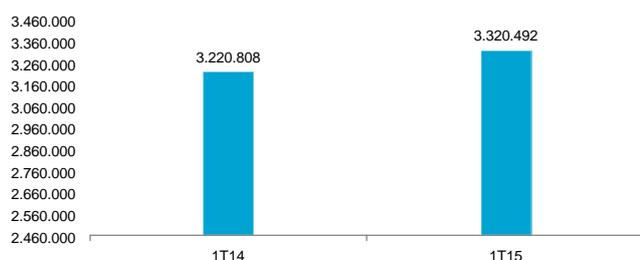
###### NÚMERO DE CONSUMIDORES (UNIDADES)\*

	1T15	1T14	Var. %	4T14	Var. % (1)
<b>Mercado Cativo</b>	<b>3.320.419</b>	<b>3.220.738</b>	<b>3,1%</b>	<b>3.294.402</b>	<b>0,8%</b>
Residencial - Convencional	1.548.200	1.314.395	17,8%	1.362.412	13,6%
Residencial - Baixa Renda	1.046.218	1.220.437	-14,3%	1.227.942	-14,8%
Industrial	6.070	6.019	0,8%	6.066	0,1%
Comercial	176.970	174.356	1,5%	176.516	0,3%
Rural	496.681	461.326	7,7%	476.276	4,3%
Setor Público	46.280	44.205	4,7%	45.190	2,4%
<b>Cientes Livres</b>	<b>71</b>	<b>68</b>	<b>4,4%</b>	<b>71</b>	-
Industrial	38	36	5,6%	38	-
Comercial	33	32	3,1%	33	-
Revenda	2	2	-	2	-
<b>Subtotal - Consumidores Efetivos</b>	<b>3.320.492</b>	<b>3.220.808</b>	<b>3,1%</b>	<b>3.294.475</b>	<b>0,8%</b>
Consumo Próprio	393	379	3,7%	387	1,6%
Consumidores Ativos sem Fornecimento	328.999	309.716	6,2%	330.275	-0,4%
<b>Total - Número de Consumidores</b>	<b>3.649.884</b>	<b>3.530.903</b>	<b>3,4%</b>	<b>3.625.137</b>	<b>0,7%</b>

(1) Variação entre 1T15 e 4T14;

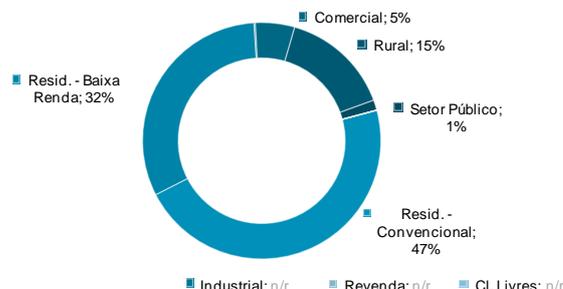
###### Número de Consumidores Efetivos (Unidades)\*

Evolução 1T14 - 1T15



###### Número de Consumidores Efetivos (Unidades)\*

Posição Final em mar/15



A Coelce encerrou o 1T15 com um incremento de 3,4% em relação ao número de consumidores registrado ao final do 1T14, refletindo o crescimento vegetativo do mercado seu cativo. O acréscimo observado entre os períodos analisados está concentrado na classe residencial convencional, com mais 233.805 novos consumidores\*, parcialmente compensado pela redução do número de consumidores baixa renda com menos 174.219 consumidores (motivado pelo descadastramento de consumidores baixa renda que não atendem as novas normas para a manutenção desse subsídio).

Nos últimos 12 meses, os investimentos para conexão de novos clientes à rede da Companhia totalizaram o montante de R\$ 152 milhões\*.

Em termos de consumidores efetivos, a Companhia encerrou o 1T15 com um crescimento de 3,1% em relação ao 1T14.

#### Venda de Energia na Área de Concessão

###### VENDA E TRANSPORTE DE ENERGIA (GWH)\*

	1T15	1T14	Var. %	4T14	Var. % (1)
Mercado Cativo	2.527	2.465	2,5%	2.636	-4,1%
Cientes Livres	314	317	-0,9%	309	1,6%
<b>Total - Venda e Transporte de Energia</b>	<b>2.841</b>	<b>2.782</b>	<b>2,1%</b>	<b>2.945</b>	<b>-3,5%</b>

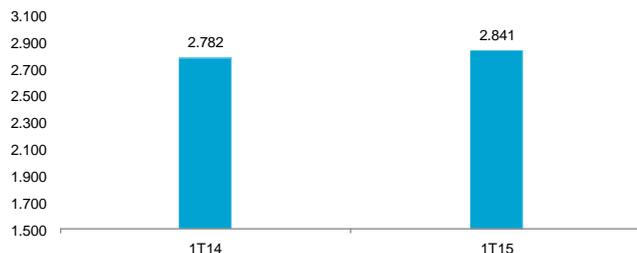
(1) Variação entre 1T15 e 4T14;

O volume total de venda e transporte de energia na área de concessão da Coelce no 1T15 apresentou um incremento de 2,1% (+59 GWh) em relação ao 1T14. Este crescimento é o efeito combinado de (i) uma evolução observada no mercado cativo da Companhia de 2,5% (+62 GWh), e (ii) um menor volume de energia transportada para os clientes livres no 1T15, que foi -0,9% inferior ao registrado no 1T14. 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

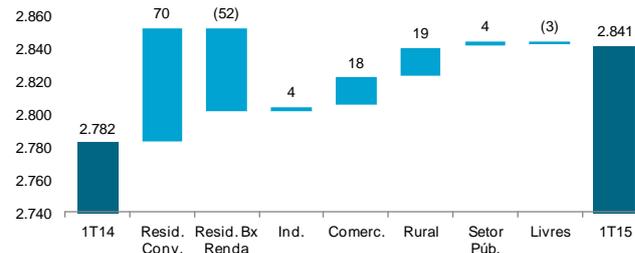
### Venda e Transporte de Energia (GWh)\*

Evolução 1T14 - 1T15



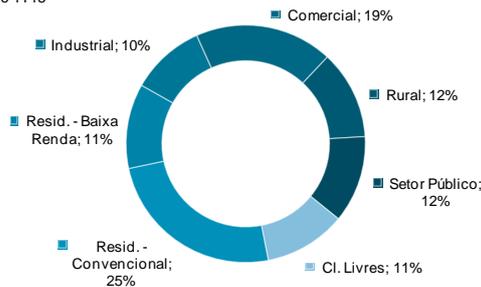
### Evolução Anual do Consumo de Energia por Classe (GWh)\*

Evolução 1T14 - 1T15



### Venda e Transporte de Energia (GWh)\*

Volume Total no 1T15



### Evolução do Volume de Energia - Comparativos (%)\*\*

Comparativo Brasil, Região Nordeste e Estado do Ceará



## Mercado Cativo

### VENDA DE ENERGIA NO MERCADO CATIVO (GWH)\*

	1T15	1T14	Var. %	4T14	Var. % (1)
Residencial - Convencional	702	632	11,1%	634	10,7%
Residencial - Baixa Renda	328	380	-13,7%	379	-13,5%
Industrial	287	283	1,4%	329	-12,8%
Comercial	530	512	3,5%	558	-5,0%
Rural	343	325	5,5%	372	-7,8%
Setor Público	337	333	1,2%	364	-7,4%
<b>Total - Venda de Energia no Mercado Cativo</b>	<b>2.527</b>	<b>2.465</b>	<b>2,5%</b>	<b>2.636</b>	<b>-4,1%</b>

(1) Variação entre 1T15 e 4T14;

O mercado cativo da Companhia apresentou uma evolução de 2,5% no 1T15 quando comparado ao 1T14. Os principais fatores que ocasionaram essa evolução no consumo foram (i) o crescimento vegetativo (3,1%) do mercado cativo, compensado parcialmente, com a (ii) redução de 0,5% na venda de energia per capita no mercado cativo (conforme quadro abaixo).

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

	1T15	1T14	Var. %	4T14	Var. % (1)
Residencial - Convencional	453	481	-5,8%	465	-2,6%
Residencial - Baixa Renda	314	311	1,0%	309	1,6%
Industrial	46.988	47.018	-0,1%	54.237	-13,4%
Comercial	2.994	2.937	1,9%	3.161	-5,3%
Rural	691	704	-1,8%	781	-11,5%
Setor Público	7.282	7.533	-3,3%	8.055	-9,6%
<b>Total - Venda per Capita no Mercado Cativo</b>	<b>761</b>	<b>765</b>	<b>-0,5%</b>	<b>800</b>	<b>-4,9%</b>

(1) Variação entre 1T15 e 4T14;

A venda de energia per capita no mercado cativo no 1T15 apresentou uma redução de 0,5% em relação à observada no 1T14. As principais variações foram observadas nas seguintes classes:

(i) residencial convencional: apresentou uma retração na venda de energia per capita de 5,8%, principalmente pelo descadastramento dos consumidores baixa renda, os quais tinham uma padrão de consumo inferior aos consumidores residenciais convencionais que já se encontravam na base.

(ii) comercial: a evolução observada se deve, principalmente, ao crescimento da demanda por maior para climatização de ambientes, tanto no pequeno comércio como nos segmentos de maior porte como os shoppings centers.

