



3T15



São Paulo, 13 de novembro de 2015: CESP - Companhia Energética de São Paulo (BM&FBOVESPA: CESP3, CESP5 e CESP6) divulga o release de resultados referentes ao terceiro trimestre de 2015 (3T15). As informações 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 2014, exceto onde indicado de outra forma.

Teleconferência 3T15 com Tradução Simultânea

Data: 18/11/2015

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

Resultados do 3T15

Destaque Operacionais e Financeiros (R\$ mil)

	3T15	3T14	Var%	9M15	9M14	Var%
Receita Operacional Líquida	715.366	901.341	-20,6%	2.243.071	3.806.786	-41,1%
Despesas Operacionais	(594.849)	(596.410)	-0,3%	(1.375.570)	(1.495.418)	-8,0%
Resultado do Serviço	120.517	304.931	-60,5%	867.501	2.311.368	-62,5%
EBITDA	186.666	693.141	-73,1%	1.223.630	3.041.196	-59,8%
EBITDA Ajustado	251.320	718.405	-65,0%	1.391.843	3.287.939	-57,7%
Margem EBITDA Ajustado	35,1%	79,7%	-45,2pp	62,1%	86,4%	-24,6pp
Resultado Financeiro	(203.996)	(58.897)	246,4%	(359.246)	(95.808)	275,0%
Lucro Líquido (Prejuízo)	(66.899)	373.643	N.A	302.231	1.707.897	-82,3%

PARQUE GERADOR

CESP – Companhia Energética de São Paulo detém a concessão de três usinas de geração hidrelétrica que operam no regime de preço, com um total de 18 unidades geradoras, 1.654,6 MW de capacidade instalada e 1.081,0 MW médios de garantia física de energia. As usinas estão instaladas nas bacias hidrográficas do Rio Paraná, no oeste do Estado de São Paulo, e do Rio Paraíba do Sul, no leste do Estado e compõem o Parque Gerador abaixo.

Em 11 de junho de 2015, o MME – Ministério das Minas e Energia publicou a Portaria 256, designando a Companhia como responsável pela Prestação do Serviço de Geração de Energia Elétrica, das Usinas Hidrelétricas de Ilha Solteira e Jupuíá, a partir de 8 de julho de 2015, quando seus contratos de concessão tiveram seu término, até a assunção dos concessionários vencedores da licitação de ambas as usinas.

Usinas Hidrelétricas	Entrada em Operação	Unidades Geradoras	Capacidade Instalada (MW)	Garantia Física (MW Médio)	Vencimentos das Concessões
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		18	1.654,6	1.081,0	
Ilha Solteira	1973	20	3.444,0	1.731,5	07/07/2015
Jupuíá	1969	14	1.551,2	886,0	07/07/2015

Usina Três Irmãos

A CESP ingressou, em 09 de julho de 2014, na Justiça Federal, em Brasília, com Ação de Procedimento Ordinário com Pedido de Tutela Antecipada, em face da União, pleiteando o recebimento de indenização pelos investimentos realizados e ainda não amortizados, em vista da reversão dos bens e instalações da UHE Três Irmãos. Paralelamente, pleiteou e em 27 de novembro de 2014, o Juiz estabeleceu que a CESP tem direito a receber o valor considerado incontroverso (R\$ 1.717 milhões) em parcelas mensais durante sete anos, enquanto discute o montante total de indenização a receber. Essa decisão, contudo, foi suspensa em 8 de abril de 2015 pelo Tribunal Regional Federal da Primeira Região, em razão de recurso interposto pela União. No julgamento realizado em 19 de outubro de 2015, o Tribunal deu provimento ao agravo da União, confirmando decisão anterior. Em consequência, a CESP levará a ação à instância superior (STJ).

Usinas Ilha Solteira e Jupuíá

Em 01 de outubro de 2015, o MME – Ministério das Minas e Energia publicou a Portaria nº 458, que definiu o valor de R\$2.027.810,00 como indenização para a UHE Ilha Solteira, referenciados a preços de junho de 2015, considerando a depreciação e a amortização acumuladas, a partir da data de entrada em operação das instalações, até 30 de junho de 2015, em conformidade com os critérios do Manual de Contabilidade do Setor Elétrico – MCSE. Em 9 de outubro de 2015, foi ajuizada pela CESP, ação indenizatória em face da União Federal, para o fim de que esta seja condenada a pagar à Companhia o montante devido a título de reversão dos bens e instalações vinculados à exploração da concessão da UHE de Ilha Solteira e da UHE de Jupuíá, considerado o custo histórico atualizado desses ativos.

Em 28 de outubro de 2015, o MME – Ministério das Minas e Energia publicou a Portaria nº 500, adiando para 25 de novembro a realização do leilão das concessões de 29 usinas hidrelétricas, incluindo as de Ilha Solteira e Jupuíá.

PRODUÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

No terceiro trimestre de 2015, a produção de energia elétrica da CESP atingiu 1.679,4 GWh, 13,3% inferior ao 3T14. A produção atende ao comando do ONS – Operador Nacional do Sistema Elétrico, e reflete a decisão de reduzir a geração hidráulica como forma de proteção dos níveis dos reservatórios, afetados pela estiagem verificada na região Sudeste. No mesmo período a produção da CESP foi 29,6% inferior à garantia física, sem considerar a sazonalização da energia. Da mesma forma, a produção dos nove meses foi 15,1% inferior.

