

3T13



São Paulo, 14 de novembro de 2013: CESP - Companhia Energética de São Paulo (BM&FBOVESPA: CESP3, CESP5 e CESP6), a maior geradora de energia hidrelétrica do Estado de São Paulo e uma das maiores do país, divulga o release de resultados referentes ao terceiro trimestre de 2013 (3T13). As informações trimestrais foram elaboradas de acordo com as Normas Internacionais de Relatório Financeiro ("IFRS") e práticas contábeis adotadas no Brasil, comparadas com o mesmo período do ano de 2012, exceto onde indicado de outra forma.

Teleconferência 3T13 com Tradução Simultânea

Data: 19/11/2013

Português

12h00 (Horário de Brasília)
09h00 (Horário de Nova Iorque)
Tel.: +55 11 2188-0155
Código: CESP
Replay: +55 11 2188-0155
Senha: CESP

Tradução para o inglês

12h00 (Horário de Brasília)
09h00 (Horário de Nova Iorque)
EUA: (1 646) 843 6054
Demais países: (1 866) 890 2584
Código: CESP
Replay: +55 11 2188-0155
Senha: CESP

Contatos RI:

Tel.: +55 11 5613-3626
Fax: +55 11 5613-3657
ricesp@cesp.com.br
www.cesp.com.br

Lucro Líquido de R\$ 192 milhões, 28,3% superior ao 3T12

Destaques do 3T13

- **Receita Operacional Líquida** de R\$ 867,4 milhões, 4,4% acima do registrado no 3T12
- **Despesas Operacionais** de R\$ 442,5 milhões, 3,9% inferiores às do 3T12
- **Resultado do Serviço** de R\$ 424,9 milhões, 14,8% superior ao alcançado no 3T12
- **Resultado Financeiro negativo** de R\$ 77,3 milhões, 38,1% menor do que no 3T12
- **Lucro Líquido** de R\$ 191,9 milhões, 28,3% superior ao 3T12.

Destaques Operacionais e Financeiros (R\$ mil)

	3T13	3T12	Var%	9M13	9M12	Var%
Receita Operacional Líquida	867.442	830.995	4,4%	2.952.910	2.548.824	15,9%
Despesas Operacionais	(442.528)	(460.724)	-3,9%	(1.260.610)	(1.338.289)	-5,8%
Resultado do Serviço	424.914	370.271	14,8%	1.692.300	1.210.535	39,8%
EBITDA	499.870	543.542	-8,0%	2.035.308	1.684.177	20,8%
Margem EBITDA	57,6%	65,4%	-7,8 p.p.	68,9%	66,1%	2,9 p.p.
Resultado Financeiro	(77.335)	(124.857)	-38,1%	(317.624)	(456.612)	-30,4%
Lucro Líquido	191.865	149.571	28,3%	795.212	444.593	78,9%

PARQUE GERADOR

A CESP – Companhia Energética de São Paulo possui cinco usinas de geração hidrelétrica que operam no regime de preço, e uma usina, a de Três Irmãos, que a partir de 18 de abril de 2013 está sendo operada no regime de cotas. Ambas as operações somam 57 unidades geradoras, com 7.457,3 MW de capacidade instalada e 3.916 MW médios de garantia física de energia, representando 6% e 5%, respectivamente, da capacidade instalada e da garantia física de energia do Brasil.

As usinas hidrelétricas estão distribuídas em duas bacias hidrográficas, a bacia do Rio Paraná, no oeste do Estado de São Paulo, e a bacia do Rio Paraíba do Sul, no leste do Estado de São Paulo. Abaixo são apresentados os principais dados do Parque Gerador:

Usinas Hidrelétricas	Entrada em Operação	Unidades Geradoras	Capacidade Instalada (MW)	Garantia Física (MW Médio)	Vencimentos das Concessões
Ilha Solteira	1973	20	3.444,0	1.731,5	07/07/2015
Três Irmãos*	1993	5	807,5	217,5	18/11/2011
Jupiá	1969	14	1.551,2	886,0	07/07/2015
Porto Primavera	1999	14	1.540,0	1.017,0	21/05/2028
Paraibuna	1978	2	87,0	50,0	09/03/2021
Jaguari	1972	2	27,6	14,0	20/05/2020
Total		57	7.457,3	3.916,0	

- * Pela Portaria nº 125 de 17 de abril de 2013, a CESP foi designada como responsável pela Prestação do Serviço de Geração de Energia Elétrica, na UHE Três Irmãos.

A energia da usina foi alocada pelo Poder Concedente ao regime de cotas, pela Resolução Homologatória ANEEL nº 1.521 a partir de 18 de abril de 2013.

A Receita Anual de Geração (RAG) para operação da UHE Três Irmãos, de julho/2013 a junho/2014, foi estabelecida em R\$ 71,8 milhões pela Resolução Homologatória ANEEL nº 1.572/2013. O PIS/COFINS e a Compensação Financeira pela Utilização de Recursos Hídricos – CFURH não compõem a RAG e serão ressarcidos.

PRODUÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

No terceiro trimestre de 2013, a produção de energia elétrica da CESP (sem considerar a usina de Três Irmãos) atingiu 8.488 GWh, 13,1% inferior ao mesmo período de 2012. A redução da produção reflete o despacho das termelétricas, iniciado pelo ONS – Operador Nacional do Sistema Elétrico no quarto trimestre de 2012, para recuperação dos reservatórios das usinas hidrelétricas.

Produção em MWh				
Usinas Hidrelétricas	3T13	3T12	9M13	9M12
Ilha Solteira	3.862.605	4.444.042	11.227.769	13.423.974
Jupiá	2.126.349	2.500.937	6.301.087	7.378.208
Porto Primavera	2.333.275	2.671.882	7.288.657	8.172.545
Paraibuna	123.529	97.760	262.578	343.937
Jaguari	42.605	54.720	74.442	101.429
Subtotal	8.488.363	9.769.341	25.154.533	29.420.093
Três Irmãos*	446.770	869.370	1.400.963	3.042.594
Total	8.935.133	10.638.711	26.555.496	32.462.687

*A energia da usina de Três Irmãos foi alocada ao regime de cotas a partir de 18 de abril de 2013

Capacidade Nominal = 3.698,5 MW médios X 24 horas X 92 dias = 8.166.288 MWh/3T13
(sem Três Irmãos) 3.698,5 MW médios X 24 horas X 274 dias = 24.321.336 MWh/9M13

No 3T13 a CESP produziu 3,9% acima de sua capacidade nominal, sem considerar a usina de Três Irmãos. No acumulado dos nove meses esta variação foi de 3,4%.

COMERCIALIZAÇÃO

Os clientes da CESP são: (i) as distribuidoras de energia elétrica do país que compram sua energia por meio de contratos de longo prazo, em leilões, no mercado regulado; (ii) as comercializadoras e os consumidores livres, que adquirem sua energia por meio de ofertas públicas em contratos bilaterais de curto, médio e longo prazo.

A CESP comercializa sua energia de garantia física líquida nos seguintes ambientes:

Ambiente de Contratação Livre – ACL: por meio de Contratos de Compra e Venda de Energia Elétrica de curto, médio e longo prazo, com volumes, condições e preços negociados com empresas comercializadoras e consumidores livres.

Ambiente de Contratação Regulada – ACR: mediante leilões de compra de energia, organizados pela ANEEL, realizados por intermédio da CCEE para atender as distribuidoras.

Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE: onde as diferenças entre a energia produzida, garantia física líquida e contratada, são contabilizadas e liquidadas, parte para atender ao MRE – Mecanismo de Realocação de Energia a tarifas reguladas que cobrem apenas o custo variável de geração de energia, e parte como energia secundária, a Preços de Liquidação das Diferenças – PLD, apurados na CCEE.

Adicionalmente, a CESP está operando, de forma transitória, a usina de Três Irmãos que, desde 18/04/2013 disponibiliza sua energia no **Regime de Cotas**.