\* Valores não auditados pelos auditores independentes

\*\* Fonte EPE: Valores de Brasil e Nordeste apurados até fev/15

### Cientes Livres

#### TRANSPORTE DE ENERGIA PARA OS CLIENTES LIVRES (GWH)\*

	1T15	1T14	Var. %	4T14	Var. % (1)
Industrial	288	293	-1,7%	282	2,1%
Comercial	26	24	8,3%	27	-3,7%
<b>Total - Transporte de Energia para os Clientes Livres*</b>	<b>314</b>	<b>317</b>	<b>-0,9%</b>	<b>309</b>	<b>1,6%</b>

(1) Variação entre 1T15 e 4T14;

O transporte de energia para os clientes livres na área de concessão da Companhia no 1T15 apresentou uma redução de 0,9% (-3 GWh) em relação ao 1T14, refletindo: (i) uma redução de 5,1% no transporte de energia per capita aos clientes livres os períodos comparados, conforme quadro abaixo, compensado, em parte, pelo (ii) crescimento de 4,4%\* do número de clientes livres \* no 1T15 (mais 3 novos clientes, sendo 2 industriais e 1 comercial\*).

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

	1T15	1T14	Var. %	4T14	Var. % (1)
Industrial	7.579	8.139	-6,9%	7.421	2,1%
Comercial	788	750	5,1%	818	-3,7%
<b>Média - Transporte per capita p/ Clientes Livres*</b>	<b>4.423</b>	<b>4.662</b>	<b>-5,1%</b>	<b>4.352</b>	<b>1,6%</b>

(1) Variação entre 1T15 e 4T14;

A redução no transporte de energia per capita aos clientes livres no 1T15 em relação ao 1T14 é atribuída, principalmente, a um padrão médio de consumo 55,7% inferior, dos novos clientes livres, em relação ao padrão de consumo dos clientes livres que já se encontravam no mercado livre da Companhia no 1T14, em conjunto, com a retração da atividade industrial entre os períodos comparados.

### Balanço Energético

#### BALANÇO DE ENERGIA\*

	1T15	1T14	Var. %	4T14	Var. % (1)
Demanda máxima de energia (MW)	2.000	1.863	7,4%	1.963	1,9%
Energia requerida (GWh)	3.189	3.071	3,8%	3.390	-5,9%
Energia distribuída (GWh)	2.812	2.763	1,8%	2.918	-3,6%
Residencial - Convencional	687	620	10,8%	620	10,8%
Residencial - Baixa Renda	323	378	-14,6%	373	-13,4%
Industrial	287	283	1,4%	329	-12,8%
Comercial	527	510	3,3%	554	-4,9%
Rural	334	318	5,0%	364	-8,2%
Setor Público	335	332	0,9%	363	-7,7%
Clientes Livres	314	317	-0,9%	309	1,6%
Revenda	2	2	-	2	-
Consumo Próprio	3	3	-	4	-25,0%
Perdas na Distribuição - Sistema Coelce (GWh)	377	308	22,4%	472	-20,1%
Perdas na Distribuição - Sistema Coelce (%)	11,82%	10,03%	1,79 p.p	13,92%	-2,10 p.p

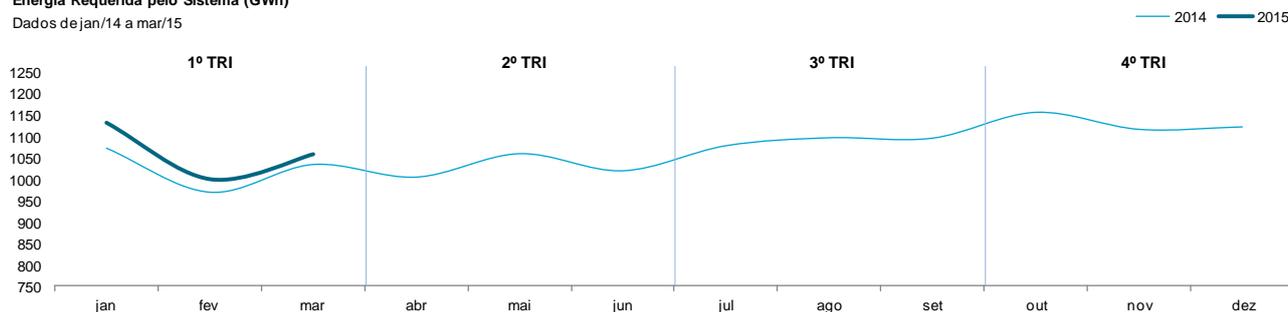
(1) Variação entre 1T15 e 4T14;

A energia total requerida pelo sistema da Coelce no 1T15 apresentou um percentual 3,8% superior ao registrado no 1T14, enquanto a energia efetivamente distribuída pelo sistema apresentou um incremento de 1,8%. A diferença entre o incremento apresentado pela energia total requerida e pela energia efetivamente distribuída é o reflexo do incremento (1,79 p.p) nas perdas de distribuição entre os trimestres comparados.

### Sazonalidade

#### Energia Requerida pelo Sistema (GWh)\*

Dados de jan/14 a mar/15



\* Valores não auditados pelos auditores independentes

### Compra de Energia

#### COMPRA DE ENERGIA (GWH)\*

	1T15	1T14	Var. %	4T14	Var. % (1)
Central Geradora Termelétrica Fortaleza - CGTF	664	664	-	678	-2,1%
Centrais Elétricas - FURNAS	295	303	-2,6%	379	-22,2%
Companhia Hidroelétrica do São Francisco - CHESF	379	384	-1,3%	438	-13,5%
Companhia Energética de São Paulo - CESP	41	87	-52,9%	84	-51,2%
Petróleo Brasileiro S/A - Petrobrás	237	127	86,6%	202	17,3%
Eletronorte	94	133	-29,3%	159	-40,9%
COPEL	36	40	-10,0%	38	-5,3%
CEMIG	29	35	-17,1%	29	-
Tractebel Energia S.A	56	45	24,4%	68	-17,6%
Eletronuclear S/A - Eletronuclear	95	95	-	97	-2,1%
PROINFA	56	52	7,7%	66	-15,2%
Outros	854	586	45,7%	761	12,2%
<b>Total - Compra de Energia s/ CCEE</b>	<b>2.836</b>	<b>2.551</b>	<b>11,2%</b>	<b>2.999</b>	<b>-5,4%</b>
Liquidação na CCEE	86	247	-65,2%	119	-27,7%
<b>Total - Compra de Energia</b>	<b>2.922</b>	<b>2.798</b>	<b>4,4%</b>	<b>3.118</b>	<b>-6,3%</b>
Energia Distribuída					
Wobben e Energyworks	10	11	-9,1%	18	-44,4%
<b>Total - Compra de Energia c/ Energia Distribuída</b>	<b>2.932</b>	<b>2.809</b>	<b>4,4%</b>	<b>3.136</b>	<b>-6,5%</b>

(1) Variação entre 1T15 e 4T14;

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 apresentaram, no 1T15, um acréscimo de 4,4% em relação ao 1T14, ocasionado pela evolução do consumo no mercado cativo da Companhia.

### Inputs e Outputs do Sistema

#### INPUTS E OUTPUTS DO SISTEMA (GWH)\*

	1T15	1T14	Var. %	4T14	Var. % (1)
<b>Totais - Inputs</b>	<b>2.922</b>	<b>2.798</b>	<b>4,4%</b>	<b>3.118</b>	<b>-6,3%</b>
Compra de Energia	2.922	2.798	4,4%	3.118	-6,3%
Contratos	2.836	2.551	11,2%	2.999	-5,4%
CGTF	664	664	-	678	-2,1%
FURNAS	295	303	-2,6%	379	-22,2%
CHESF	379	384	-1,3%	438	-13,5%
CESP	41	87	-52,9%	84	-51,2%
Petrobrás	237	127	86,6%	202	17,3%
Eletronorte	94	133	-29,3%	159	-40,9%
COPEL	36	40	-10,0%	38	-5,3%
CEMIG	29	35	-17,1%	29	-
Tractebel	56	45	24,4%	68	-17,6%
Eletronuclear	95	95	-	97	-2,1%
PROINFA	56	52	7,7%	66	-15,2%
Outros	854	586	45,7%	761	12,2%
Liquidação CCEE	86	247	-65,2%	119	-27,7%
<b>Totais - Outputs</b>	<b>2.922</b>	<b>2.798</b>	<b>4,4%</b>	<b>3.118</b>	<b>-6,3%</b>
Perdas na Transmissão + Energia Não Faturada	49	46	6,5%	39	25,6%
Energia Distribuída - Mercado Cativo	2.496	2.444	2,1%	2.607	-4,3%
Residencial - Convencional	687	620	10,8%	620	10,8%
Residencial - Baixa Renda	323	378	-14,6%	373	-13,4%
Industrial	287	283	1,4%	329	-12,8%
Comercial	527	510	3,3%	554	-4,9%
Rural	334	318	5,0%	364	-8,2%
Setor Público	335	332	0,9%	363	-7,7%
Consumo Próprio + Revenda	3	3	-	4	-25,0%
Perdas na Distribuição - Sistema Coelce	377	308	22,4%	472	-20,1%

(1) Variação entre 1T15 e 4T14;