Produção em GWh				
Usinas Hidrelétricas	3T15	3T14	9M15	9M14
Porto Primavera	1.608,6	1.818,2	5.864,4	6.443,2
Paraibuna	53,2	91,2	122,8	337,1
Jaguari	17,6	26,8	24,3	62,1
Total	1.679,4	1.936,2	6.011,5	6.842,4

Nota: Garantia Física = 1.081,0 MW médios X 24 horas X 92 dias = 2.386,8 GWh/3T15
1.081,0 MW médios X 24 horas X 273 dias = 7.082,7 GWh/9M15

COMERCIALIZAÇÃO

Os clientes da CESP são: (i) as distribuidoras de energia elétrica do país que compram energia em leilões no mercado regulado por meio de contratos de longo prazo e; (ii) as comercializadoras e os consumidores livres, que adquirem 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 sobras e energia secundária, a Preços de Liquidação das Diferenças – PLD, apurados na CCEE.

RECEITAS

No terceiro trimestre de 2015, as **Receitas com Venda de Energia** diminuíram 32,0%, registrando **R\$ 705,4 milhões**, com destaque para o Ambiente de Contração Regulada – ACR e Mercado de Curto Prazo - PLD que tiveram reduções de 58,1% e 45,0%, respectivamente. Em volume, a redução no trimestre foi de 30,0%, com relação ao mesmo período de 2014.

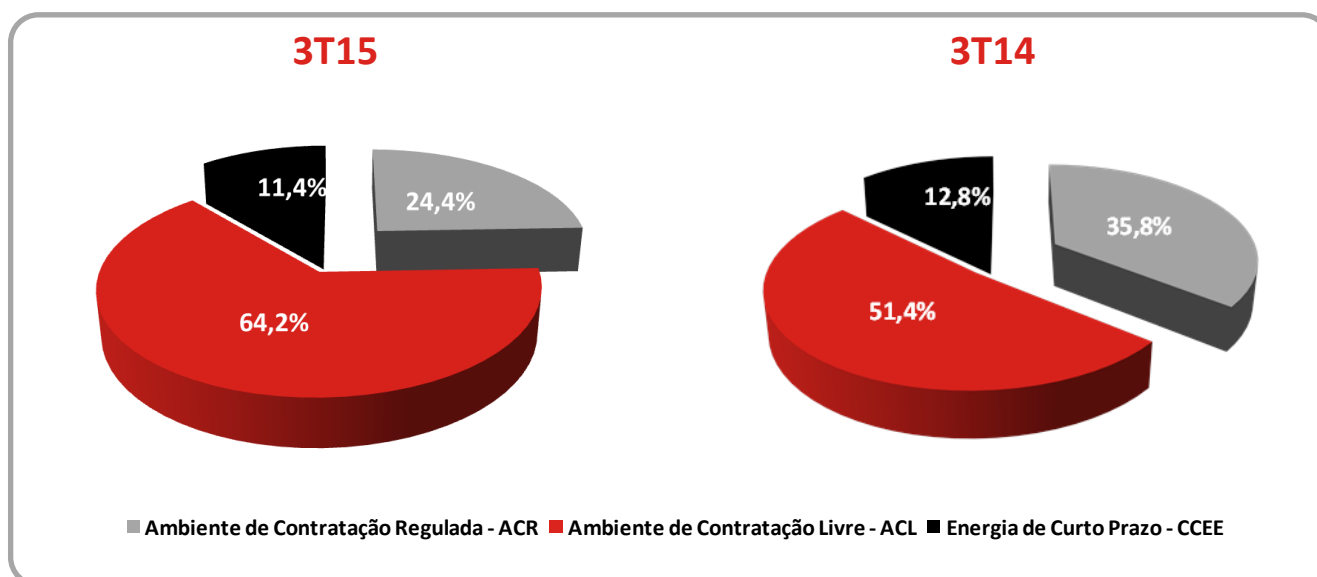
Composição das Vendas de Energia	MWh			R\$ mil		
	3T15	3T14	Var.	3T15	3T14	Var.
Ambiente de Contratação Livre - ACL	2.879.817	4.193.847	-31,3%	413.340	539.400	-23,4%
Ambiente de Contratação Regulada - ACR	931.088	2.199.492	-57,7%	157.342	375.338	-58,1%
Mercado de Curto Prazo - PLD	258.660	271.465	-4,7%	74.106	134.776	-45,0%
Liquidação de Períodos Anteriores	-	-	-	61.317	-	N.A
Mercado de Curto Prazo - MRE	(30.166)	(896.758)	-96,6%	(628)	(11.537)	-94,6%
Total	4.039.399	5.768.046	-30,0%	705.477	1.037.977	-32,0%

Composição das Vendas de Energia	MWh			R\$ mil		
	9M15	9M14	Var.	9M15	9M14	Var.
Ambiente de Contratação Livre - ACL	10.322.479	13.165.159	-21,6%	1.608.369	1.691.897	-4,9%
Ambiente de Contratação Regulada - ACR	3.849.518	6.632.860	-42,0%	635.831	1.119.527	-43,2%
Mercado de Curto Prazo - PLD	594.328	2.233.859	-73,4%	199.420	1.323.855	-84,9%
Liquidação de Períodos Anteriores	-	-	-	63.501	171.481	-63,0%
Mercado de Curto Prazo - MRE	2.036.814	-678.602	N.A	21.628	(9.948)	N.A
Total	16.803.139	21.353.276	-21,3%	2.528.749	4.296.812	-41,1%

Nota – Dados não contemplam a energia e a receita do regime de cotas da UHE Três Irmãos (2014), Jupia e Ilha Solteira (2015).

DISTRIBUIÇÃO DA RECEITA

No 3T15, o **Ambiente de Contratação Livre (ACL)** respondeu pelo maior volume de receita, comercializada ao preço médio de R\$ 143,53/MWh. O preço médio do **Ambiente de Contratação Regulada (ACR)** foi de R\$ 168,99/MWh e o do **PLD** ficou em R\$ 286,50/MWh.



