

RELEASE DE RESULTADOS 3T15

EBITDA de R\$ 587 milhões no 3T15 e R\$ 2,2 bilhões no acumulado do ano

TOTAL DE AÇÕES:

476.415.612

AÇÕES EM TESOURARIA:

840.675

FREE FLOAT:

49%

VALOR DE MERCADO:

R\$ 5,5 bilhões

**TELECONFERÊNCIA COM
WEBCAST EM 29/10/2015**

Português/Inglês: 15h

Dados para conexão:

Brasil: +55 (11) 3193-1001

+55 (11) 2820-4001

EUA: +1 (786) 924-6977

Outros: +1 (888) 700-0802

UHE Cachoeira Caldeirão: evolução na construção da obra de **92%**;

UHE São Manoel: evolução na construção da obra de **27%**;

UTE PECÉM I: EBITDA de R\$ 167,5 milhões no 3T15 e R\$ 309,4 milhões nos 9M15. Disponibilidade acumulada em 2015 de 87%;

PERDAS NÃO TÉCNICAS DE BAIXA TENSÃO: EDP Bandeirante 10,68% **(+0,06 p.p.)** e EDP Escelsa 15,17% **(-0,12p.p.)** em relação ao 2T15;

MARGEM BRUTA: aumento de **56,5%** decorrente da consolidação da UTE Pecém I, do menor impacto com GSF reflexo da queda do PLD, do aumento das tarifas das distribuidoras e da contabilização dos Ativos Financeiros Setoriais;

ENDIVIDAMENTO

Emissão CCB de **R\$ 75 milhões** na EDP Bandeirante em setembro;
Dívida Líquida/EBITDA Consolidado: **1,6X**;

EVENTO DO PERÍODO – VENDA DA PANTANAL ENERGÉTICA: no montante de **R\$ 390 milhões**, com conclusão prevista para **1T16**. **REAJUSTE ANUAL EDP ESCELSA:** efeito médio para o consumidor de **2,04%**.

EVENTO SUBSEQUENTE – 4º EMISSÃO DE DEBÊNTURES DA EDP ENERGIAS DO BRASIL: no montante total de **R\$ 892,2 milhões**, em 3 séries. **DESEMBOLSO PARA UHE SÃO MANOEL:** no montante de **185,0 milhões pelo BNDES**. **4º CICLO RTP BANDEIRANTE:** efeito médio para o consumidor de **16,14%**.

Principais Indicadores

Indicadores (R\$ mil)	3T15	3T14	Var.	9M15	9M14	Var.
Margem Bruta	873.139	558.017	56,5%	2.158.234	1.467.779	47,0%
PMSO	(277.517)	(211.747)	31,1%	(800.524)	(680.833)	17,6%
Outros Resultados	(8.756)	(28.471)	-69,2%	(25.286)	(40.642)	-37,8%
Ganho na alienação de investimento	-	(0)	-100,0%	884.697	407.994	116,8%
EBITDA	586.866	317.782	84,7%	2.217.121	1.154.298	92,1%
Resultado das participações societárias	(10.053)	49.146	n.d.	(119.763)	14.092	n.d.
Resultado financeiro líquido	(275.840)	(74.451)	270,5%	(483.737)	(210.522)	129,8%
IR e Contribuição social	(73.039)	(54.975)	32,9%	(326.959)	(203.747)	60,5%
Participações de minoritários	(41.440)	(10.055)	312,1%	(75.827)	(71.957)	5,4%
Lucro Líquido	55.323	143.008	-61,3%	882.881	426.215	107,1%
Capex	99.979	117.926	-15,2%	246.273	290.574	-15,2%
Dívida Líquida	4.824.841	2.007.781	140,3%	4.824.841	2.007.781	140,3%



Índice

1. Eventos do Período	3
2. Desempenho Econômico-Financeiro	4
2.1.1. Deduções da Receita Operacional	5
2.2. Gastos Operacionais	6
2.2.1. Gastos Não Gerenciáveis	6
2.2.2. Gastos Gerenciáveis	7
2.4. EBITDA	9
2.4. Resultado Financeiro	10
2.5. Equivalência Patrimonial	10
2.6. Lucro Líquido	11
3. Endividamento	11
4. Variação do Imobilizado	14
5. Desempenho por Área de Negócios	15
5.1. Geração	16
5.2. Distribuição	21
5.3. Comercialização e EDP Grid	28
6. Mercado de Capitais	28
6.1. Desempenho das Ações	28
6.2. Capital Social	29
7. Eventos Subsequentes	30
ANEXOS	32



1. Eventos do Período

Apine obtém liminar que impede aplicação do GSF às associadas

Em 1º de julho a Associação Brasileira dos Produtores Independentes de Energia Elétrica – APINE assegurou uma liminar que impede a aplicação do ajuste do Mecanismo de Realocação de Energia para esse grupo de empresas até o trânsito em julgado da ação. A decisão proferida pela juíza federal da 20ª Vara Federal do Distrito Federal determinou multa diária de R\$ 50 mil à Agência Nacional de Energia Elétrica (“ANEEL”) caso a decisão não seja cumprida. A decisão tem o condão de estancar os danos sofridos em razão dos atuais baixos valores do Generation Scaling Factor - GSF, valores esses que refletem, desde o início de 2014, a circunstância de a geração hidrelétrica ter sido inferior à energia assegurada. Até setembro de 2015, o GSF médio foi de 82,2%, sendo o impacto para as geradoras da EDP Energias do Brasil de R\$ 367,8 milhões (excluindo o impacto da UHE Jari de R\$ 67,7 milhões, para 100%).