\* Valores não auditados pelos auditores independentes

### Indicadores Operacionais

#### INDICADORES OPERACIONAIS E DE PRODUTIVIDADE\*

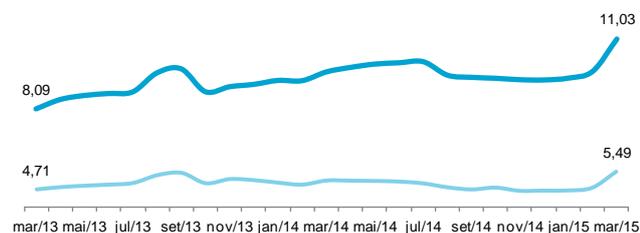
	1T15	1T14	Var. %	4T14	Var. % (1)
DEC 12 meses (horas)	11,03	9,65	14,3%	9,31	18,5%
FEC 12 meses (vezes)	5,49	5,10	7,6%	4,66	17,8%
Perdas de Energia 12 meses (%)	12,83%	12,43%	0,40 p.p	12,72%	0,11 p.p
Índice de Arrecadação 12 meses (%)	97,63%	98,33%	-0,70 p.p	98,22%	-0,59 p.p
Índice de Arrecadação 12 meses (%) - Vencido	98,58%	99,80%	-1,22 p.p	98,39%	0,19 p.p
MWh/Colaborador Próprio	2.416	2.302	5,0%	2.428	-0,5%
Consumidor/Colaboradores	586	547	7,2%	571	2,6%
PMSO (2)/Consumidor	36,45	31,03	17,5%	39,28	-7,2%

(1) Variação entre 1T15 e 4T14;

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

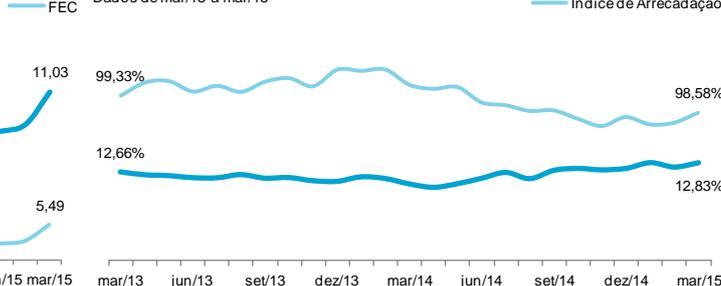
#### Evolução do DEC (Horas) e FEC (Vezes) TAM\*

Dados de mar/13 a mar/15



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

Dados de mar/13 a mar/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 1T15 com DEC de 11,03 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 1T15, o FEC alcançou o patamar de 5,49 vezes\*.

. A Coelce investiu R\$ 41 milhões\* em qualidade do sistema nos últimos 12 meses.

#### Disciplina de Mercado

As perdas de energia e o índice de arrecadação TAM – Taxa Anual Móvel (medição acumulada em 12 meses) apresentaram incremento de 0,40 p.p. e redução 1,22 p.p., respectivamente, em relação ao registrado no 1T14. Nos últimos 12 meses, foram investidos R\$ 31 milhões\* no combate às perdas. A partir deste trimestre, a Companhia apresentará o seu índice de arrecadação considerando somente o faturamento vencido (e não o faturamento total), por entender que esta metodologia reflete com melhor eficácia a inadimplência do seu mercado consumidor.

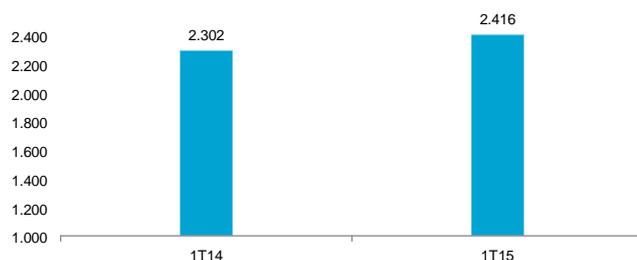
#### Produtividade

Os indicadores MWh/Colaborador próprio e Consumidor/Colaborador refletem a produtividade da Companhia. A Coelce encerrou o 1T15 com o indicador de MWh/Colaborador próprio 6,6% inferior em relação ao 1T14. O índice Consumidor/Colaborador apresentou uma melhoria de 7,2% no 1T15 em relação ao 1T14.

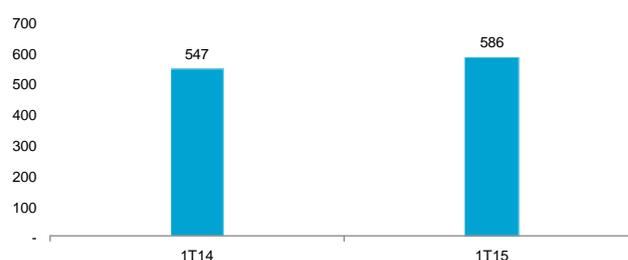
O indicador PMSO/Consumidor, que busca avaliar a eficiência de custos pela base comercial da Companhia, alcançou o valor de R\$ 36,45/Consumidor no 1T15, superando os R\$ 31,03/Consumidor verificados no mesmo período do ano anterior, mas inferior em 7,2% ao mesmo indicador apurado ao final de 2014.

\* Valores não auditados pelos auditores independentes

Indicador de Produtividade - MWh/Colaborador Próprio\*  
Evolução 1T14 - 1T15



Indicador de Produtividade - MWh/Consumidor\*  
Evolução 1T14 - 1T15



## DESEMPENHO ECONÔMICO - FINANCEIRO

### Resultado

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

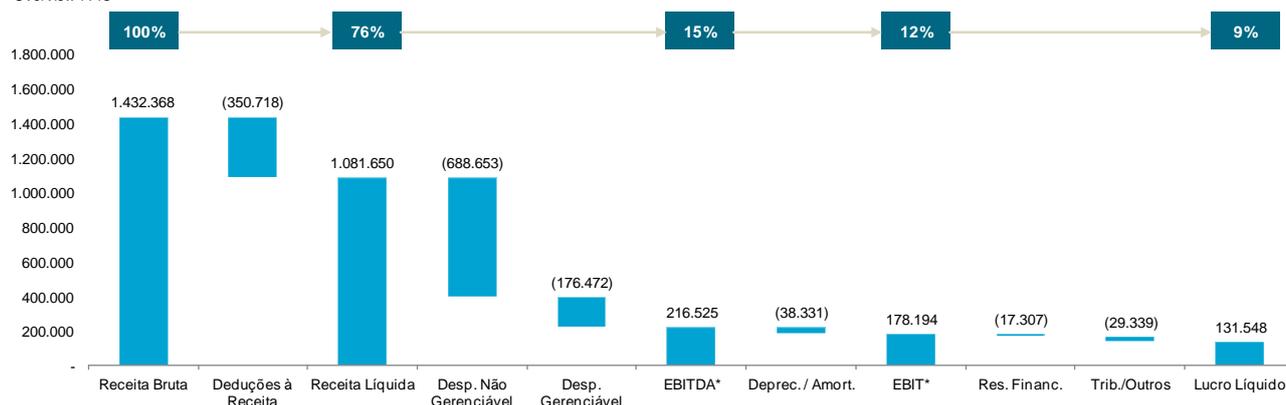
	1T15	1T14	Var. %	4T14	Var. % (1)
Receita Operacional Bruta	1.432.368	930.013	54,0%	1.528.726	-6,3%
Deduções à Receita Operacional	(350.718)	(223.889)	56,6%	(289.767)	21,0%
Receita Operacional Líquida	1.081.650	706.124	53,2%	1.238.959	-12,7%
Custos do Serviço e Despesas Operacionais	(903.456)	(666.689)	35,5%	(928.124)	-2,7%
<b>EBITDA(2)*</b>	<b>216.525</b>	<b>75.027</b>	<b>&gt;100,0%</b>	<b>376.818</b>	<b>-42,5%</b>
Margem EBITDA*	20,02%	10,63%	9,39 p.p	30,41%	-10,39 p.p
Margem EBITDA ex- Receita de Construção*	20,76%	11,30%	9,46 p.p	32,07%	-11,31 p.p
EBIT(3)*	178.194	39.435	>100,0%	310.835	-42,7%
Margem EBIT*	16,47%	5,58%	10,89 p.p	25,09%	-8,62 p.p
Resultado Financeiro	(17.307)	(5.479)	>100,0%	(75.081)	-76,9%
Imposto de Renda, Contribuição Social e Outros	(29.339)	30.690	<-100,0%	(72.829)	-59,7%
<b>Lucro Líquido</b>	<b>131.548</b>	<b>64.646</b>	<b>&gt;100,0%</b>	<b>162.925</b>	<b>-19,3%</b>
Margem Líquida	12,16%	9,16%	3,00 p.p	13,15%	-0,99 p.p
Margem Líquida ex- Receita de Construção	12,62%	9,74%	2,88 p.p	13,87%	-1,25 p.p
Lucro por Ação (R\$/ação)	1,69	0,83	>100,0%	2,09	-19,3%

(1) Variação entre 1T15 e 4T14;

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

### Overview

Principais Contas do Resultado (R\$ Mil)  
Overview 1T15



\* Valores não auditados pelos auditores independentes

### Receita Operacional Bruta

#### RECEITA OPERACIONAL BRUTA (R\$ MIL)

	1T15	1T14	Var. %	4T14	Var. % (1)
Fornecimento de Energia Elétrica	1.004.668	772.036	30,1%	1.019.183	-1,4%
Valores a receber da parcela A e outros itens financeiros	250.363	-	-	306.409	-18,3%
Subsídio Baixa Renda	52.022	49.207	5,7%	56.325	-7,6%
Subvenção CDE- Desconto Tarifário	59.803	35.036	70,7%	45.237	32,2%
<b>Fornecimento de Energia Elétrica - Mercado Cativo</b>	<b>1.366.856</b>	<b>856.279</b>	<b>59,6%</b>	<b>1.427.154</b>	<b>-4,2%</b>
Receita pela Disponibilidade da Rede Elétrica	19.018	18.184	4,6%	20.040	-5,1%
Receita Operacional IFRIC- 12	38.888	42.227	-7,9%	63.988	-39,2%
Outras Receitas	7.606	13.323	-42,9%	17.544	-56,6%
<b>Total - Receita Operacional Bruta</b>	<b>1.432.368</b>	<b>930.013</b>	<b>54,0%</b>	<b>1.528.726</b>	<b>-6,3%</b>

(1) Variação entre 1T15 e 4T14;

A receita operacional bruta da Coelce apresentou um incremento de 54,0% no 1T15 em relação ao 1T14 (+R\$ 502 milhões). Esse incremento é resultado dos seguintes principais efeitos:

- Incremento de 30,1% (R\$ 1.005 milhões versus R\$ 772 milhões) na receita pelo fornecimento de energia elétrica (+R\$ 233 milhões):  
*Este incremento está associado aos seguintes fatores:*
  - (i) Aumento de 2,5% no volume de energia vendida para o mercado cativo da Companhia (2.527 GWh no 1T15 versus 2.465 GWh no 1T14);
  - (ii) Efeito do Reajuste Tarifário Anual de 2014, aplicado a partir de 22 de abril de 2014, que incrementou as tarifas da Coelce em 16,77% (em média);
  - (iii) Entrada em vigor do Sistema de Bandeiras Tarifárias, que durante todo o 1T15 apresentou como resultado, a bandeira vermelha, devido ao custo marginal de operação (CMO) ter sido superior a R\$ 388,48 MWh. O impacto médio das bandeiras tarifárias sobre as tarifas no 1T15 foi de aproximadamente 9,0%.
  - (iv) Descadastramento de 12,2% (em média) dos consumidores Baixa Renda no 1T15, 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) 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.
- Incremento de R\$ 250 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).