RECEITAS

As **Receitas com Venda de Energia** no terceiro trimestre de 2013 somaram **R\$ 935,0 milhões**, 0,8% inferior ao registrado no 3T12. A redução da receita neste trimestre reflete: (i) A sazonalização da energia, realizada no início do ano; (ii) A energia da usina de Três Irmãos que foi transformada em cotas; (iii) A redução da produção, consequência do despacho das termelétricas, coordenado pelo ONS – Operador Nacional do Sistema Elétrico. No acumulado de 2013, as Receitas com Venda de Energia somaram **R\$ 3,3 bilhões**, 13,6% acima do mesmo período de 2012.

No terceiro trimestre de 2013, a receita de prestação de serviços de geração da usina de Três Irmãos foi de **R\$ 23,0 milhões**.

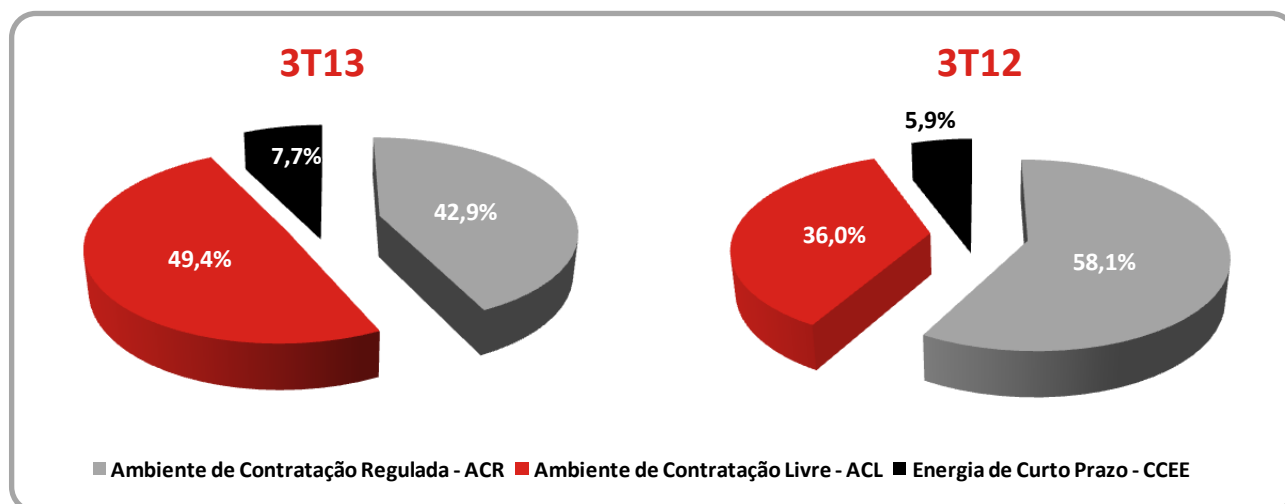
Composição das Vendas de Energia	MWh			R\$ mil		
	3T13	3T12	Var.	3T13	3T12	Var.
Ambiente de Contratação Livre - ACL	3.670.438	3.151.768	16,5%	461.623	339.543	36,0%
Ambiente de Contratação Regulada - ACR	3.416.776	5.262.556	-35,1%	401.488	547.700	-26,7%
Mercado de Curto Prazo - PLD	362.990	402.983	-9,9%	62.202	41.661	49,3%
Mercado de Curto Prazo - MRE	769.601	1.485.685	-48,2%	9.642	13.770	-30,0%
Total	8.219.805	10.302.992	-20,2%	934.955	942.674	-0,8%

Composição das Vendas de Energia	MWh			R\$ mil		
	9M13	9M12	Var.	9M13	9M12	Var.
Ambiente de Contratação Livre - ACL	11.076.090	8.789.164	26,0%	1.402.098	933.531	50,2%
Ambiente de Contratação Regulada - ACR	10.464.566	15.793.561	-33,7%	1.201.703	1.615.700	-25,6%
Mercado de Curto Prazo - PLD	2.185.014	3.241.735	-32,6%	658.517	297.742	121,2%
Mercado de Curto Prazo - MRE	1.070.495	3.537.541	-69,7%	10.852	33.147	-67,3%
Total	24.796.165	31.362.001	-20,9%	3.273.170	2.880.120	13,6%

DISTRIBUIÇÃO DA RECEITA

No terceiro trimestre de 2013, a receita decorrente das vendas de energia elétrica no **Ambiente de Contratação Regulada (ACR)** representou 42,9%, no **Ambiente de Contratação Livre (ACL)** 49,4% e a **Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE)** respondeu por 7,7%.

A participação do ACR na composição da receita em 2013 foi reduzida em relação ao mesmo trimestre do ano anterior em vista do encerramento, em dezembro de 2012, de contratos de 8 anos firmados no Leilão de Energia de Empreendimentos Existentes realizado em dezembro de 2004. Parte dos volumes migrou para o ACL e parte está sendo liquidada na CCEE.



Ambiente de Contratação Livre – ACL

A participação do Ambiente de Contratação Livre no faturamento total do trimestre foi de 49,4% e correspondeu a **R\$ 461,6 milhões**. No 9M13 registrou **R\$ 1,4 bilhão**, com participação de 42,8%.

O ACL no terceiro trimestre de 2013, referente aos contratos de venda de curto, médio e longo prazo, correspondeu a 3.670 GWh, representando uma participação de 44,7% na quantidade de energia comercializada.

Ambiente de Contratação Regulada – ACR

A participação no faturamento neste ambiente foi de 42,9% no trimestre e 36,7% nos nove meses, registrando **R\$ 401,5 milhões** e **R\$ 1,2 bilhão** respectivamente.

No 3T13, o volume de energia destinada ao ACR totalizou 3.417 GWh, o que representa uma participação de 41,6% da quantidade total comercializada no trimestre.

Mercado de Curto Prazo:

No trimestre, a receita obtida pela empresa na CCEE, incluindo o MRE - Mecanismo de Realocação de Energia e o Mercado de Curto Prazo – PLD foi de **R\$ 71,8 milhões**, uma participação de 7,7% no faturamento total. De janeiro a setembro de 2013, o faturamento foi de **R\$ 669,4 milhões**, participação de 20,5% no total de energia comercializada.

O preço médio do PLD na CCEE foi de R\$ 182,71 no 3T13, ante R\$ 130,52 no 3T12.

DEDUÇÕES À RECEITA

No 3T13, as **Deduções à Receita** representaram 9,6% da Receita Operacional Bruta e registraram **R\$ 91,7 milhões**, 18,5% inferior ao 3T12. No 9M13, as **Deduções** somaram **R\$ 361,6 milhões**, 10,9% da Receita Operacional Bruta.

Deduções à Receita - R\$ mil	3T13	3T12	Var.	9M13	9M12	Var.
Quota para reserva global de reversão - RGR	778	(20.482)	-	(63.185)	(61.409)	2,9%
Pesquisa e desenvolvimento - P&D	(8.308)	(8.281)	0,3%	(29.783)	(25.420)	17,2%
Imposto s/ serviços - ISS	(33)	(21)	57,1%	(93)	(70)	32,9%
COFINS s/ receitas operacionais	(69.091)	(68.718)	0,5%	(220.639)	(202.951)	8,7%
PIS s/ receitas operacionais	(14.999)	(14.919)	0,5%	(47.893)	(44.058)	8,7%
Total	(91.653)	(112.421)	-18,5%	(361.593)	(333.908)	8,3%
% da Receita Bruta	9,6%	11,9%	-2,4 p.p.	10,9%	11,6%	-0,7 p.p.

A redução na RGR se deve à publicação do Despacho ANEEL nº 3039, em 3/9/2013, fixando a cota RGR em valor inferior ao que vinha sendo provisionado pela Companhia neste exercício.

DESPESAS OPERACIONAIS

No terceiro trimestre de 2013, as **Despesas Operacionais** somaram **R\$ 442,5 milhões**, 3,9% inferior ao 3T12, representando 51,0% da Receita Líquida, uma diminuição de 4,4 p.p. Nos nove meses esta redução foi de 9,8 p.p. , representando 42,7% da Receita Líquida.