Nota – Sem considerar a liquidação de períodos anteriores.

Ambiente de Contratação Livre – ACL

No terceiro trimestre de 2015, a participação do Ambiente de Contratação Livre no faturamento foi de 64,2% e correspondeu a **R\$ 413,3 milhões**.

O volume de energia destinado ao ACL correspondeu a 2.880 GWh no 3T15, representando uma participação de 71,3% na quantidade de energia comercializada.

Ambiente de Contratação Regulada – ACR

A participação no faturamento neste ambiente, no 3T15, foi de 24,4%, registrando **R\$ 157,3 milhões**.

O volume de energia destinada ao ACR totalizou 931 GWh no terceiro trimestre de 2015 e representou uma participação de 23,1% da quantidade total comercializada.

Mercado de Curto Prazo

No 3T15, a receita obtida pela empresa na CCEE, considerando o Mercado de Curto Prazo (PLD) e o Mecanismo de Realocação de Energia (MRE), foi de **R\$ 73,5 milhões**, com participação de 11,4%.

O volume comercializado neste ambiente foi de 228 GWh ou 5,6% do volume total comercializado.

DEDUÇÕES À RECEITA

As Deduções à Receita representaram 16,2% da Receita Operacional Bruta no 3T15 e registraram **R\$ 138,3 milhões**. No 3T14, a participação sobre a Receita foi de 15,1% com valor de R\$ 160,0 milhões.

Deduções à Receita - R\$ mil	3T15	3T14	Var.	9M15	9M14	Var.
Quota para reserva global de reversão - RGR	(28.877)	(21.182)	36,3%	(71.240)	(63.336)	12,5%
Pesquisa e desenvolvimento - P&D	(7.078)	(9.384)	-24,6%	(22.291)	(39.404)	-43,4%
Imposto s/ serviços - ISS	(28)	(5)	460,0%	(267)	(45)	493,3%
COFINS s/ receitas operacionais	(58.744)	(75.374)	-22,1%	(190.652)	(263.969)	-27,8%
PIS s/ receitas operacionais	(12.752)	(16.362)	-22,1%	(41.388)	(57.289)	-27,8%
Compensação financeira pela utilização de recursos hídricos	(27.111)	(33.070)	-18,0%	(102.424)	(124.185)	-17,5%
Taxa de fiscalização da ANEEL	(3.738)	(4.623)	-19,1%	(12.986)	(12.075)	7,5%
Total	(138.328)	(160.000)	-13,5%	(441.248)	(560.303)	-21,2%
% da Receita Bruta	16,2%	15,1%	1,1p.p.	-16,4%	-12,8%	0,3 p.p.

DESPESAS OPERACIONAIS

As Despesas Operacionais no 3T15 somaram **R\$ 594,8 milhões**, 0,3% inferior ao mesmo período de 2014, representando 83,2% da Receita Líquida.

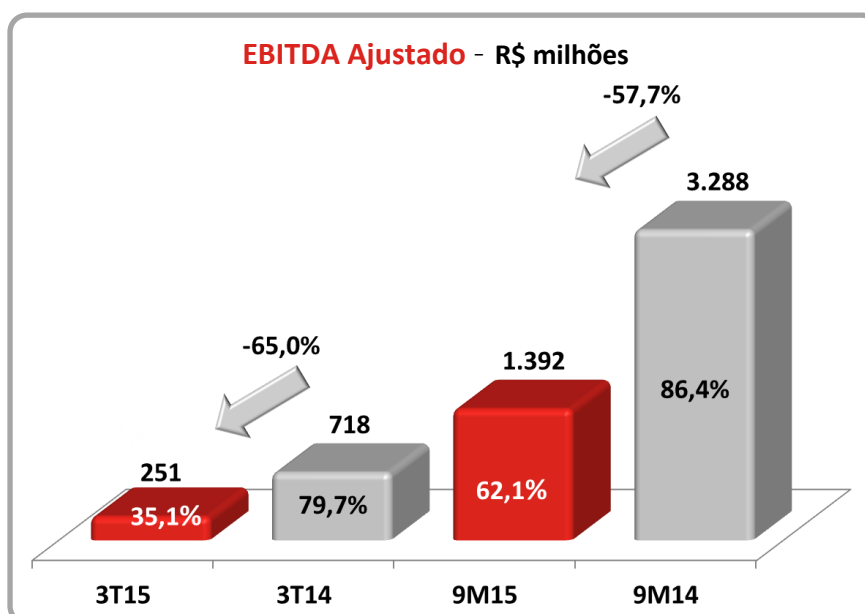
As principais despesas que apresentaram aumento foram: Pessoal (+11%), principalmente devido ao reajuste salarial por acordo coletivo; Programa de Incentivo à Aposentadoria, no valor de R\$ 17,3 milhões; Energia comprada que teve a seguinte composição: Energia comprada para revenda de R\$ 178,2 milhões e déficit na CCEE no valor de R\$ 91,5 milhões, referente ao fator GSF e ao MRE.

As despesas que apresentaram redução foram: Depreciação, já sem os valores das usinas de Ilha Solteira e Jupia, e o menor nível das Provisões operacionais.