Excluindo-se o efeito da receita operacional - IFRIC 12, a receita operacional bruta da Companhia, no 1T15, alcançou o montante de R\$ 1.393 milhões, o que representa um incremento de 57,0% em relação ao mesmo período do ano anterior, cujo montante foi de R\$ 888 milhões (+R\$ 505 milhões).

### Deduções da Receita

#### DEDUÇÕES DA RECEITA (R\$ MIL)

	1T15	1T14	Var. %	4T14	Var. % (1)
ICMS	(250.084)	(186.796)	33,9%	(237.262)	5,4%
COFINS	(61.377)	(22.735)	>100,0%	(34.492)	77,9%
PIS	(13.559)	(4.936)	>100,0%	(7.488)	81,1%
<b>Total - Tributos</b>	<b>(325.020)</b>	<b>(214.467)</b>	<b>51,5%</b>	<b>(279.242)</b>	<b>16,4%</b>
Programa de Eficiência Energética e P&D	(8.791)	(7.129)	23,3%	(7.546)	16,5%
Encargo de Capacidade/Aquisição Emergencial/Outros	(16.907)	(2.293)	>100,0%	(2.979)	>100,0%
<b>Total - Encargos Setoriais</b>	<b>(25.698)</b>	<b>(9.422)</b>	<b>&gt;100,0%</b>	<b>(10.525)</b>	<b>&gt;100,0%</b>
<b>Total - Deduções da Receita</b>	<b>(350.718)</b>	<b>(223.889)</b>	<b>56,6%</b>	<b>(289.767)</b>	<b>21,0%</b>

(1) Variação entre 1T15 e 4T14;

As deduções da receita apresentaram um incremento de 56,6% em relação ao mesmo trimestre do ano anterior (-R\$ 127 milhões). Esse incremento é o efeito, principalmente, da seguinte variação:

- Incremento de 51,5% (-R\$ 325 milhões versus -R\$ 214 milhões) nos tributos (-R\$ 111 milhões): Esta variação deve-se, principalmente, ao aumento da base de cálculo para estes tributos, em função do incremento observado na receita bruta da Companhia entre os períodos analisados; PIS/COFINS - Neste caso, além do incremento da Receita Bruta da Companhia, houve o reconhecimento no resultado societário (IFRS) dos valores a receber/repassar referentes as diferenças de alíquotas de PIS/COFINS no 1T15. Anteriormente (1T14) estes valores não transitavam pelo resultado societário.
- Acréscimo de -R\$ 17 milhões (-R\$ 26 milhões versus -R\$ 9 milhões) nos encargos setoriais: O incremento, se deve, basicamente, a elevação substancial da cota para a Conta de Desenvolvimento Energético - CDE, o que motivou a necessidade de reconhecer a cobertura tarifária compatível com as cotas homologadas.

**Custos e Despesas Operacionais**

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

	1T15	1T14	Var. %	4T14	Var. % (1)
Custos e despesas não gerenciáveis					
Energia Elétrica Comprada para Revenda	(643.378)	(455.837)	41,1%	(648.822)	-0,8%
Encargo do Uso da Rede Elétrica/Serviço do Sistema	(45.275)	(23.452)	93,1%	4.890	<-100,0%
Outros	-	-	-	(1.154)	-100,0%
<b>Total - Não gerenciáveis</b>	<b>(688.653)</b>	<b>(479.289)</b>	<b>43,7%</b>	<b>(645.086)</b>	<b>6,8%</b>
Custos e despesas gerenciáveis					
Pessoal	(45.650)	(34.847)	31,0%	(45.083)	1,3%
Materiais e Serviços de Terceiros	(66.084)	(58.838)	12,3%	(78.173)	-15,5%
Depreciação e Amortização	(38.331)	(35.592)	7,7%	(65.983)	-41,9%
Custo de Desativação de Bens	(4.550)	-	-	(11.837)	-61,6%
Prov. para Créditos de Liquidação Duvidosa	(6.543)	(1.866)	>100,0%	(215)	>100,0%
Provisões para Contingências	(5.402)	(3.913)	38,1%	3.285	<-100,0%
Despesa IFRIC- 12 (Custo de Construção)	(38.888)	(42.227)	-7,9%	(63.988)	-39,2%
Outras Despesas Operacionais	(9.355)	(10.117)	-7,5%	(21.044)	-55,5%
<b>Total - Gerenciáveis</b>	<b>(214.803)</b>	<b>(187.400)</b>	<b>14,6%</b>	<b>(283.038)</b>	<b>-24,1%</b>
<b>Total - Custos do Serviço e Despesa Operacional</b>	<b>(903.456)</b>	<b>(666.689)</b>	<b>35,5%</b>	<b>(928.124)</b>	<b>-2,7%</b>

(1) Variação entre 1T15 e 4T14;

Os custos e despesas operacionais no 1T15 apresentaram um incremento de 35,5% em relação ao 1T14 (-R\$ 237 milhões). Este aumento é o efeito, principalmente, das seguintes variações:

Incremento de 43,7% nos custos e despesas não gerenciáveis (-R\$ 210 milhões), principalmente, por:

- Aumento de 41,1% na linha de energia elétrica comprada para revenda (-R\$ 188 milhões):  
O aumento acima mencionado se deve aos seguintes fatores:
  - (i) Incremento de 4,4% no volume de energia comprada (CCEARs e Bilaterais) entre o 1T15 e o 1T14;
  - (ii) 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);
  - (iii) 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-0 de 2014, vigentes a partir de maio de 2014, leilão A-1 de 2014, vigentes a partir de janeiro de 2015, e leilão de ajuste, vigentes a partir de fevereiro de 2015;
  - (iv) Aumento do custo variável pago às térmicas despachadas dentro da ordem de mérito pelo ONS, para garantir o nível mínimo dos reservatórios nacionais;
  - (v) Contabilização/reconhecimento das medidas do Governo Federal de auxílio às distribuidoras de energia, mediante os Decretos 8.203/14 e 8.221/14.

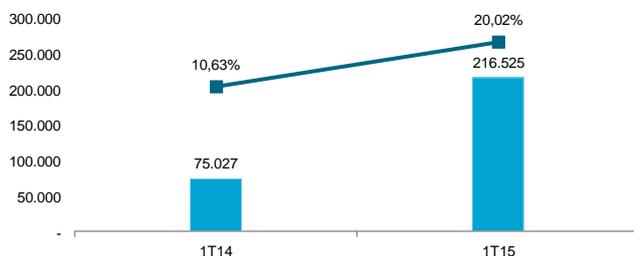
*Estes acréscimos foram parcialmente compensados pela:*

- (vi) Menor custo com compra de energia no mercado de curto prazo, tendo em vista a redução do Preço de Liquidação das Diferenças (PLD) entre os trimestres comparados, devido a redução do preço teto do PLD.
- Incremento de 93,1% na rubrica de encargo de uso da rede elétrica/serviço do sistema (-R\$ 22 milhões): Este incremento se deve, principalmente, à modificações na metodologia de cálculo do custo com transporte de energia, conforme procedimento definido na Audiência Pública Nº 017/2014 e homologado pela Resolução Nº 1.758/14. Todos os incrementos oriundos desta mudança de metodologia serão repassados à tarifa na próxima revisão tarifária da Companhia. Além disso, em dezembro de 2014, houve a redução do preço teto do PLD, o que ocasionou uma maior quantidade de térmicas sendo despachadas fora da ordem de mérito, refletindo em uma maior incidência do ESS.
- Incremento de 14,6% nos custos e despesas gerenciáveis (-R\$ 28 milhões), basicamente por:
  - Incremento de 31,0% (-R\$ 46 milhões versus -R\$ 35 milhões) nas despesas com pessoal (-R\$ 11 milhões): Essa variação se deve, principalmente, (i) a menor ativação de despesas com pessoal, tendo em vista menores investimentos no período e (ii) ao plano de demissão voluntária (PDV), levado em custo no 1T15.
  - Incremento de -R\$ 5 milhões na rubrica de provisão para créditos de liquidação duvidosa: Este incremento se deve, principalmente, ao aumento da inadimplência entre os trimestres comparadas em função dos seguintes efeitos: (i) aumento generalizado das tarifas de energia aos consumidores finais, devido ao reajuste tarifário que incrementou as tarifas dos consumidores em 16,77% em média, a partir de 22 de abril de 2014, em conjunto com a entrada do sistema de bandeiras tarifárias e da Revistão Tarifária Extraordinária (RTE) da Coelce, que incrementou as tarifas em média em 10,3% a partir de 2 de março de 2015, em conjunto, com (ii) descadastramento de 12,2% (em média) dos consumidores Baixa Renda no 1T15, que fizeram com que esses consumidores perdessem o direito ao subsídio da tarifa social.