As despesas de Pessoal no trimestre aumentaram 8,2% e no ano diminuíram 1,9%. O aumento no trimestre decorre do acordo coletivo de 2013, que reajustou os salários em 7,74% e da implantação do Programa de Incentivo à Aposentadoria. Este programa representou despesa de R\$ 27,9 milhões no 3T13 que deve ser recuperada nos próximos seis meses.

A redução nas despesas com **Compensação Financeira pela Utilização de Recursos Hídricos** reflete a diminuição da produção hidráulica, que é sua base de cálculo.

A **Depreciação** de 2013 reflete a retirada, em abril, da usina de Três Irmãos do ativo imobilizado da Companhia, sendo classificado como Ativo disponível para reversão.

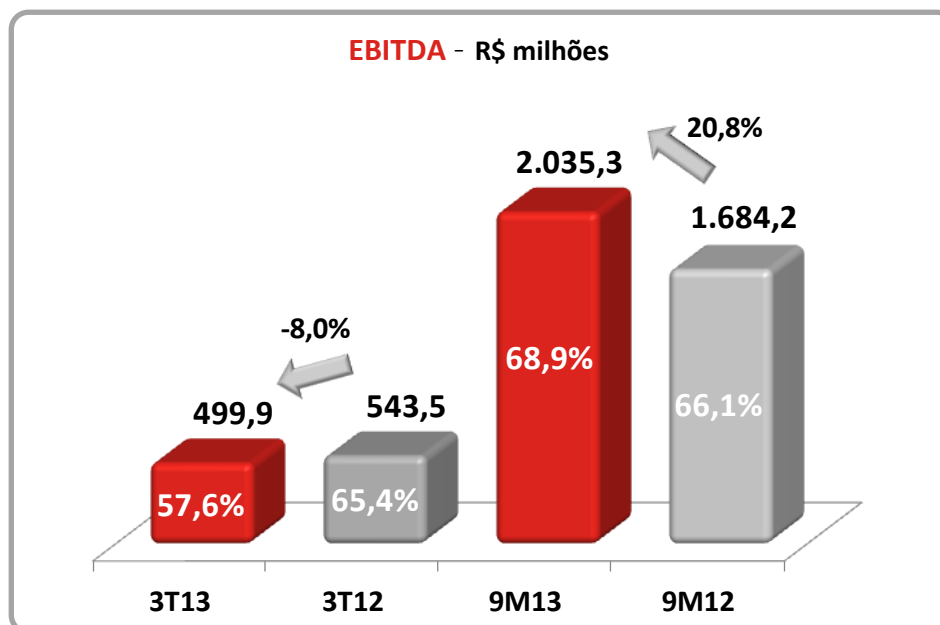
O crescimento das **Provisões Operacionais** decorre de movimento normal das ações judiciais em que a Companhia encontra-se envolvida.

Despesas Operacionais - R\$ mil	3T13	3T12	Var.	9M13	9M12	Var.
Pessoal	(58.047)	(53.646)	8,2%	(148.409)	(151.282)	-1,9%
Programa de incentivo a aposentadoria	(27.948)	-	-	(27.948)	-	-
Entidade de previdência - Contribuição ao plano	(2.449)	(2.032)	20,5%	(7.296)	(6.363)	14,7%
Entidade de previdência - CPC 33 / IAS 19	(3.770)	(10.492)	-64,1%	(10.353)	(24.759)	-58,2%
Material	(2.645)	(2.653)	-0,3%	(7.923)	(8.059)	-1,7%
Serviços de terceiros	(27.216)	(27.417)	-0,7%	(71.699)	(79.179)	-9,4%
Compensação financeira pela utilização de recursos hídricos	(47.480)	(52.329)	-9,3%	(135.244)	(159.675)	-15,3%
Encargos de uso do sistema de transmissão / serviços do sistema	(93.069)	(94.198)	-1,2%	(264.695)	(278.100)	-4,8%
Taxas do setor elétrico	(4.832)	(4.500)	7,4%	(13.533)	(13.135)	3,0%
Créditos de COFINS/PIS s/ encargo de uso do sistema de transmissão	8.250	8.269	-0,2%	20.903	23.071	-9,4%
Depreciação	(159.897)	(194.027)	-17,6%	(521.249)	(582.085)	-10,5%
Provisão para perda estimada de crédito	(5.360)	(13.712)	-60,9%	(10.315)	(24.963)	-58,7%
Provisões operacionais	(14.016)	(10.688)	31,1%	(49.698)	(22.836)	117,6%
Outras despesas	(4.049)	(3.299)	22,7%	(13.151)	(10.924)	20,4%
Total	(442.528)	(460.724)	-3,9%	(1.260.610)	(1.338.289)	-5,8%
% da Receita Líquida	51,0%	55,4%	-4,4 p.p.	42,7%	52,5%	-9,8 p.p.

EBITDA

O **EBITDA** calculado pelas regras estabelecidas pela Instrução CVM nº 527/2012, alcançou **R\$ 499,9 milhões** no trimestre e **R\$ 2,0 bilhões** nos nove primeiros meses do ano. No trimestre foi 8,0% inferior ao 3T12 e no acumulado superior em 20,8% quando comparado ao mesmo período de 2012.

A **Margem EBITDA** foi de **57,6%** no 3T13 e 68,9% nos nove primeiros meses de 2013.



Demonstração:

EBIT / EBITDA - R\$ mil	3T13	3T12	Var.	9M13	9M12	Var.
Lucro Líquido	191.865	149.571	28,3%	795.212	444.593	78,9%
Imposto de Renda e Contribuição Social (líquidos)	70.443	74.758	-5,8%	400.237	199.718	100,4%
Resultado Financeiro	77.335	124.857	-38,1%	317.624	456.612	-30,4%
EBIT	339.643	349.186	-2,7%	1.513.073	1.100.923	37,4%
Depreciação	160.227	194.356	-17,6%	522.235	583.254	-10,5%
EBITDA	499.870	543.542	-8,0%	2.035.308	1.684.177	20,8%
Margem EBITDA	57,6%	65,4%	-7,8 p.p.	68,9%	66,1%	2,8 p.p.

RESULTADO FINANCEIRO

As **Receitas Financeiras** somaram **R\$ 37,7 milhões** no terceiro trimestre de 2013, ante R\$ 11,3 milhões no 3T12. No mesmo período, o **Total das Despesas Financeiras**, incluindo Encargos de Dívidas e Outras Despesas Financeiras foi de **R\$ 64,4 milhões**.

As **Variações Monetárias Líquidas** resultaram em **R\$ 25,0 milhões** negativos no 3T13 e refletem indicadores relacionados à inflação. Já as **Variações Cambiais Líquidas** somaram **R\$ 25,7 milhões** negativos no terceiro trimestre de 2013.

Desta forma, o **Resultado Financeiro** no 3T13 foi de **R\$ 77,3 milhões** negativos, 38,1% inferior aos R\$ 124,9 milhões do terceiro trimestre de 2012.