Despesas Operacionais - R\$ mil	3T15	3T14	Var.	9M15	9M14	Var.
Pessoal	(50.611)	(45.589)	11,0%	(138.269)	(130.111)	6,3%
Programa de incentivo a aposentadoria	(17.314)	-	N.A	(17.314)	(6.294)	175,1%
Entidade de previdência - Contribuição ao plano	(1.970)	(1.841)	7,0%	(6.447)	(5.964)	8,1%
Entidade de previdência - CPC 33 / IAS 19	(221)	963	N.A	(127)	3.381	N.A
Material	(2.447)	(3.399)	-28,0%	(8.610)	(8.842)	-2,6%
Serviços de terceiros	(24.054)	(23.860)	0,8%	(70.782)	(63.469)	11,5%
Energia comprada	(269.762)	-	N.A	(311.063)	-	N.A
Encargos de uso do sistema de transmissão / serviços do sistema	(107.823)	(107.009)	0,8%	(298.281)	(291.134)	2,5%
Créditos de COFINS/PIS s/ encargo de uso do sistema de transmissão	18.977	7.597	149,8%	35.414	17.888	98,0%
Depreciação	(73.207)	(165.114)	-55,7%	(385.887)	(483.069)	-20,1%
Provisão para perda estimada de crédito	745	(2.699)	N.A	(3.102)	(7.743)	-59,9%
Provisões operacionais	(59.619)	(250.462)	-76,2%	(151.002)	(504.389)	-70,1%
Outras despesas	(7.543)	(4.997)	51,0%	(20.100)	(15.672)	28,3%
Total	(594.849)	(596.410)	-0,3%	(1.375.570)	(1.495.418)	-8,0%
% da Receita Líquida	83,2%	66,2%	17,0 p.p.	61,3%	39,3%	22,1 p.p.

EBITDA

O **EBITDA Ajustado** totalizou **R\$ 251,3 milhões no 3T15**, 65,0% inferior ao 3T14. A **Margem EBITDA Ajustado** no mesmo período foi de **35,1%**, inferior aos 79,7% verificados no 3T14.



EBIT / EBITDA - R\$ mil	3T15	3T14	Var.	9M15	9M14	Var.
Lucro Líquido	(66.899)	373.643	N.A	302.231	1.707.897	-82,3%
Imposto de Renda e Contribuição Social (líquidos)	(23.967)	95.157	-	175.281	753.435	-76,7%
Resultado Financeiro	203.996	58.897	246,4%	359.246	95.808	275,0%
EBIT	113.130	527.697	-78,6%	836.758	2.557.140	-67,3%
Depreciação	73.536	165.444	-55,6%	386.872	484.056	-20,1%
EBITDA	186.666	693.141	-73,1%	1.223.630	3.041.196	-59,8%
Provisões para Riscos Legais	64.654	25.264	155,9%	168.213	246.743	-31,8%
EBITDA Ajustado	251.320	718.405	-65,0%	1.391.843	3.287.939	-57,7%
Margem EBITDA Ajustado	35,1%	79,7%	-44,7 p.p.	62,1%	86,4%	-24,3 p.p.

RESULTADO FINANCEIRO

No 3T15, as **Receitas Financeiras** somaram **R\$ 45,0 milhões**, 46,6% inferior aos R\$ 84,4 milhões do 3T14. O **Total das Despesas Financeiras** no 3T15, incluindo Encargos de Dívidas e Outras Despesas Financeiras foi de **R\$ 21,8 milhões**, 54,3% inferior ao mesmo período de 2014.

As **Variações Monetárias** que refletem indicadores relacionados à inflação, resultaram em **R\$ 13,5 milhões negativos** no 3T15, inferior 42,0% aos **R\$ 23,3 milhões negativos** no 3T14. Já as **Variações Cambiais** somaram, nos mesmos períodos, respectivamente **R\$ 213,7 milhões** e **R\$ 72,3 milhões negativos**, refletindo a valorização de 27,3% no 3T15 do Dólar Americano perante o Real.

Desta forma, o Resultado Financeiro foi de **R\$ 204,0 milhões negativos** no 3T15, 246,4% superior ao do mesmo período de 2014.

Detalhamento do Resultado Financeiro - R\$ mil	3T15	3T14	Var.	9M15	9M14	Var.
RECEITAS	45.051	84.442	-46,6%	143.736	165.050	-12,9%
Rendimentos de aplicações financeiras	44.106	55.015	-19,8%	137.545	130.402	5,5%
Atualização de quotas subordinadas - FIDC	3.072	2.143	43,4%	7.904	6.030	31,1%
Atualização sobre compra de moeda estrangeira	-	27.231	N.A	-	27.231	N.A
Atualização de depósitos judiciais e tributos compensáveis	23	16	43,8%	147	731	-79,9%
Outras	51	37	37,8%	341	656	-48,0%
(-) PIS/COFINS sobre receitas financeiras	(2.201)	-	N.A	(2.201)	-	N.A
DESPESAS						
ENCARGOS DE DÍVIDAS	(17.530)	(38.533)	-54,5%	(51.720)	(113.193)	-54,3%
Moeda estrangeira	(15.225)	(11.616)	31,1%	(40.138)	(35.273)	13,8%
Moeda nacional	(2.305)	(26.917)	-91,4%	(11.582)	(77.920)	-85,1%
OUTRAS DESPESAS FINANCEIRAS	(4.281)	(9.143)	-53,2%	(72.274)	(24.366)	196,6%
Encargos e atualização s/ tributos e contribuições sociais / outros	-	-	-	-	(134)	N.A
Imposto s/ operações financeiras	(26)	(91)	-71,4%	(85)	(285)	-70,2%
Imposto de renda s/ remessa ao exterior	(427)	(3.594)	-88,1%	(50.069)	(10.592)	372,7%
Atualização sobre compra de moeda estrangeira	-	-	-	(10.280)	-	N.A
Atualização TAC	-	-	-	-	(265)	N.A
Despesas com operações financeiras - FIDC	(131)	(189)	-30,7%	(422)	(589)	-28,4%
Atualização P&D - projetos	(2.888)	(2.151)	34,3%	(7.752)	(5.987)	29,5%
Desconto contratos de clientes	-	(1.084)	N.A	-	(2.539)	-
Outros encargos	(809)	(2.034)	-60,2%	(3.666)	(3.975)	-7,8%
TOTAL DAS DESPESAS FINANCEIRAS	(21.811)	(47.676)	-54,3%	(123.994)	(137.559)	-9,9%
RESULTADO BRUTO	23.240	36.766	-36,8%	19.742	27.491	-28,2%
VARIAÇÕES MONETÁRIAS E CAMBIAIS LÍQUIDAS	(227.236)	(95.663)	137,5%	(378.988)	(123.299)	207,4%
Moeda nacional	(13.512)	(23.316)	-42,0%	(49.035)	(96.191)	-49,0%
Moeda estrangeira	(213.724)	(72.347)	195,4%	(329.953)	(27.108)	1117,2%
RESULTADO FINANCEIRO	(203.996)	(58.897)	246,4%	(359.246)	(95.808)	275,0%