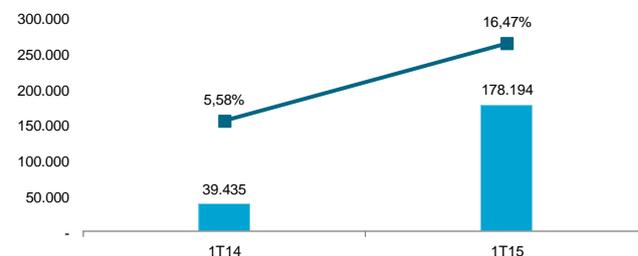
Excluindo-se o efeito do custo operacional - IFRIC 12, os custos e despesas gerenciáveis da Companhia, no 1T15, alcançaram o montante de -R\$ 176 milhões, o que representa um incremento de 21,2% em relação ao mesmo período do ano anterior, cujo montante foi de -R\$ 145 milhões (-R\$ 31 milhões).

### EBITDA

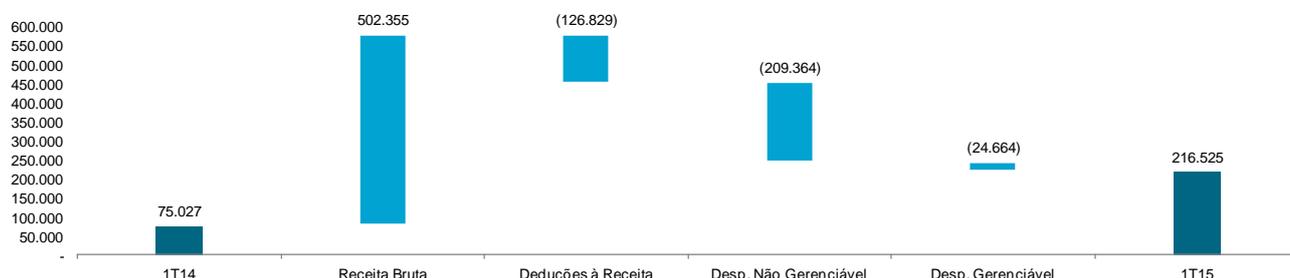
**EBITDA (R\$ Mil) e Margem EBITDA (%)\***  
Evolução 1T14 - 1T15



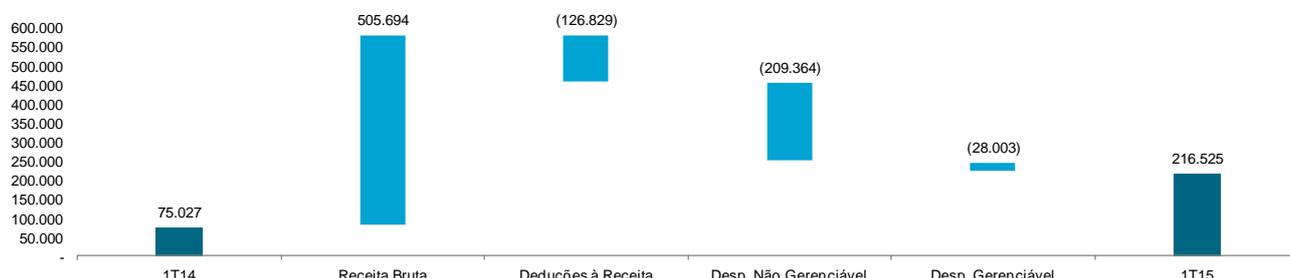
**EBIT (R\$ Mil) e Margem EBIT (%)\***  
Evolução 1T14 - 1T15



**Análise da Evolução do EBITDA (R\$ Mil)\***  
Evolução 1T14 - 1T15



**Análise da Evolução do EBITDA (R\$ Mil)\* s/ variações de Receita e Custo de Construção**  
Evolução 1T14 - 1T15



O EBITDA da Coelce, no 1T15, atingiu o montante de R\$ 217 milhões\*, o que representa um aumento de R\$ 142 milhões em relação ao 1T14. A margem EBITDA da Companhia no 1T15 foi de 20,76%\*, refletindo um acréscimo de 9,46 p.p. em relação ao 1T14.

Segue abaixo a conciliação dos valores que os 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)

	1T15	1T14	Var. %	4T14	Var. % (1)
Lucro Líquido do Período	131.548	64.646	>100,0%	162.925	-19,3%
(+) Tributo sobre o Lucro	29.339	(30.690)	<-100,0%	72.829	-59,7%
(+) Resultado Financeiro	17.307	5.479	>100,0%	73.925	-76,6%
(=) EBIT	178.194	39.435	>100,0%	309.679	-42,5%
(+) Depreciações e Amortizações	38.331	35.592	7,7%	65.983	-41,9%
(=) EBITDA	216.525	75.027	>100,0%	375.662	-42,4%

(1) Variação entre 1T15 e 4T14;

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 econômico, mas também serve como uma proxy para aferir a capacidade de cumprir com as obrigações passivas e como referência para se obter recursos para as despesas de capital e para o capital de giro.

\* Valores não auditados pelos auditores independentes

### Resultado Financeiro

#### RESULTADO FINANCEIRO (R\$ MIL)

	1T15	1T14	Var. %	4T14	Var. % (1)
<b>Receitas Financeiras</b>					
Renda de Aplicações Financeiras	5.251	2.083	>100,0%	4.381	19,9%
Acréscimo Moratório sobre Conta de Energia	11.895	9.033	31,7%	12.523	-5,0%
Receita/Despesa ativo indenizável	15.147	28.428	-46,7%	(23.891)	<-100,0%
Outras	11.995	1.621	>100,0%	2.194	>100,0%
<b>Total - Receitas Financeiras</b>	<b>44.288</b>	<b>41.165</b>	<b>7,6%</b>	<b>(4.793)</b>	<b>&lt;-100,0%</b>
<b>Despesas financeiras</b>					
Encargo de Dívidas	(29.334)	(17.422)	68,4%	(24.870)	17,9%
Variações Monetárias	(14.357)	(6.956)	>100,0%	(7.212)	99,1%
Atualizações de Impostos, Provisões e Multas	(10.187)	(6.274)	62,4%	(7.214)	41,2%
IOF e IOC	(910)	(3.167)	-71,3%	(7.271)	-87,5%
Multas	(1.330)	(1.442)	-7,8%	(13.874)	-90,4%
Outras	(5.477)	(11.383)	-51,9%	(9.847)	-44,4%
<b>Total - Despesas Financeiras</b>	<b>(61.595)</b>	<b>(46.644)</b>	<b>32,1%</b>	<b>(70.288)</b>	<b>-12,4%</b>
<b>Total - Receitas e Despesas Financeiras</b>	<b>(17.307)</b>	<b>(5.479)</b>	<b>&gt;100,0%</b>	<b>(75.081)</b>	<b>-76,9%</b>

(1) Variação entre 1T15 e 4T14;

O resultado financeiro da Coelce, no 1T15, apresentou um incremento de -R\$ 12 milhões em relação ao mesmo trimestre do ano anterior, como resultado de seguintes variações relevantes:

#### Incremento de 7,6% nas receitas financeiras (R\$ 3 milhões), principalmente, por:

- Incremento de R\$ 3 milhões em renda de aplicações financeiras: A variação reflete, principalmente, o incremento do caixa médio entre os trimestres, sobretudo pela captação de recursos, no valor de R\$ 300 milhões, (realizada no último trimestre de 2014), em conjunto com a variação de 1,83 p.p. do CDI médio entre os trimestres comparados.
- Redução de 46,7% na rubrica de receita/despesa do ativo indenizável (-R\$ 13 milhões): A redução se deve ao alinhamento do modelo de cálculo do Ativo Indenizável com a atualização pelo VNR, para adequar-se à metodologia mais recente adotada pela Aneel, que levou a uma redução dos valores do ativo indenizável a partir de junho de 2014.
- Incremento de +R\$ 11 milhões na rubrica Outras: 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 32,1% nas despesas financeiras (-R\$ 15 milhões), principalmente, por:

- Incremento de 68,4% (-R\$ 29 milhões versus -R\$ 17 milhões) em encargos de dívidas (-R\$ 12 milhões): Este incremento deve-se, basicamente, ao aumento da dívida bruta da companhia entre os trimestres comparados, em conjunto com a variação de 1,83 p.p. do CDI médio entre o 1T15 e o 1T14.
- Incremento de -R\$ 7 milhões na rubrica de variações monetárias: principalmente pela variação de 1,65 p.p. do IPCA (Índices de Preço ao Consumidor Ampla) entre os trimestres comparados, incidente sobre uma maior base de cálculo para as variações monetárias neste trimestre, já que não houve amortização das variações monetárias entre o 1T15 e o 1T14.