Detalhamento do Resultado Financeiro - R\$ mil	3T13	3T12	Var.	9M13	9M12	Var.
RECEITAS	37.737	11.257	235,2%	108.167	36.206	198,8%
Rendimentos de aplicações financeiras	21.274	9.260	129,7%	46.659	26.447	76,4%
Atualização de quotas subordinadas - FIDC	1.576	1.196	31,8%	4.926	4.453	10,6%
Atualização de créditos / recebíveis - DAEE	364	768	-52,6%	1.689	2.612	-35,3%
Atualização de valores a receber - Energia Livre	-	-	-	-	687	-
Atualização sobre compra de moeda estrangeira	14.424	-	-	45.405	-	-
Atualização de depósitos judiciais e tributos compensáveis	89	-	-	9.053	-	-
Outras	10	33	-69,7%	435	2.007	-78,3%
DESPESAS						
ENCARGOS DE DÍVIDAS	(50.873)	(57.510)	-11,5%	(160.195)	(168.437)	-4,9%
Moeda estrangeira	(19.897)	(25.887)	-23,1%	(67.854)	(73.589)	-7,8%
Moeda nacional	(30.976)	(31.623)	-2,0%	(92.341)	(94.848)	-2,6%
OUTRAS DESPESAS FINANCEIRAS	(13.523)	(32.379)	-58,2%	(43.941)	(102.431)	-57,1%
Encargos e atualização s/ tributos e contribuições sociais / outros	(238)	(556)	-57,2%	(839)	(2.433)	-65,5%
Juros e atualização do Contrato ELETROBRÁS	-	(8.055)	-100,0%	(4.969)	(19.130)	-74,0%
Atualização de cessão de créditos de recebíveis de energia	-	(11.376)	-100,0%	(4.219)	(31.638)	-86,7%
Imposto s/ operações financeiras	(184)	(33)	457,6%	(280)	(454)	-38,3%
Imposto de renda s/ remessa ao exterior	(7.649)	(5.619)	36,1%	(18.472)	(16.835)	9,7%
Atualização TAC	(103)	(323)	-68,1%	(997)	(1.658)	-39,9%
Despesas com operações financeiras - FIDC	(247)	(302)	-18,2%	(1.633)	(927)	76,2%
Atualização P&D - projetos	(1.559)	(1.197)	30,2%	(3.959)	(3.845)	3,0%
Desconto contratos de clientes	(730)	(5.298)	-86,2%	(3.474)	(17.642)	-80,3%
Outros encargos	(2.813)	380	-840,3%	(5.099)	(7.869)	-35,2%
TOTAL DAS DESPESAS FINANCEIRAS	(64.396)	(89.889)	-28,4%	(204.136)	(270.868)	-24,6%
RESULTADO BRUTO	(26.659)	(78.632)	-66,1%	(95.969)	(234.662)	-59,1%
VARIAÇÕES MONETÁRIAS E CAMBIAIS LÍQUIDAS	(50.676)	(46.225)	9,6%	(221.655)	(221.950)	-0,1%
Moeda nacional	(24.993)	(45.608)	-45,2%	(94.698)	(124.414)	-23,9%
Moeda estrangeira	(25.683)	(617)	4062,6%	(126.957)	(97.536)	30,2%
RESULTADO FINANCEIRO	(77.335)	(124.857)	-38,1%	(317.624)	(456.612)	-30,4%

LUCRO LÍQUIDO

No terceiro trimestre de 2013, o **Lucro antes dos Impostos** registrou **R\$ 262,3 milhões** e as despesas de **Imposto de Renda e Contribuição Social** somaram **R\$ 70,4 milhões**.

Desta forma, o **Lucro Líquido** alcançou no trimestre **R\$ 191,9 milhões**, 28,3% superior ao 3T12. Nos nove meses de 2013 o Lucro Líquido foi de **R\$ 795,2 milhões**, um aumento de 78,9% em relação ao 9M12.

INDICADORES

Na tabela abaixo estão relacionados os principais indicadores que impactaram o resultado da CESP.

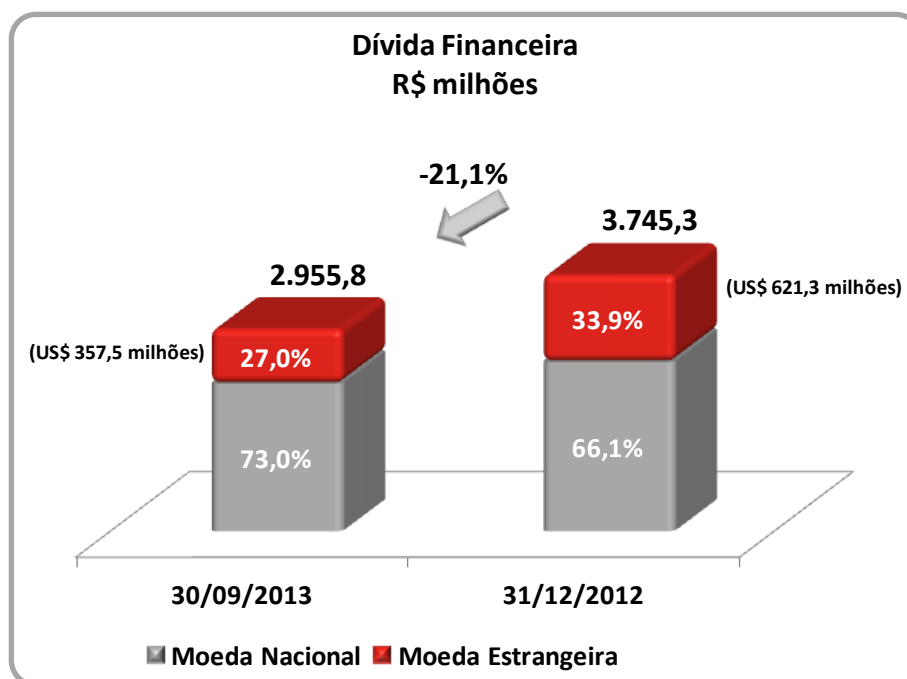
Indicadores Econômico -Financeiros	3T13	3T12	Var.	9M13	9M12	Var.
Preço Médio Geral - R\$ por MWh*	113,74	91,50	24,3%	132,00	91,83	43,7%
Margem Operacional	49,0%	44,6%	4,4 p.p.	57,3%	47,5%	9,8 p.p.
Variação do Dólar	0,65%	0,46%	0,2 p.p.	9,13%	8,26%	0,9 p.p.
IGP-M	1,91%	3,74%	-1,8 p.p.	3,70%	7,10%	-3,4 p.p.
IPC-A	0,62%	1,41%	-0,8 p.p.	3,79%	3,77%	0,03 p.p.
Liquidez Corrente				1,24	0,64	

*Sem considerar a receita e a energia da usina de Três Irmãos

DÍVIDA FINANCEIRA

A **Dívida Financeira** em 30/09/2013 era de **R\$ 2.955,8 milhões**, 21,1% inferior a 31/12/2012.

Considerando os recursos em Caixa de R\$ 1.079,3 milhões e R\$ 35,4 milhões como Cauções e Depósitos Vinculados, as **disponibilidades** atingiram R\$ **1.114,7 milhões**. A **Dívida Líquida** no final de setembro de 2013 era de **R\$ 1.841,1 milhões** (R\$ 3.166,0 milhões em 31/12/2012), 41,8% inferior a 31/12/2012.



A dívida em moeda estrangeira era de **US\$ 357,4 milhões** em 30/09/2013, incluindo encargos incorridos até a data (US\$ 621,3 milhões em 31/12/2012).

Posição da Dívida em (Em R\$ mil)	30/09/2013			31/12/2012		Var. %
	Encargos	Circulante	Não Circulante	Total	Total	
Moeda Estrangeira	8.449	157.276	631.355	797.080	1.269.614	-37,2%
Instituições Financeiras	2.319	61.702	-	64.021	86.387	-25,9%
BNDES	6.026	95.332	630.160	731.518	718.157	1,9%
Notas de Médio Prazo	-	-	-	-	463.814	-100,0%
Outras Instituições	104	242	1.195	1.541	1.256	22,7%
Moeda Nacional	21.886	30.737	1.133.988	1.186.611	1.198.174	-1,0%
Instituições Financeiras	903	25.536	38.728	65.167	95.625	-31,9%
Notas de Médio Prazo - NMP	20.973	-	1.068.608	1.089.581	1.066.773	2,1%
ELETOBRÁS	10	5.201	26.652	31.863	35.776	-10,9%
Outras Dívidas	3.079	315.408	653.600	972.087	1.277.493	-23,9%
Valores a pagar	-	-	-	-	122.775	-100,0%
FIDC	3.079	282.948	550.811	836.838	1.002.529	-16,5%
Entidade de Previdência a empregados (a)	-	32.460	102.789	135.249	152.189	-11,1%
Total da Dívida Financeira (1)	33.414	503.421	2.418.943	2.955.778	3.745.281	-21,1%
Recursos (2)	-	1.114.703	-	1.114.703	579.275	92,4%
Disponibilidades	-	1.079.278	-	1.079.278	513.525	110,2%
Cauções e Depósitos Vinculados (b)	-	35.425	-	35.425	65.750	-46,1%
TOTAL LÍQUIDO (1) - (2)	33.414	(611.282)	2.418.943	1.841.075	3.166.006	-41,8%

(a) Considera os contratos de dívida com a Fundação CESP

(b) Remessa ao exterior de US\$ 16,3 milhões, que serão utilizados na compra de parte das NMP - Bônus Série 8 no mercado secundário

EVENTOS SUBSEQUENTES

Até o arquivamento das informações trimestrais a Companhia desembolsou R\$ 227,3 milhões, dos quais R\$ 35,4 milhões no 3T13, no processo de aquisição de parte das Notas de Médio Prazo – Bônus Série 8 no mercado secundário. Esta aquisição permanecerá em carteira até o efetivo cancelamento dos respectivos títulos junto ao custodiante global, demais agentes no exterior e Banco Central do Brasil.