RESULTADO LÍQUIDO

No 3T15 a companhia apresentou prejuízo de **R\$ 66,9 milhões**.

INDICADORES

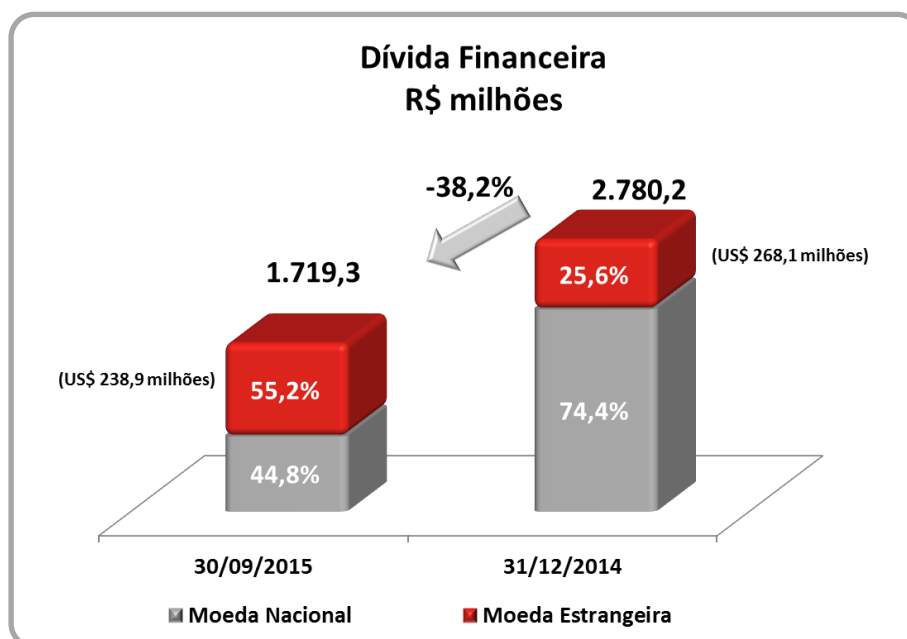
Na tabela abaixo estão relacionados os principais indicadores que impactaram o resultado da CESP.

Indicadores Econômico - Financeiros	3T15	3T14	Var.	9M15	9M14	Var.
Preço Médio Geral - R\$ por MWh	158,44	157,47	0,6%	165,49	187,70	-11,8%
Margem do Resultado do Serviço	16,8%	43,4%	-26,5 p.p.	38,7%	67,0%	-28,3 p.p.
Varição do Dólar	27,37%	11,29%	16,1 p.p.	47,53%	4,63%	42,9 p.p.
IGP-M	1,22%	-0,68%	1,9 p.p.	5,53%	1,75%	3,8 p.p.
IPC-A	0,76%	0,83%	-0,1 p.p.	6,32%	4,61%	1,7 p.p.
Liquidez Corrente	1,11	1,34				

DÍVIDA FINANCEIRA

A **Dívida Financeira** em 30/09/2015 era de **R\$ 1.719,3 milhões**, 38,2% inferior a 31/12/2014.

Considerando os recursos em Caixa de **R\$ 591,8 milhões**, a **Dívida Líquida** ao final de setembro de 2015 era de **R\$ 1.127,4 milhões**.



A dívida em moeda estrangeira era de **US\$ 238,9 milhões** em 30/09/2015, incluindo encargos incorridos até a data (US\$ 268,1 milhões em 31/12/2014).

Posição da Dívida em (Em R\$ mil)	30/09/2015			31/12/2014		Var. %
	Encargos	Circulante	Não Circulante	Total	Total	
Moeda Estrangeira	8.117	197.400	743.563	949.080	712.029	33,3%
BNDES	7.981	197.400	741.968	947.349	710.737	33,3%
Outras Instituições	136	-	1.595	1.731	1.292	34,0%
Moeda Nacional	7	5.152	16.344	21.503	1.043.035	-97,9%
Instituições Financeiras	-	-	-	-	39.460	N.A
Notas de Médio Prazo - NMP	-	-	-	-	978.205	N.A
ELETROBRÁS	7	5.152	16.344	21.503	25.370	-15,2%
Outras Dívidas	3.216	251.321	494.176	748.713	1.025.105	-27,0%
FIDC	3.216	251.321	119.589	374.126	559.342	-33,1%
Entidade de Previdência a empregados (a)	-	-	374.587	374.587	465.763	N.A
Total da Dívida Financeira (1)	11.340	453.873	1.254.083	1.719.296	2.780.169	-38,2%
Recursos (2)	-	591.856	-	591.856	2.427.852	-75,6%
Disponibilidades	-	591.856	-	591.856	2.427.852	-75,6%
TOTAL LÍQUIDO (1) - (2)	11.340	(137.983)	1.254.083	1.127.440	352.317	220,0%