### Tributos (IR/CSLL) e Outros

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

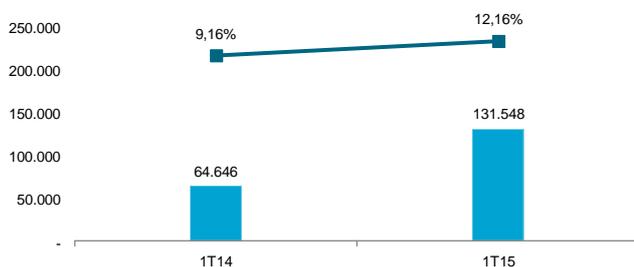
	1T15	1T14	Var. %	4T14	Var. % (1)
IR e CSLL	(53.560)	(9.767)	>100,0%	(70.421)	-23,9%
Incentivo Fiscal SUDENE	26.233	42.655	-38,5%	(209)	<-100,0%
Amortização do Ágio e Reversão da Provisão	(2.012)	(2.198)	-8,5%	(2.199)	-8,5%
<b>Total</b>	<b>(29.339)</b>	<b>30.690</b>	<b>&lt;-100,0%</b>	<b>(72.829)</b>	<b>-59,7%</b>

(1) Variação entre 1T15 e 4T14;

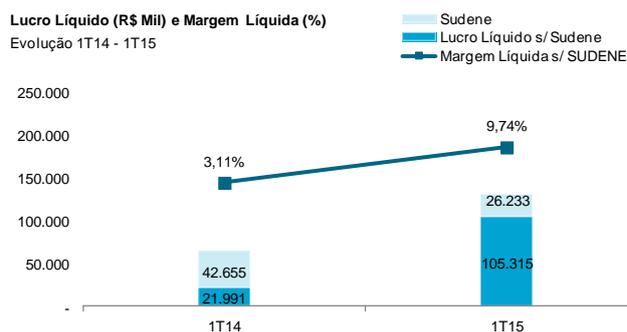
As despesas com Imposto de Renda (IR), Contribuição Social sobre o Lucro Líquido (CSLL) e Outros (Amortização do Ágio) no 1T15 registrou uma elevação (-R\$ 60 milhões) em relação ao 1T14. Esta variação é o reflexo, principalmente, do aumento da base de cálculo para estes tributos.

### Lucro Líquido

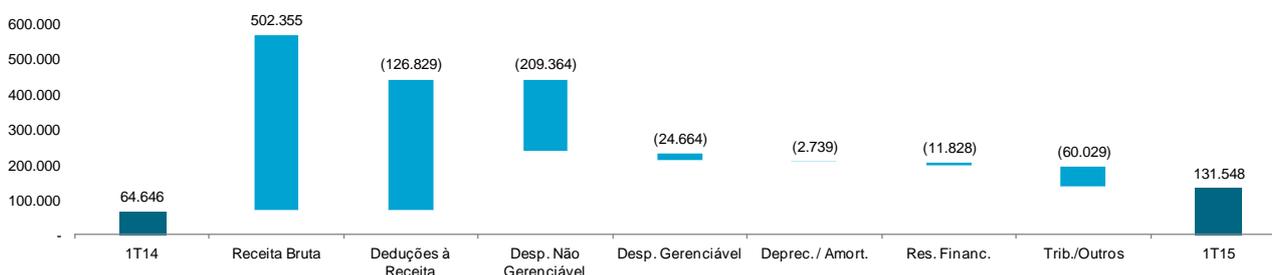
Lucro Líquido (R\$ Mil) e Margem Líquida (%)  
Evolução 1T14 - 1T15



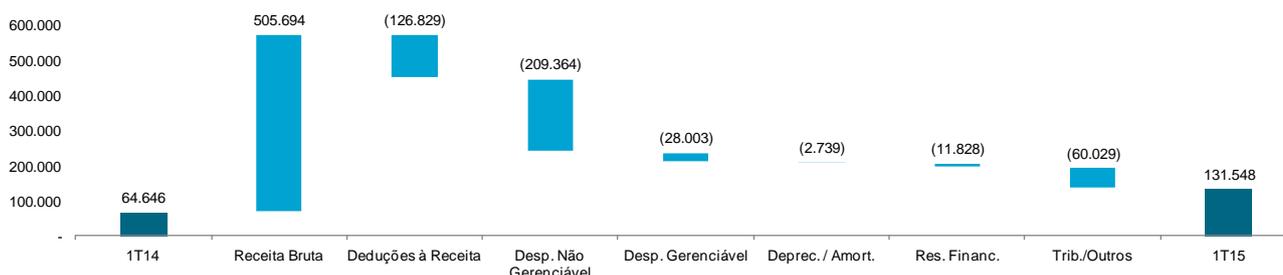
Lucro Líquido (R\$ Mil) e Margem Líquida (%)  
Evolução 1T14 - 1T15



Análise da Evolução do Lucro Líquido (R\$ Mil)  
Evolução 1T14 - 1T15



Análise da Evolução do Lucro Líquido (R\$ Mil), s/ variações de Receita e Custo de Construção  
Evolução 1T14 - 1T15



A Coelce registrou no 1T15 um Lucro Líquido de R\$ 132 milhões, valor R\$ 67 milhões superior ao registrado no 1T14. A Margem Líquida no 1T15 alcançou 12,62%.

### Endividamento

#### INDICADORES DE ENVIDAMENTO

	1T15	1T14	Var. %	4T14	Var. % (1)
Dívida bruta (R\$ mil)	1.272.801	1.059.957	20,1%	1.260.059	1,0%
(-) Caixa, Equivalentes e Aplicações Financ. (R\$ mil)	158.017	118.536	33,3%	191.889	-17,7%
Dívida líquida (R\$ mil)	1.114.784	941.421	18,4%	1.068.170	4,4%
Dívida Bruta / EBITDA(2)*	1,51	3,04	-50,3%	1,80	-16,1%
EBITDA(2) / Encargos de Dívida(2)*	8,64	5,00	72,8%	8,19	5,5%
Dívida bruta / (Dívida bruta + PL)	0,41	0,39	3,6%	0,42	-3,7%
Dívida líquida / (Dívida líquida + PL)	0,38	0,37	2,8%	0,38	-1,9%

(1) Variação entre 1T15 e 4T14;

(2) EBITDA e Encargos de Dívida acumulados nos últimos 12 meses;

A dívida bruta da Coelce encerrou o 1T15 com um incremento de 20,1% em relação ao 1T14 (+R\$ 325 milhões). Este incremento é o efeito líquido de (i) novas captações de dívidas (no valor de R\$ 300 milhões, realizadas no último trimestre de 2014) e de constituição de provisões de encargos e variações monetárias. As captações foram compensadas parcialmente (ii) por amortizações ocorridas no período, que alcançaram R\$ 135 milhões.

A Coelce encerrou o 1T15 com o custo da dívida médio de 11,65% a.a., ou CDI + 0,51% a.a.

#### Colchão de Liquidez

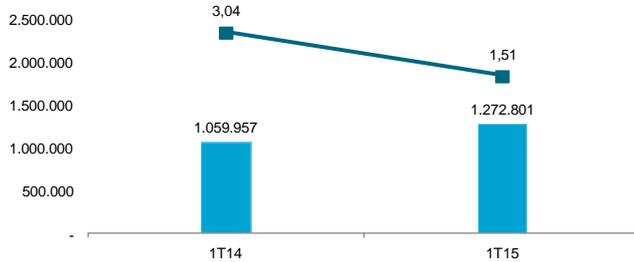
No ano de 2014, foi autorizada pela Aneel a realização de operações de mútuo da Enel Brasil para a Coelce, com o objetivo de assegurar a liquidez da companhia em caso de necessidade, no montante de até R\$ 200 milhões e prazo máximo de 2 anos. Além disso, para se precaver de qualquer necessidade emergencial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

\* Valores não auditados pelos auditores independentes

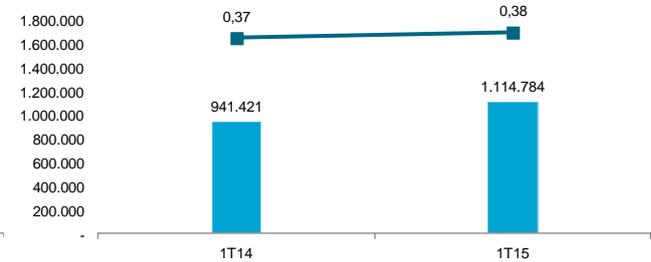
comprometidas), para utilização com prazo máximo de captação de 2 anos, além de R\$ 50 milhões em limites abertos de conta garantida para utilização em operações de curto prazo.

Em **março de 2015**, a agência classificadora de risco de crédito corporativo Standard & Poor's reafirmou os **ratings brAAA/brA-1** na Escala Nacional Brasil atribuídos à Coelce. A perspectiva dos ratings é estável.