MERCADO DE CAPITAIS

As ações CESP6 – Preferenciais Classe B, as mais negociadas da CESP, representam 64% do capital total da Companhia e tiveram valorização de 20,5% no terceiro trimestre de 2013. No mesmo período, as ações CESP5 – Preferenciais Classe A, que representam 3% do capital, valorizaram 8,8% e as CESP3 – Ordinárias, que representam 33% do capital total da Companhia, valorizaram 17,3%.

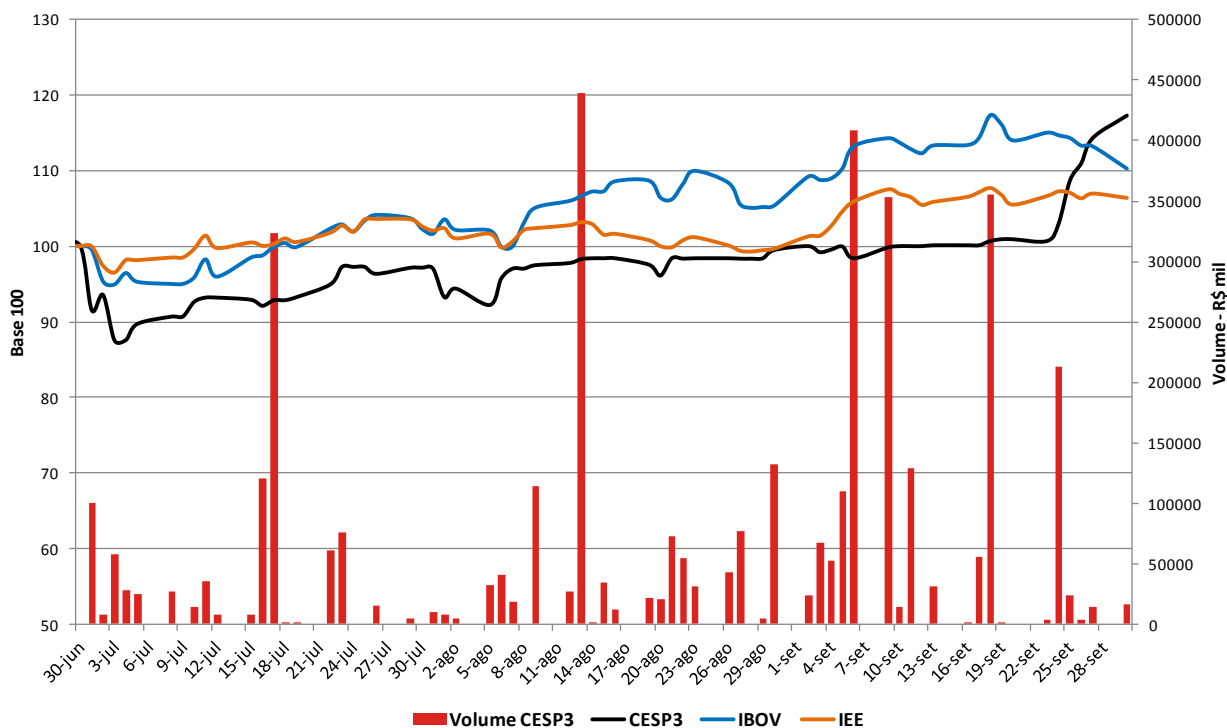
No 3T13, o IBOVESPA e o IEE Índice de Energia Elétrica tiveram valorização de 10,3% e 6,4% respectivamente.

A tabela abaixo apresenta as cotações de fechamento e valor de mercado da CESP no último pregão de junho e setembro de 2013, bem como o total de pontos dos índices IBOVESPA e IEE nas mesmas datas.

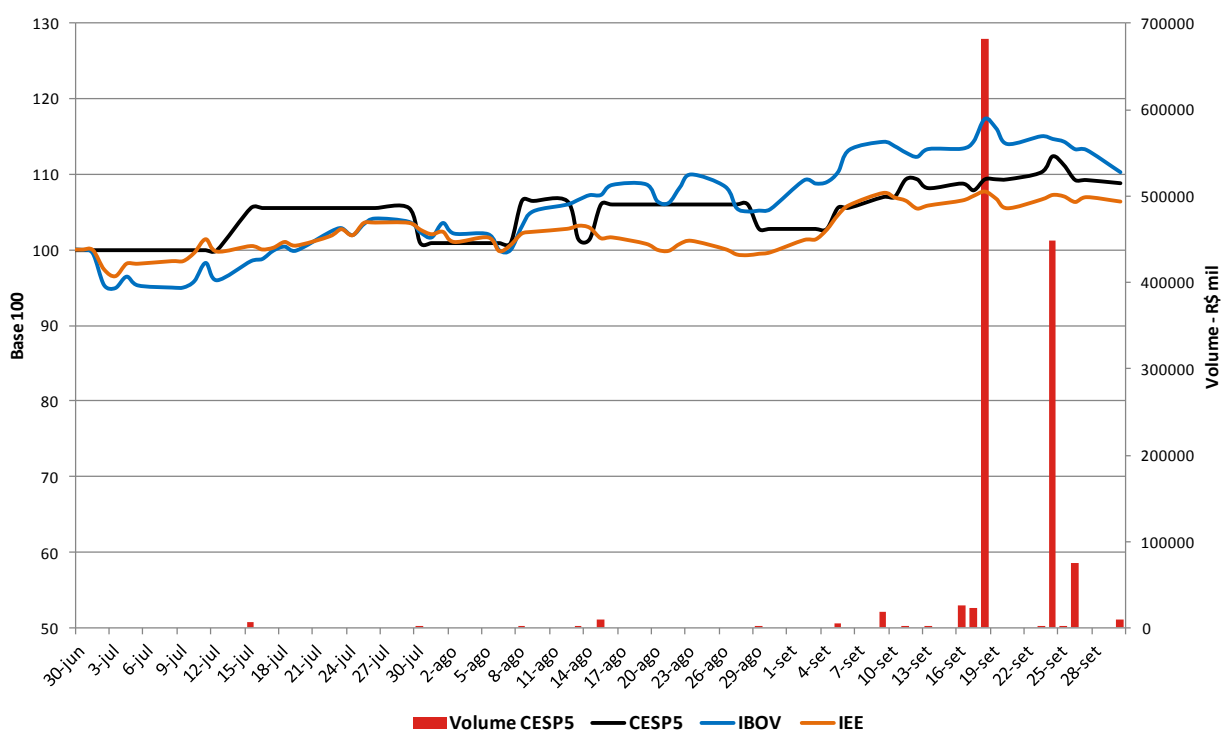
Ação / Índice	Fechamento Setembro/2013	Fechamento Junho/2013	Var. %	Número de Ações (mil)	Valor de Mercado (R\$ mil) Setembro/2013
CESP3 - ON	20,50	17,48	17,3%	109.168	2.237.944
CESP5 - PNA	23,39	21,50	8,8%	7.703	180.173
CESP6 - PNB	23,65	19,63	20,5%	210.632	4.981.447
TOTAL CESP				327.503	7.399.564
IBOV	52.338	47.457	10,3%		
IEE	27.037	25.407	6,4%		