(a) Contratos de dívida com a Fundação CESP que, deduzidos de R\$ 333,8 milhões referentes ao ajuste CPC 33 apresentam saldo de R\$40,7 milhões no Passivo Não Circulante em 30.09.2015

MERCADO DE CAPITALIS

As ações CESP6 – Preferenciais Classe B, as mais negociadas da CESP, representam 64,4% do capital total da Companhia e tiveram uma variação negativa de 22,4% no terceiro trimestre de 2015. No mesmo período, as ações CESP5 – Preferenciais Classe A, que representam 2,3% do capital, tiveram queda de 18,4% e as CESP3 – Ordinárias, que representam 33,3% do capital total da Companhia, caíram 15,6%.

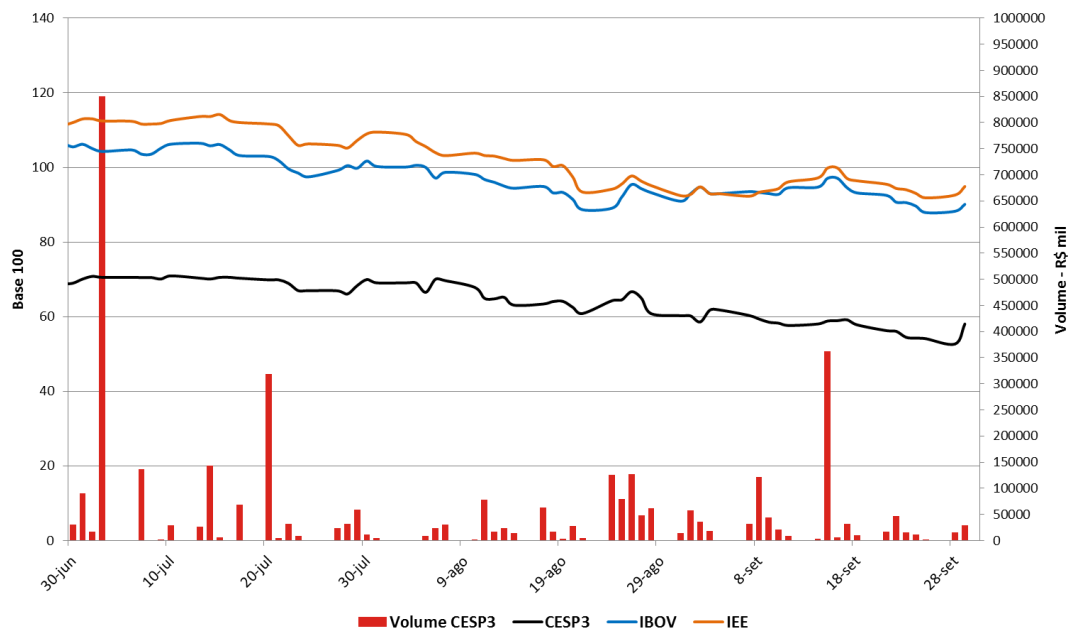
No 3T15, o IBOVESPA teve desvalorização de 9,9% e o IEE Índice de Energia Elétrica, de 5,1%.

A tabela abaixo apresenta as cotações de fechamento e valor de mercado da CESP no último pregão de dezembro de 2014 e setembro de 2015, bem como o total de pontos dos índices IBOVESPA e IEE, nas mesmas datas.

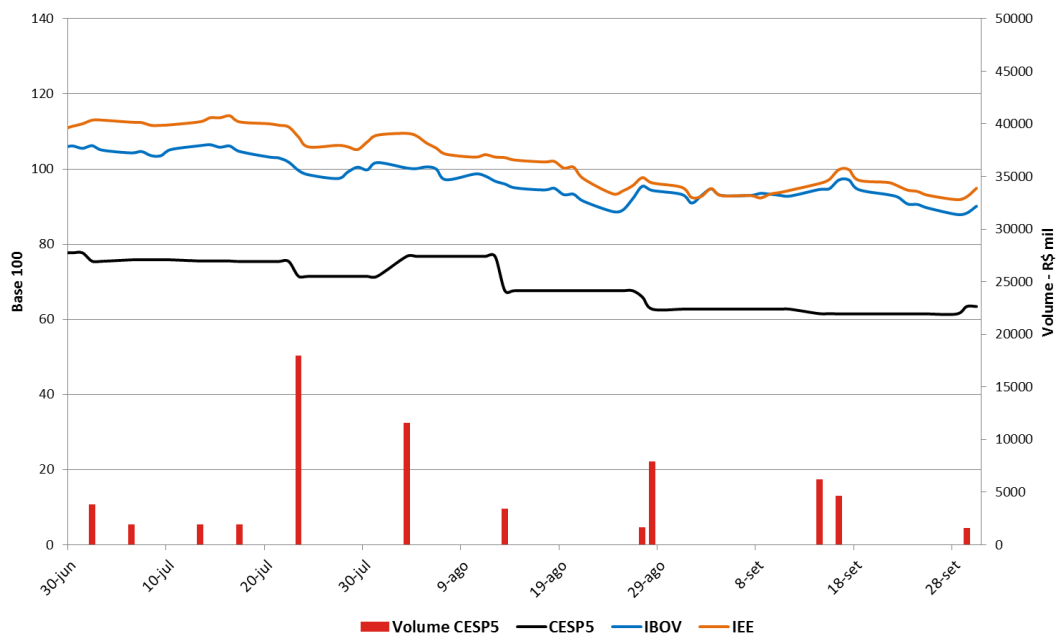
Ação / Índice	Fechamento Setembro/2015	Fechamento Junho/2015	Var. %	Número de Ações (mil)	Valor de Mercado (R\$ mil) Setembro/2015
CESP3 - ON	13,00	15,40	-15,6%	109.168	1.419.184
CESP5 - PNA	15,98	19,58	-18,4%	7.441	118.907
CESP6 - PNB	15,21	19,61	-22,4%	210.894	3.207.698
TOTAL CESP				327.503	4.745.789
IBOV	45.059	53.080	-15,1%		
IEE	25.775	30.253	-14,8%		