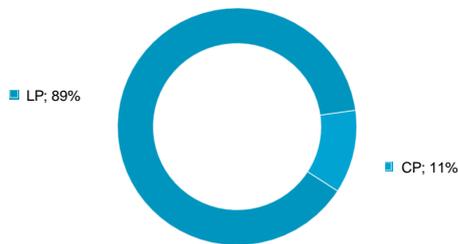
**Dívida Bruta (R\$ Mil) e Dívida Bruta / EBITDA\* (Veze)**  
Evolução 1T14 - 1T15



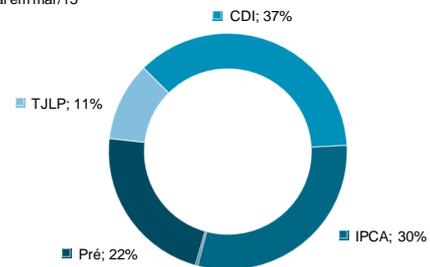
**Dívida Líquida (R\$ Mil) e Alavancagem (Veze)**  
Evolução 1T14 - 1T15



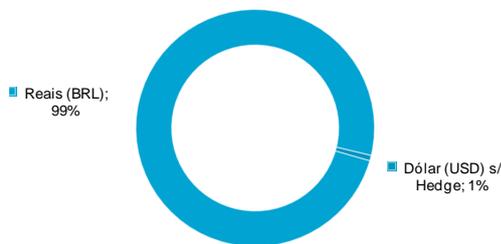
**Abertura da Dívida Bruta - CP e LP**  
Posição Final em mar/15



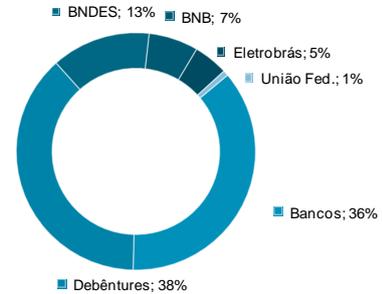
**Abertura da Dívida Bruta - Indexadores**  
Posição Final em mar/15



**Abertura da Dívida Bruta - Moedas**  
Posição Final em mar/15



**Abertura da Dívida Bruta - Credor**  
Posição Final em mar/15



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



### Investimentos

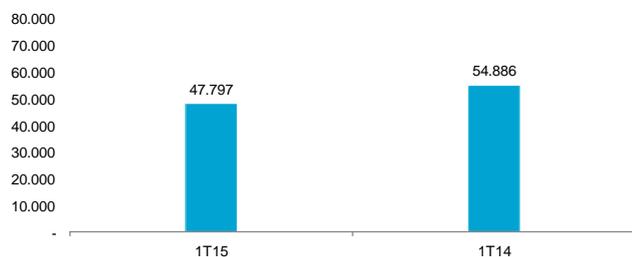
#### INVESTIMENTOS (R\$ MIL)\*

	1T15	1T14	Var. %	4T14	Var. % (1)
Novas Conexões	30.214	20.605	46,6%	36.898	-18,1%
Rede	9.911	12.959	-23,5%	38.995	-74,6%
Combate às Perdas	5.828	5.914	-1,5%	7.658	-23,9%
Qualidade do Sistema Elétrico	(691)	5.008	<-100,0%	20.265	<-100,0%
Outros	4.774	2.037	>100,0%	11.072	-56,9%
Medidores	1.325	2.195	-39,6%	2.328	-43,1%
Outros (Non - Network)	1.949	7.279	-73,2%	8.511	-77,1%
Variação de Estoque	4.398	11.848	-62,9%	(6.298)	<-100,0%
<b>Total Investido</b>	<b>47.797</b>	<b>54.886</b>	<b>-12,9%</b>	<b>80.434</b>	<b>-40,6%</b>
Aportes / Subsídios	(9.315)	(7.400)	25,9%	(8.976)	3,8%
<b>Investimento Líquido</b>	<b>38.482</b>	<b>47.486</b>	<b>-19,0%</b>	<b>71.458</b>	<b>-46,1%</b>

(1) Variação entre 1T15 e 4T14;

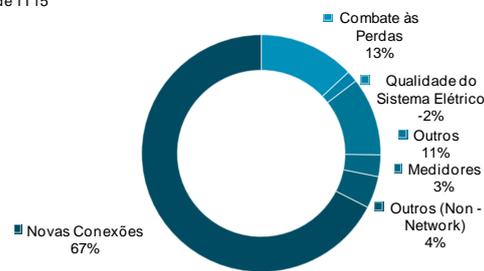
#### Investimentos Totais (R\$ Mil)\*

Evolução 1T14 - 1T15



#### Portfólio de Investimentos (R\$ mil)

Dados de 1T15



Os investimentos realizados pela Coelce no 1T15 apresentaram um redução de 12,9% (-R\$ 7 milhões) em relação ao mesmo período do ano anterior. O maior volume de investimentos no 1T15, foi direcionado aos investimentos para Novas Conexões, que representou R\$ 30 milhões\* de todo o valor investido no período mencionado.

### Mercado Bursátil

#### COTAÇÃO DE FECHAMENTO (R\$/AÇÃO)\*

	1T15	1T14	Var. %	4T14	Var. % (1)
Ordinárias - ON (COCE3)	45,00	48,00	-6,3%	49,00	-8,2%
<b>Preferenciais A - PNA (COCE5)</b>	<b>41,40</b>	<b>37,15</b>	<b>11,4%</b>	<b>39,55</b>	<b>4,7%</b>
Preferenciais B - PNB (COCE6)	35,00	35,00	-	35,00	-

(1) Variação entre 1T15 e 4T14;

#### INDICADORES DE MERCADO\*

	1T15	1T14	Var. %	4T14	Var. % (1)
Informações sobre Ação Preferencial A (COCE5)					
Cotação (R\$/ação)	41,40	37,15	11,4%	39,55	4,7%
Média Diária de Negócios	104	236	-55,9%	82	26,8%
Média Diária de Volume Financeiro (R\$)	1.042.741	4.578.942	-77,2%	1.106.795	-5,8%
Valor de Mercado (R\$ milhões)	3.386	3.411	-0,7%	3.526	-4,0%
Enterprise Value (EV) (2) (R\$ milhões)	4.501	4.352	3,4%	4.595	-2,0%
EV/EBITDA (3)	5,34	12,47	-57,2%	6,55	-18,5%
Preço da Ação PNA / Lucro por Ação (3) (P/L)	10,12	18,21	-44,4%	12,24	-17,3%
Dividend Yield da Ação PNA (4)	2,38%	7,40%	-5,02 p.p	2,50%	-0,12 p.p
Valor de Mercado/Patrimônio Líquido	1,83	2,09	-12,4%	2,06	-11,2%

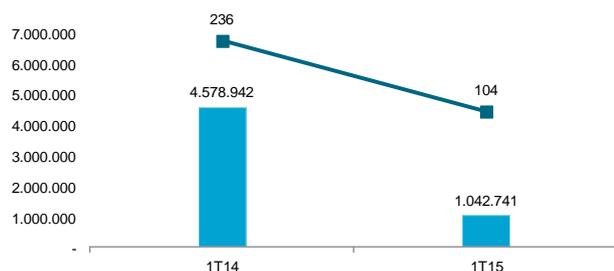
(1) Variação entre 1T15 e 4T14;

(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

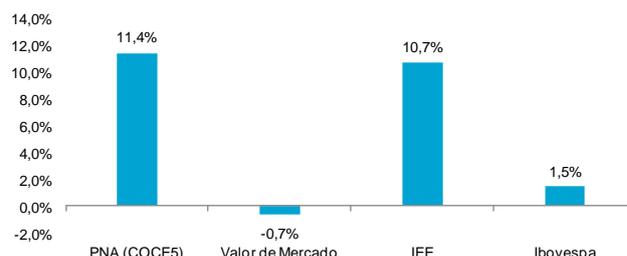
### Média Diária de Negócios (Negócios) e Volume Médio Diário (R\$)\*

Evolução 1T14 - 1T15



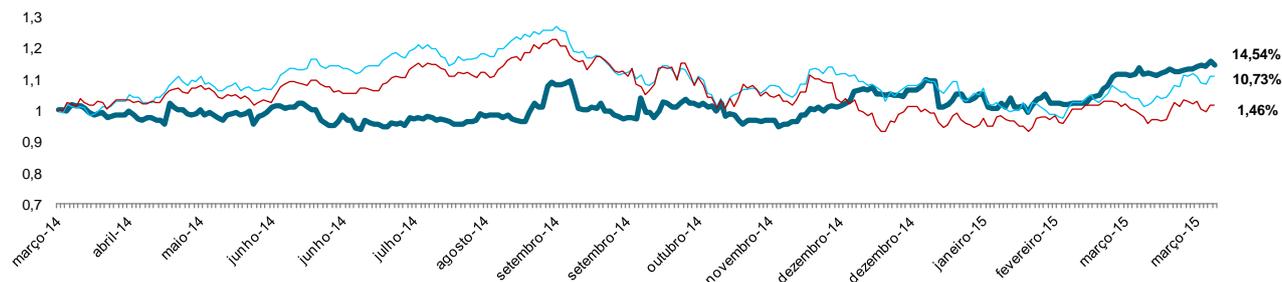
### Indicadores de Mercado - Variação 12 meses (%)\*

Dados até mar/15



### Evolução diária COCE5, IEE e IBOVESPA - base 1

Dados de 12 meses - até mar/15



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 1T15 teve uma média de 104 negócios diários (-55,9% vs. 1T14) e um volume financeiro diário médio de R\$ 1,0 milhões (-77,2% vs. 1T14). 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 valorização (sem ajuste por proventos) de 11,4% nos 12 meses até março de 2015. O IEE e o Ibovespa apresentaram valorizações de 10,7% e 1,5%, respectivamente. Ajustando-se as cotações pelos proventos deliberados, a desvalorização da ação preferencial classe A (COCE5) seria de 14,5%.

## 5 OUTROS TEMAS RELEVANTES

### 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\$ 1,50 para cada 100 quilowatt-hora (kWh) consumidos;
- Bandeira vermelha: condições mais custosas de geração. A tarifa sofre acréscimo de R\$ 3,00 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, 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.