DESEMPENHO DAS AÇÕES

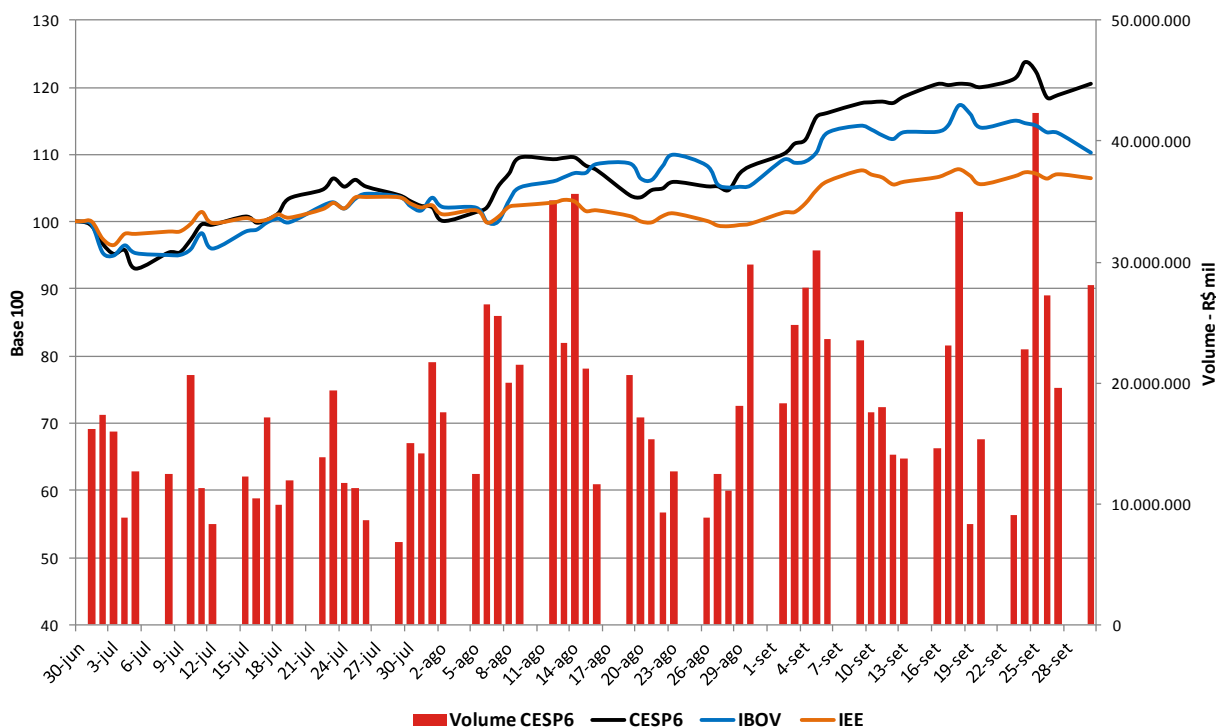
CESP3 - ON (Cotação em 30/09/2013 R\$ 20,50)



CESP5 - PNA (Cotação em 30/09/2013 R\$ 23,39)



CESP6 – PNB (Cotação em 30/09/2013 R\$ 23,65)



AVISO LEGAL

As afirmações contidas neste documento relacionadas às perspectivas sobre os negócios, projeções sobre resultados operacionais e financeiros e aquelas relacionadas às perspectivas de crescimento da CESP são meramente projeções e, como tais, são baseadas exclusivamente nas expectativas da administração sobre o futuro dos negócios. Essas expectativas dependem, substancialmente, de mudanças nas condições de mercado, do desempenho da economia brasileira, do setor e dos mercados internacionais e, portanto, sujeitas a mudanças sem aviso prévio.

Demonstração dos Resultados - R\$ mil	3T13	3T12	Var.	9M13	9M12	Var.
RECEITA OPERACIONAL	959.095	943.416	1,7%	3.314.503	2.882.732	15,0%
Fornecimento de energia	246.501	233.210	5,7%	729.476	680.802	7,1%
Suprimento de energia - Contratos	215.122	124.955	72,2%	672.622	306.755	119,3%
Suprimento de energia de leilões	401.488	529.078	-24,1%	1.201.703	1.561.674	-23,1%
Regime de cotas - Três Irmãos	23.066	-	-	38.368	-	-
Energia de curto prazo	71.844	55.431	29,6%	669.369	330.889	102,3%
Outras receitas	1.074	742	44,7%	2.965	2.612	13,5%
DEDUÇÕES À RECEITA OPERACIONAL	(91.653)	(112.421)	-18,5%	(361.593)	(333.908)	8,3%
Quota para a reserva global de reversão - RGR	778	(20.482)	-	(63.185)	(61.409)	2,9%
Pesquisa e desenvolvimento - P&D	(8.308)	(8.281)	0,3%	(29.783)	(25.420)	17,2%
Impostos s/ serviços - ISS	(33)	(21)	57,1%	(93)	(70)	32,9%
COFINS s/ receitas operacionais	(69.091)	(68.718)	0,5%	(220.639)	(202.951)	8,7%
PIS s/ receitas operacionais	(14.999)	(14.919)	0,5%	(47.893)	(44.058)	8,7%
RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA	867.442	830.995	4,4%	2.952.910	2.548.824	15,9%
DESPESAS OPERACIONAIS	(442.528)	(460.724)	-3,9%	(1.260.610)	(1.338.289)	-5,8%
Pessoal	(58.047)	(53.646)	8,2%	(148.409)	(151.282)	-1,9%
Programa de incentivo a aposentadoria	(27.948)	-	-	(27.948)	-	-
Entidade de Previdência - Contribuição ao Plano	(2.449)	(2.032)	20,5%	(7.296)	(6.363)	14,7%
Entidade de Previdência - CPC 33 / IAS 19	(3.770)	(10.492)	-64,1%	(10.353)	(24.759)	-58,2%
Material	(2.645)	(2.653)	-0,3%	(7.923)	(8.059)	-1,7%
Serviços de terceiros	(27.216)	(27.417)	-0,7%	(71.699)	(79.179)	-9,4%
Compensação financeira pela utilização de recursos hídricos	(47.480)	(52.329)	-9,3%	(135.244)	(159.675)	-15,3%
Encargos de uso do sistema de transmissão / serviços do sistema	(93.069)	(94.198)	-1,2%	(264.695)	(278.100)	-4,8%
Taxas do setor elétrico	(4.832)	(4.500)	7,4%	(13.533)	(13.135)	3,0%
Créditos de COFINS/PIS s/ encargos de uso do sistema de transmissão	8.250	8.269	-0,2%	20.903	23.071	-9,4%
Depreciação	(159.897)	(194.027)	-17,6%	(521.249)	(582.085)	-10,5%
Provisão para perda estimada de crédito	(5.360)	(13.712)	-60,9%	(10.315)	(24.963)	-58,7%
Provisões operacionais	(14.016)	(10.688)	31,1%	(49.698)	(22.836)	117,6%
Outras despesas	(4.049)	(3.299)	22,7%	(13.151)	(10.924)	20,4%
RESULTADO DO SERVIÇO	424.914	370.271	14,8%	1.692.300	1.210.535	39,8%
Outras (despesas) receitas líquidas	(85.271)	(21.085)	304,4%	(179.227)	(109.612)	63,5%
LUCRO OPERACIONAL ANTES DO RESULTADO FINANCEIRO	339.643	349.186	-2,7%	1.513.073	1.100.923	37,4%
RESULTADO FINANCEIRO	(77.335)	(124.857)	-38,1%	(317.624)	(456.612)	-30,4%
LUCRO (PREJUÍZO) ANTES DOS IMPOSTOS	262.308	224.329	16,9%	1.195.449	644.311	85,5%
Imposto de renda - corrente	(47.382)	(52.754)	-10,2%	(266.277)	(172.729)	54,2%
Contribuição social - corrente	(17.777)	(19.971)	-11,0%	(98.997)	(65.385)	51,4%
Imposto de renda e contribuição social diferidos	(5.284)	(2.033)	159,9%	(34.963)	38.396	-
Total de Imposto de Renda e Contribuição Social	(70.443)	(74.758)	-5,8%	(400.237)	(199.718)	100,4%
LUCRO LÍQUIDO	191.865	149.571	28,3%	795.212	444.593	78,9%
LUCRO LÍQUIDO por ação	0,59	0,46	28,3%	2,43	1,36	78,9%