DESEMPENHO DAS AÇÕES

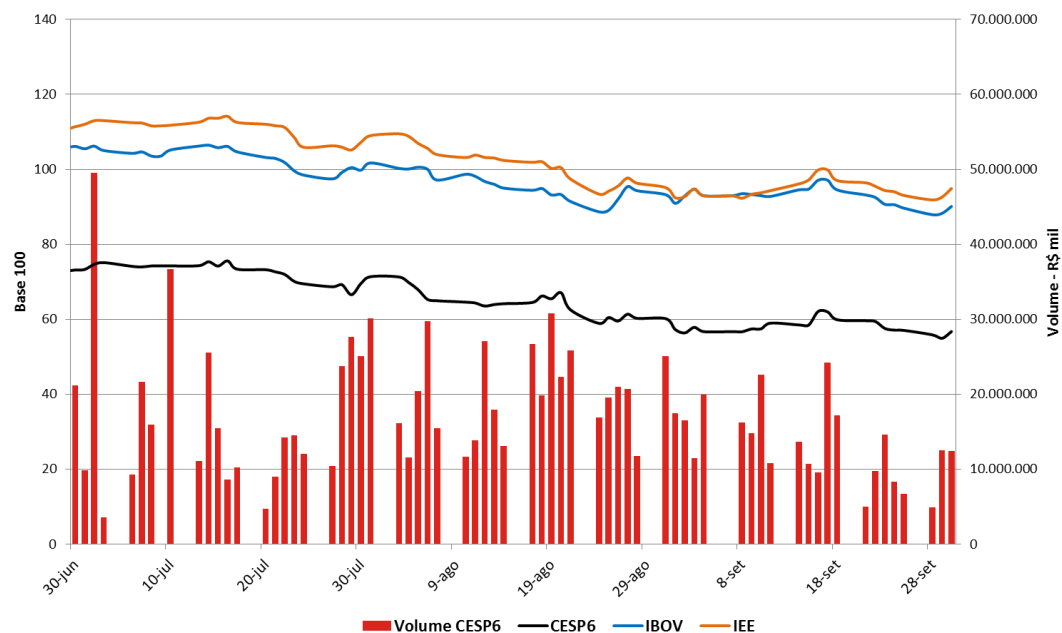
CESP3 - ON (Cotação em 30/09/2015 R\$ 13,00)



CESP5 - PNA (Cotação em 30/09/2015 R\$ 15,98)



CESP6 – PNB (Cotação em 30/09/2015 R\$ 15,21)



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	3T15	3T14	Var.	9M15	9M14	Var.
RECEITA OPERACIONAL	853.694	1.061.341	-19,6%	2.684.319	4.367.089	-38,5%
Fornecimento de energia	252.906	266.447	-5,1%	766.626	843.723	-9,1%
Suprimento de energia - Contratos	160.434	272.953	-41,2%	841.743	848.174	-0,8%
Suprimento de energia de leilões	157.342	375.338	-58,1%	635.831	1.119.527	-43,2%
Energia de curto prazo	134.795	123.239	9,4%	284.549	1.485.388	-80,8%
Regime de cotas	147.632	22.675	551,1%	147.632	67.619	118,3%
Outras receitas	585	689	-15,1%	7.938	2.658	198,6%
DEDUÇÕES À RECEITA OPERACIONAL	(138.328)	(160.000)	-13,5%	(441.248)	(560.303)	-21,2%
Quota para a reserva global de reversão - RGR	(28.877)	(21.182)	36,3%	(71.240)	(63.336)	12,5%
Pesquisa e desenvolvimento - P&D	(7.078)	(9.384)	-24,6%	(22.291)	(39.404)	-43,4%
Impostos s/ serviços - ISS	(28)	(5)	460,0%	(267)	(45)	493,3%
COFINS s/ receitas operacionais	(58.744)	(75.374)	-22,1%	(190.652)	(263.969)	-27,8%
PIS s/ receitas operacionais	(12.752)	(16.362)	-22,1%	(41.388)	(57.289)	-27,8%
Compensação financeira pela utilização de recursos hídricos	(27.111)	(33.070)	-18,0%	(102.424)	(124.185)	-17,5%
Taxas de fiscalização ANEEL	(3.738)	(4.623)	-19,1%	(12.986)	(12.075)	7,5%
RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA	715.366	901.341	-20,6%	2.243.071	3.806.786	-41,1%
DESPESAS OPERACIONAIS	(594.849)	(596.410)	-0,3%	(1.375.570)	(1.495.418)	-8,0%
Pessoal	(50.611)	(45.589)	11,0%	(138.269)	(130.111)	6,3%
Programa de incentivo a aposentadoria	(17.314)	-	N.A	(17.314)	(6.294)	175,1%
Entidade de Previdência - Contribuição ao Plano	(1.970)	(1.841)	7,0%	(6.447)	(5.964)	8,1%
Entidade de Previdência - CPC 33 / IAS 19	(221)	963	N.A	(127)	3.381	N.A
Material	(2.447)	(3.399)	-28,0%	(8.610)	(8.842)	-2,6%
Serviços de terceiros	(24.054)	(23.860)	0,8%	(70.782)	(63.469)	11,5%
Energia comprada	(269.762)	-	N.A	(311.063)	-	N.A
Encargos de uso do sistema de transmissão / serviços do sistema	(107.823)	(107.009)	0,8%	(298.281)	(291.134)	2,5%
Créditos de COFINS/PIS s/ encargos de uso do sistema de transmissão	18.977	7.597	149,8%	35.414	17.888	98,0%
Depreciação	(73.207)	(165.114)	-55,7%	(385.887)	(483.069)	-20,1%
Provisão para perda estimada de crédito	745	(2.699)	N.A	(3.102)	(7.743)	-59,9%
Provisões operacionais	(59.619)	(250.462)	-76,2%	(151.002)	(504.389)	-70,1%
Outras despesas	(7.543)	(4.997)	51,0%	(20.100)	(15.672)	28,3%
RESULTADO DO SERVIÇO	120.517	304.931	-60,5%	867.501	2.311.368	-62,5%
Outras (despesas) receitas líquidas	(7.387)	222.766	N.A	(30.743)	245.772	N.A
LUCRO OPERACIONAL ANTES DO RESULTADO FINANCEIRO	113.130	527.697	-78,6%	836.758	2.557.140	-67,3%
RESULTADO FINANCEIRO	(203.996)	(58.897)	246,4%	(359.246)	(95.808)	275,0%
LUCRO (PREJUÍZO) ANTES DOS IMPOSTOS	(90.866)	468.800	N.A	477.512	2.461.332	-80,6%
Imposto de renda - corrente	(22.031)	(74.990)	-70,6%	(168.730)	(470.995)	-64,2%
Contribuição social - corrente	(8.997)	(28.134)	-68,0%	(63.584)	(172.740)	-63,2%
Imposto de renda e contribuição social diferidos	54.995	7.967	590,3%	57.033	(109.700)	N.A
Total de Imposto de Renda e Contribuição Social	23.967	(95.157)	N.A	(175.281)	(753.435)	-76,7%
LUCRO (PREJUÍZO) LÍQUIDO	(66.899)	373.643	N.A	302.231	1.707.897	-82,3%
LUCRO (PREJUÍZO) LÍQUIDO por ação	(0,20)	1,14	N.A	0,92	5,21	-82,3%