### ANEXO 1: DEMONSTRATIVO DE RESULTADOS (IFRS)

#### DEMONSTRATIVO DE RESULTADO (R\$ MIL)

	1T15	1T14	Var. %	4T14	Var. % (1)
<b>Receita Operacional Bruta</b>	<b>1.432.368</b>	<b>930.013</b>	<b>54,0%</b>	<b>1.528.726</b>	<b>-6,3%</b>
Fornecimento de Energia Elétrica	1.004.668	772.036	30,1%	1.019.183	-1,4%
Valores a receber da parcela A e outros itens financeiros	250.363	-	-	306.409	-18,3%
Subvenção Baixa Renda	52.022	49.207	5,7%	56.325	-7,6%
Subvenção CDE- Desconto Tarifário	59.803	35.036	70,7%	45.237	32,2%
Receita pela Disponibilidade da Rede Elétrica	19.018	18.184	4,6%	20.040	-5,1%
Receita Operacional IFRIC- 12	38.888	42.227	-7,9%	63.988	-39,2%
Outras Receitas	7.606	13.323	-42,9%	17.544	-56,6%
<b>Deduções da Receita</b>	<b>(350.718)</b>	<b>(223.889)</b>	<b>56,6%</b>	<b>(289.767)</b>	<b>21,0%</b>
ICMS	(250.084)	(186.796)	33,9%	(237.262)	5,4%
COFINS	(61.377)	(22.735)	>100,0%	(34.492)	77,9%
PIS	(13.559)	(4.936)	>100,0%	(7.488)	81,1%
Programa de Eficiência Energética e P&D	(8.791)	(7.129)	23,3%	(7.546)	16,5%
Encargo de Capacidade/Aquisição Emergencial/Outros	(16.907)	(2.293)	>100,0%	(2.979)	>100,0%
<b>Receita Operacional Líquida</b>	<b>1.081.650</b>	<b>706.124</b>	<b>53,2%</b>	<b>1.238.959</b>	<b>-12,7%</b>
<b>Custo do Serviço / Despesa Operacional</b>	<b>(903.456)</b>	<b>(666.689)</b>	<b>35,5%</b>	<b>(928.124)</b>	<b>-2,7%</b>
Custos e despesas não gerenciáveis	(688.653)	(479.289)	43,7%	(645.086)	6,8%
Energia Elétrica Comprada para Revenda	(643.378)	(455.837)	41,1%	(648.822)	-0,8%
Encargo do Uso da Rede Elétrica/Serviço do Sistema	(45.275)	(23.452)	93,1%	4.890	<-100,0%
Outros	-	-	-	(1.154)	-100,0%
Custos e despesas gerenciáveis	(214.803)	(187.400)	14,6%	(283.038)	-24,1%
Pessoal	(45.650)	(34.847)	31,0%	(45.083)	1,3%
Material e Serviços de Terceiros	(66.084)	(58.838)	12,3%	(78.173)	-15,5%
Depreciação e Amortização	(38.331)	(35.592)	7,7%	(65.983)	-41,9%
Custos de Desativação de Bens	(4.550)	-	-	(11.837)	-61,6%
Prov. para Créditos de Liquidação Duvidosa	(6.543)	(1.866)	>100,0%	(215)	>100,0%
Provisões para Contingências	(5.402)	(3.913)	38,1%	3.285	<-100,0%
Despesa IFRIC- 12 (Custo de Construção)	(38.888)	(42.227)	-7,9%	(63.988)	-39,2%
Outras Despesas Operacionais	(9.355)	(10.117)	-7,5%	(21.044)	-55,5%
<b>EBITDA (2)</b>	<b>216.525</b>	<b>75.027</b>	<b>&gt;100,0%</b>	<b>376.818</b>	<b>-42,5%</b>
Margem EBITDA	20,02%	10,63%	9,39 p.p	30,41%	-10,39 p.p
Margem EBITDA ex- Receita de Construção	20,76%	11,30%	9,46 p.p	32,07%	-11,31 p.p
Resultado do Serviço (EBIT)	178.194	39.435	>100,0%	310.835	-42,7%
<b>Resultado Financeiro</b>	<b>(17.307)</b>	<b>(5.479)</b>	<b>&gt;100,0%</b>	<b>(75.081)</b>	<b>-76,9%</b>
Receita Financeira	44.288	41.165	7,6%	(4.793)	<-100,0%
Renda de Aplicações Financeiras	5.251	2.083	>100,0%	4.381	19,9%
Acréscimo Moratório sobre Conta de Energia	11.895	9.033	31,7%	12.523	-5,0%
Receita/Despesa ativo indenizável	15.147	28.428	-46,7%	(23.891)	<-100,0%
Outras	11.995	1.621	>100,0%	2.194	>100,0%
Despesas financeiras	(61.595)	(46.644)	32,1%	(70.288)	-12,4%
Encargo de Dívidas	(29.334)	(17.422)	68,4%	(24.870)	17,9%
Variações Monetárias	(14.357)	(6.956)	>100,0%	(7.212)	99,1%
Atualizações de Impostos, Provisões e Multas	(10.187)	(6.274)	62,4%	(7.214)	41,2%
IOF e IOC	(910)	(3.167)	-71,3%	(7.271)	-87,5%
Multas	(1.330)	(1.442)	-7,8%	(13.874)	-90,4%
Outras	(5.477)	(11.383)	-51,9%	(9.847)	-44,4%
<b>Lucro Antes dos Tributos e Participações</b>	<b>160.887</b>	<b>33.956</b>	<b>&gt;100,0%</b>	<b>235.754</b>	<b>-31,8%</b>
Tributos e Outros	(29.339)	30.690	<-100,0%	(72.829)	-59,7%
IR e CSLL	(53.560)	(9.767)	>100,0%	(70.421)	-23,9%
Incentivo Fiscal SUDENE	26.233	42.655	-38,5%	(209)	<-100,0%
Amortização do Ágio e Reversão da Provisão	(2.012)	(2.198)	-8,5%	(2.199)	-8,5%
<b>Lucro Líquido do Período</b>	<b>131.548</b>	<b>64.646</b>	<b>&gt;100,0%</b>	<b>162.925</b>	<b>-19,3%</b>
Margem Líquida	12,16%	9,16%	3,00 p.p	13,15%	-0,99 p.p
Margem Líquida ex- Receita de Construção	12,62%	9,74%	2,88 p.p	13,87%	-1,25 p.p
Lucro por Ação (R\$/ação)	1,6896	0,8303	>100,0%	2,0927	-19,3%

(1) Variação entre 1T15 e 4T14;

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

### 6 ANEXO 2: BALANÇOS PATRIMONIAIS (IFRS)

#### BALANÇOS PATRIMONIAIS

ATIVOS	Nota	1T15	2014
<b>CIRCULANTE</b>			
Caixa e equivalente de caixa	4	144.379	180.434
Títulos e valores mobiliários	5	13.638	11.455
Consumidores, concessionários e permissionários	6	655.393	506.914
Repasse CDE		22.295	-
Subvenção CDE - Desconto tarifário	8	119.255	103.303
Cauções e depósitos	10	32.390	30.456
Serviço em curso		60.308	62.758
Valores a receber de Parcela A e outros itens financeiros	11	310.253	151.480
Tributos a compensar	9	86.920	92.670
Benefício fiscal- ágio incorporado	12	7.879	8.049
Instrumentos financeiros derivativos - Swap		1.495	585
Outros créditos		58.016	79.211
<b>Total do ativo circulante</b>		<b>1.512.221</b>	<b>1.227.315</b>
<b>NÃO CIRCULANTE</b>			
Consumidores, concessionários e permissionários	6	7.589	6.695
Cauções e depósitos	10	24.731	24.062
Depósitos vinculados a litígios	13	39.041	34.005
Tributos a compensar	9	17.759	18.488
Tributos diferidos	29	113.890	115.731
Benefício fiscal - ágio incorporado	12	54.765	56.606
Ativo Indenizável (concessão)	14	801.312	783.713
Valores a receber de Parcela A e outros itens financeiros	11	24.179	154.929
Instrumentos financeiros derivativos - Swap		4.503	4.984
Outros créditos		1.424	1.424
Imobilizado		47.129	48.784
Intangível	15	1.546.637	1.551.405
<b>Total do ativo não circulante</b>		<b>2.682.959</b>	<b>2.800.826</b>
<b>TOTAL DOS ATIVOS</b>		<b>4.195.180</b>	<b>4.028.141</b>
<b>PASSIVO</b>			
<b>CIRCULANTE</b>			
Fornecedores	16	409.756	434.264
Empréstimos e financiamentos	17	76.855	72.189
Debêntures	18	68.833	59.341
Folha de pagamento		41.586	39.627
Obrigações fiscais	19	119.554	73.581
Dividendos a pagar		42.354	42.354
P&D	21	6.082	13.504
Benefícios pós- emprego	22	607	770
Programa luz para todos		52.074	52.074
Outras obrigações		42.449	42.166
<b>Total do passivo circulante</b>		<b>860.150</b>	<b>829.870</b>
<b>NÃO CIRCULANTE</b>			
Fornecedores	16	7.050	6.874
Empréstimos e financiamentos	17	712.105	725.949
Debêntures	18	421.006	408.150
Obrigações fiscais	19	14.917	15.045
P&D	21	58.307	51.971
Benefícios pós- emprego	22	85.701	90.312
Provisões para ações judiciais e outros riscos	23	187.317	183.191
Outras obrigações		952	935
<b>Total do passivo não circulante</b>		<b>1.487.355</b>	<b>1.482.427</b>
<b>PATRIMÔNIO LÍQUIDO</b>			
Capital social	24	442.946	442.946
Reserva de capital		358.671	358.671
Reserva de lucros		910.551	910.551
Outros resultados abrangentes		3.959	3.676
Proposta de distribuição de dividendos adicionais		-	-
Lucro/prejuízos acumulados		131.548	-
<b>Total do patrimônio líquido</b>		<b>1.847.675</b>	<b>1.715.844</b>
<b>TOTAL DO PATRIMÔNIO LÍQUIDO E PASSIVOS</b>		<b>4.195.180</b>	<b>4.028.141</b>



Coelce é uma empresa do Grupo Enel