ATIVO	30/09/2013	31/12/2012
CIRCULANTE	1.594.817	1.075.237
Caixa e equivalentes de caixa	1.079.278	513.525
Valores a receber	418.178	389.189
Perda estimada de créditos	(57.210)	(46.895)
Tributos e contribuições compensáveis	5.149	6.656
Cauções e depósitos vinculados	35.425	65.750
Almoxarifado	34.304	33.804
Outros créditos	76.082	111.536
Despesas pagas antecipadamente	3.611	1.672
NÃO CIRCULANTE	15.347.490	15.814.635
Cauções e depósitos vinculados	597.818	628.201
Outros créditos	4.831	4.868
Despesas pagas antecipadamente	5.115	-
Ativo disponível para reversão	3.529.080	-
Imobilizado	11.210.646	15.181.566
TOTAL DO ATIVO	16.942.307	16.889.872

PASSIVO E PATRIMÔNIO LÍQUIDO

30/09/2013

31/12/2012

CIRCULANTE	1.283.878	1.790.097
Fornecedores	12.381	20.619
Empréstimos e financiamentos	218.348	703.789
Fundo de investimento em Direitos Creditórios - FIDC	286.027	287.581
Valores a pagar	-	46.391
Tributos e contribuições sociais	79.802	61.672
Entidade de previdência a empregados	32.460	30.954
Energia comprada - CCEE	-	100.084
Taxas regulamentares / Encargos uso do sistema de transmissão	126.123	87.411
Dividendos e juros sobre capital próprio	349.998	271.684
Obrigações estimadas e folha de pagamento	48.696	34.931
Obrigações socioambientais	19.634	24.163
Outras obrigações	110.409	120.818
NÃO CIRCULANTE	5.179.280	5.219.838
Empréstimos e financiamentos	1.765.343	1.763.999
Fundo de investimento em Direitos Creditórios - FIDC	550.811	714.948
Valores a pagar	-	76.384
Tributos e contribuições sociais	-	7.170
Imposto de renda e contribuição social diferidos	212.890	177.927
Entidade de previdência a empregados	257.470	275.916
Taxas regulamentares / Encargos uso do sistema de transmissão	18.399	18.399
Provisão para riscos legais	2.145.363	1.941.473
Obrigações socioambientais	211.712	228.141
Outras obrigações	17.292	15.481
PATRIMÔNIO LÍQUIDO	10.479.149	9.879.937
Capital social	5.975.433	5.975.433
Reservas de capital	1.929.098	1.929.098
Ajuste de avaliação patrimonial	1.410.218	1.548.690
Reservas de lucros	426.716	426.716
Lucros acumulados	737.684	-
TOTAL DO PASSIVO E PATRIMÔNIO LÍQUIDO	16.942.307	16.889.872

ANEXO 1 – Glossário do Setor de Energia Elétrica

ACL - Ambiente de Contratação Livre. Segmento do mercado no qual se realizam as operações de compra e venda de energia elétrica, objeto de contratos bilaterais livremente negociados entre geradoras, comercializadoras e consumidores livres, conforme regras e procedimentos de comercialização específicos. Os agentes de distribuição (distribuidoras) não podem comprar nesse ambiente.

Acordo Geral do Setor Elétrico - Acerto firmado entre geradoras e distribuidoras com o objetivo de definir regras para compensação das perdas financeiras geradas pelo racionamento de energia 2001/2002. O acordo, fechado em dezembro de 2001, previa financiamento pelo Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES) às empresas e reajuste tarifário extraordinário para os consumidores, com exceção dos consumidores de baixa renda, a título de recomposição das perdas.

ACR - Ambiente de Contratação Regulada – O segmento do mercado no qual se realizam as operações de compra e venda de energia elétrica entre agentes de geração e agentes de distribuição, precedidas de licitação, ressalvados os casos previstos em lei, conforme regras e procedimentos de comercialização específicos.

Agente: Agente da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) – Concessionária, autorizada, ou permissionária de serviços e instalações de energia elétrica, comercializadoras e consumidores livres, integrantes da CCEE e sujeitos às obrigações e direitos previstos na Convenção, nas Regras e nos Procedimentos de Comercialização.

ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica – Órgão regulador do setor elétrico brasileiro. Autarquia em regime especial, vinculada ao Ministério de Minas e Energia - MME, criada pela Lei 9.427 de 26 de Dezembro de 1996. Tem como atribuições: regular e fiscalizar a geração, a transmissão, a distribuição e a comercialização da energia elétrica, atendendo reclamações de agentes e consumidores com equilíbrio entre as partes e em benefício da sociedade; mediar os conflitos de interesses entre os agentes do setor elétrico e entre estes e os consumidores; conceder, permitir e autorizar instalações e serviços de energia; garantir tarifas justas; zelar pela qualidade do serviço; exigir investimentos; estimular a competição entre os operadores e assegurar a universalização dos serviços.

Capacidade Instalada (Potência Instalada) - Quantidade máxima de eletricidade que pode ser entregue por uma unidade geradora, por uma usina hidrelétrica ou por um parque gerador.

CAR – Curva de Aversão a Risco - Mecanismo que estabelece o nível mínimo de armazenamento de água dos reservatórios das hidrelétricas necessário à produção de energia com segurança para o sistema interligado. A CAR foi instituída em janeiro de 2002 pela Resolução nº 109, que estabeleceu critérios e diretrizes para a política de operação energética e despacho de geração termelétrica realizados pelo ONS, bem como para a formação de preço no mercado de energia elétrica.

CCE - Contrato de Compra de Energia – Contrato com tarifa regulada, que estabelece os termos e as condições gerais que irão regular a comercialização de energia elétrica entre a atual geradora e a distribuidora com mercado inferior a 500 GWh/ano, para atendimento do seu mercado.

CCEAR - Contrato de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado - Instrumento celebrado entre cada geradora e todas as distribuidoras participantes dos leilões de comercialização de energia elétrica proveniente de empreendimentos de geração existentes ou futuros.

CCEE – Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – Pessoa jurídica de direito privado, sem fins lucrativos, que atua sob autorização do Poder Concedente e regulação e fiscalização da ANEEL, com a finalidade de viabilizar as operações de compra e venda de energia elétrica entre os Agentes da CCEE, restritas ao Sistema Interligado Nacional (SIN). É no ambiente da CCEE que mensalmente todos os agentes prestam contas de seus direitos de energia, e que se contabilizam os movimentos de energia elétrica.

CCVEE – Contrato de Compra e Venda de Energia Elétrica – Também denominado Contrato Bilateral. Instrumento que formaliza a comercialização de energia elétrica (volumes, preços, condições, etc.) decorrente da livre negociação entre os agentes geradores, comercializadores, consumidores livres, importadores, no Ambiente de Contratação Livre.

CNPE - Conselho Nacional de Política Energética – O CNPE é um comitê criado em agosto de 1997, para aconselhar o presidente do Brasil sobre o desenvolvimento da política energética nacional. Foi criado para aperfeiçoar a utilização dos recursos energéticos do Brasil e para garantir o abastecimento nacional de energia.

Comercializadora – Empresa que atua na intermediação de negócios de compra e venda de energia elétrica.