ATIVO	30/09/2015	31/12/2014
CIRCULANTE	1.055.760	2.948.585
Caixa e equivalentes de caixa	591.856	2.427.852
Valores a receber	371.651	423.061
Provisão para perda estimada de créditos	(40.988)	(37.886)
Tributos e contribuições compensáveis	4.389	4.473
Almoxarifado	30.580	34.788
Outros créditos	97.243	90.103
Despesas pagas antecipadamente	1.029	6.194
NÃO CIRCULANTE	11.501.594	11.739.301
Cauções e depósitos vinculados	776.398	773.555
Imposto de renda e contribuição social diferidos	791.719	734.686
Outros créditos	3.168	4.730
Despesas pagas antecipadamente	1.349	4.807
Ativo disponível para reversão	6.244.901	3.529.080
Provisão ativo disponível para reversão	(3.804.171)	(1.811.718)
Imobilizado	7.488.230	8.504.161
TOTAL DO ATIVO	12.557.354	14.687.886

PASSIVO E PATRIMÔNIO LÍQUIDO

30/09/2015

31/12/2014

	30/09/2015	31/12/2014
CIRCULANTE	953.954	2.202.432
Fornecedores	9.027	16.853
Empréstimos e financiamentos	210.676	1.149.797
Fundo de investimento em Direitos Creditórios - FIDC	254.537	290.626
Tributos e contribuições sociais	66.491	50.030
Encargos setoriais	210.886	115.413
Dividendos e juros sobre capital próprio	1.141	405.385
Obrigações estimadas e folha de pagamento	40.179	30.194
Outras obrigações	161.017	144.134
NÃO CIRCULANTE	3.889.699	3.856.377
Empréstimos e financiamentos	759.907	605.267
Fundo de investimento em Direitos Creditórios - FIDC	119.589	268.716
Entidade de previdência a empregados	40.716	131.891
Encargos setoriais	70.969	70.969
Provisão para riscos legais	2.786.687	2.660.866
Obrigações socioambientais	96.350	101.192
Outras obrigações	15.481	17.476
PATRIMÔNIO LÍQUIDO	7.713.701	8.629.077
Capital social	5.975.433	5.975.433
Reservas de capital	1.929.098	1.929.098
Ajuste de avaliação patrimonial	(1.051.923)	(970.052)
Outros resultados abrangentes	(179.747)	(137.792)
Reservas de lucros	656.738	656.738
Dividendos adicionais propostos	-	1.175.652
Lucros acumulados	384.102	-
TOTAL DO PASSIVO E PATRIMÔNIO LÍQUIDO	12.557.354	14.687.886

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.

Fator de Ajuste de Garantia Física (Fator de MRE ou GSF) - Esse fator considera uma redução das energias asseguradas das usinas participantes do MRE, quando o total de energia gerada é inferior ao total da energia assegurada. $GSF = \text{Geração Hidráulica no SIN} / \text{Geração Total no SIN}$. Então um $GSF < 100\%$ indica que as usinas do MRE geraram menos que sua garantia física.

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.

GSF (Generation Scaling Factor) – Vide **Fator de Ajuste de Garantia Física**

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.

MCSD – Mecanismo de Compensação de Sobras e Déicits - Processo de realocação, entre Agentes de Distribuição participantes da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE, de sobras e déicits 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.

MW médio - 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 2001/2002, 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.