Consumidores Cativos - Consumidor ao qual só é permitido comprar energia da distribuidora, a cuja rede está conectado.

Consumidores Livres - Consumidor com demanda contratada igual ou superior a 3,0 MW, que tenha exercido a opção de se declarar livre, a fim de negociar as condições contratuais com o fornecedor de seu interesse (regulado pelos arts. 15 e 16 da Lei nº 9.074, de 7 de julho de 1995).

Contrato bilateral - Instrumento jurídico que formaliza a compra e venda de energia elétrica entre Agentes da CCEE, no Ambiente de Contratação Livre, tendo por objeto estabelecer preços, prazos e montantes de suprimento em intervalos temporais determinados.

Contrato de Concessão – Instrumento legal celebrado entre o Poder Concedente e a Concessionária, formalizador da concessão, e que deverá ter cláusulas essenciais, entre outras, as relativas ao objeto, área e prazo, bem como as principais condições da prestação do serviço público.

Cotas – Vide Regime de cotas

CVM – Comissão de Valores Mobiliários

Distribuidoras - Agente titular de concessão federal para prestar o serviço público de distribuição de energia elétrica nos termos da legislação aplicável, que atendem os consumidores cativos de sua área geográfica de concessão.

EBIT e EBITDA - Definidos pelas regras estabelecidas pela Instrução CVM nº 527/2012.

Energia Assegurada – Vide **Garantia Física**

Energia de Curto Prazo – É a energia contabilizada pela CCEE decorrente das diferenças entre o que foi produzido ou consumido e o que foi contratado. As diferenças positivas ou negativas são liquidadas no Mercado de Curto Prazo e valoradas ao PLD (Preço de Liquidação das Diferenças).

Energia de Empreendimentos Existentes - Energia elétrica produzida por empreendimentos que já se encontravam em operação comercial até 31 de dezembro de 1999, também denominada Energia Velha.

Energia de Novos Empreendimentos - Energia elétrica de novas usinas, novos empreendimentos sob licitação e também dos projetos concedidos e autorizados até 16 de março de 2004, que entraram em operação comercial a partir de 1º de janeiro de 2000 e cuja energia estava descontratada até 16 de março de 2004. Também denominada Energia Nova.

FIDC - Fundo de Investimento em Direitos Creditórios, conforme estabelecido nas normas da Comissão de Valores Mobiliários – CVM. Securitização de recebíveis.

Fornecimento de Energia - venda de energia a grandes consumidores.

Garantia Física – É a quantidade de energia que um agente está autorizado a comercializar em contratos, como oferta de energia elétrica, medida em megawatts médios (MWmédios). Determinada pela ANEEL como o montante de energia elétrica, em média, que uma usina pode produzir e comercializar em base sustentável 365 dias por ano, com fator de risco de 5%. (substitui o conceito de energia assegurada).

Geradora – Empresa que produz energia elétrica.

Leilões de Energia – Processo licitatório para compra de energia elétrica, regido pelo edital e seus documentos correlatos, onde as Distribuidoras podem comprar energia para atendimento de seu mercado.

MCS D – Mecanismo de Compensação de Sobras e Déficits - Processo de realocação, entre Agentes de Distribuição participantes da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE, de sobras e déficits de montantes de energia contratados no Ambiente de Contratação Regulada - ACR. Por este processo as distribuidoras podem transferir entre elas, até 3% ao ano, dos montantes que mantêm sob contrato de compra junto às geradoras.

Mercado de Curto Prazo - Segmento da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE onde são comercializadas as diferenças entre os montantes de energia elétrica contratados e registrados pelos Agentes da CCEE e os montantes de geração ou consumo efetivamente verificados e atribuídos aos respectivos Agentes.

Mercado Livre - Vide ACL.

Mercado Regulado - Vide ACR.

MME - Ministério de Minas e Energia - O MME é a principal autoridade do governo brasileiro no setor elétrico. As suas principais funções são a de elaborar diretrizes para a atribuição de concessões e a emissão de diretrizes relativas ao processo licitatório de concessões relacionadas a serviços e bens públicos.

MRE - Mecanismo de Realocação de Energia - Mecanismo de compartilhamento dos riscos hidrológicos associados à otimização eletro-energética do Sistema Interligado Nacional - SIN, no que concerne ao despacho centralizado das unidades de geração de energia elétrica. Isto significa que eventuais insuficiências de geração de uma Usina, sob comando do ONS, podem ser geradas por outra usina integrante do sistema, visando a otimização do sistema. Essas compensações são remuneradas pela TEO – Tarifa de Energia de Otimização.

MW - Megawatt – Unidade de medida de energia mecânica ou elétrica, de fluxo térmico e de fluxo energético de radiação, equivalente a um milhão de Watts.

MWh – Megawatt - hora – Unidade de medida equivalente a um megawatt de energia elétrica fornecida ou solicitada por hora ou um milhão de Watts-hora.

MWmédio - Megawatt médio - Unidade de medida referente à energia em MegaWatt-hora (MWh) dividida pelo respectivo número de horas do período.

ONS - Operador Nacional do Sistema Elétrico – Agente instituído pela Lei nº 9.648, de 1998, com redação dada pela Lei nº 10.848, de 2004, responsável pela coordenação e controle da operação de geração e da transmissão de energia elétrica do Sistema Interligado Nacional - SIN.

PLD – Preço de Liquidação das Diferenças – Preço divulgado pela CCEE, calculado antecipadamente, com periodicidade semanal, tendo como base Custo Marginal de Operação, limitado por preços mínimo e máximo, pelo qual é valorada a energia comercializada no Mercado de Curto Prazo.

Potência instalada – Vide **Capacidade Instalada**.

Rede Básica - Instalações de transmissão do Sistema Interligado Nacional - SIN, de propriedade de concessionárias de serviço público de transmissão em tensão igual ou superior a 230 kV, definida segundo critérios estabelecidos na Resolução Normativa nº 67, de 8 de junho de 2004.

Regime de Cotas – Mecanismo utilizado para rateio da Garantia física de energia e de potência das Usinas Hidrelétricas, renovadas conforme lei 12.783 (MP 579) e alocadas para as concessionárias de distribuição de energia elétrica do Sistema Interligado Nacional, conforme a regulamentação específica da ANEEL, visando à modicidade tarifária.

RGR - Reserva Global de Reversão - Trata-se de um encargo pago mensalmente (quota) pelas empresas de energia elétrica, com a finalidade de prover recursos para reversão e/ou encampação dos serviços públicos de energia elétrica. Tem, também, destinação legal para financiar a expansão e melhoria desses serviços, bem como financiar fontes alternativas de energia elétrica para estudos de inventário e viabilidade de aproveitamentos de novos potenciais hidráulicos, e para desenvolver e implantar programas e projetos destinados ao combate ao desperdício e uso eficiente da energia elétrica. O valor anual do encargo a ser recolhido equivale a 2,5% do valor do Imobilizado vinculado à prestação do serviço de eletricidade, sendo limitado a 3,0% de sua receita anual.

RTE – Recomposição Tarifária Extraordinária - Aumento tarifário temporário, autorizado às distribuidoras das regiões que estiveram sob racionamento no período 2001/1002, pela Lei nº 10.438, de 2002. Parte dos recursos obtidos com essa recomposição foi repassado às geradoras como reembolso de energia comprada.

SIN – Sistema Interligado Nacional - Instalações eletricamente interligadas, compreendendo usinas, instalações de transmissão, responsáveis pelo suprimento de energia elétrica a todas as regiões do país, abrangendo 97% do consumo brasileiro.

Suprimento de Energia - venda de energia a distribuidoras e comercializadoras, para revenda a seus clientes.

TAC – Termo de Ajustamento de Conduta – Instrumento jurídico firmado entre responsáveis por determinadas ações ou providências (no caso, a CESP), e o Ministério Público (federal, estaduais ou municipais), na defesa de *interesse difuso ou coletivo*. Em geral refere-se à prevenção, mitigação ou recuperação do meio ambiente, por meio da fixação de obrigações e condicionantes técnicas.