EDP Energias do Brasil assina contrato de venda de sua participação na Pantanal Energética

Em 15 de julho, a Companhia assinou um contrato de compra e venda de quotas com a Cachoeira Escura Energética S.A. para vender 51,1 MW de capacidade Instalada referente a 100% do capital votante da Pantanal Energética. O total da Transação é de R\$ 390 milhões, sendo sua conclusão sujeita à aprovação prévia do Conselho Administrativo de Defesa Econômica (“CADE”), e da ANEEL, além de outras medidas de natureza societária e contratual necessárias para a eficácia da transferência do capital social acima mencionado, previsto para ocorrer até o primeiro trimestre de 2016.

Aneel homologa reajuste tarifário anual da EDP Escelsa de 2015

Em 04 de agosto foi aprovado o reajuste tarifário anual da EDP Escelsa de 2015, a ser aplicado a partir de 07 de agosto de 2015. O efeito médio a ser percebido pelos consumidores foi de 2,04%, sendo 1,68% o efeito médio para os consumidores atendidos em alta e média tensão e 2,29% o efeito médio para os consumidores atendidos em baixa tensão. A Parcela B foi reajustada em 4,20%, resultando em R\$ 768.378.149,03.

Emissão de CCB de R\$ 75 milhões da EDP Bandeirante

Em 04 de setembro, a EDP Bandeirante captou USD 20,3 milhões (R\$ 75 milhões) por meio da emissão de Cédula de Câmbio (Lei nº 4131 do Banco Central do Brasil) junto ao Citibank. Para esse financiamento, foi realizada operação de derivativo (“swap”) com propósito de hedge para mitigar os riscos cambial e da Libor ao custo de CDI + 1,20% a.a.. O pagamento de juros será trimestral e a amortização será em duas parcelas anuais de mesmo valor, sendo uma em setembro de 2018 e a outra em setembro de 2019. Os recursos são destinados ao alongamento da dívida e financiamento de capital de giro.

Venda de energia da Enerpeixe para EDP Comercializadora

No 3T15, foi comercializada parte da energia da Enerpeixe, cujos os contratos bilaterais com as distribuidoras se encerram no dia 31 de janeiro de 2016. Do volume de 271 MW médios de Garantia Física Líquida, já foram comercializados 60 MW médios em 2014 em contrato de três anos e 142 MW médios no 3T15 em contrato de quatro anos, que representam 75% da energia comercializável em 2016. Essa energia foi vendida à EDP Comercializadora, que a revende em função da estratégia de hedge de risco energético da Companhia.



2. Desempenho Econômico-Financeiro

Todas as explicações abaixo referem-se ao terceiro trimestre de 2015 (3T15) em comparação ao período homólogo de 2014 (3T14). O mesmo ocorre para o acumulado do ano.

2.1. Receita Operacional Líquida

A receita operacional líquida, excluindo a receita de construção subiu 18,2%. No acumulado do ano, a mesma cresceu 19,0%.

Receita Operacional Bruta (R\$ mil)	3T15	3T14	Var.	9M15	9M14	Var.
Cientes Cativos	2.178.627	1.390.259	56,7%	6.598.963	4.171.921	58,2%
Residencial	873.050	577.954	51,1%	2.703.806	1.762.501	53,4%
Industrial	488.687	316.584	54,4%	1.405.939	910.453	54,4%
Comercial	535.769	331.697	61,5%	1.657.512	1.022.595	62,1%
Rural	77.707	46.397	67,5%	243.547	130.882	86,1%
Outros	203.414	117.627	72,9%	588.159	345.490	70,2%
(-) Transferência para TUSD - clientes cativos ⁽¹⁾	(826.068)	(550.404)	50,1%	(2.467.772)	(1.651.967)	49,4%
Fornecimento não Faturado	19.449	24.310	-20,0%	65.891	40.401	63,1%
Total Fornecimento	1.372.008	864.165	58,8%	4.197.082	2.560.355	63,9%
Suprimento de Energia elétrica	454.538	188.890	140,6%	1.001.182	572.611	74,8%
Energia de curto prazo	136.210	39.114	248,2%	447.395	93.656	377,7%
Comercialização	529.592	703.187	-24,7%	1.564.976	1.951.046	-19,8%
Total Suprimento	1.120.340	931.191	20,3%	3.013.553	2.617.313	15,1%
Fornecimento e suprimento	2.492.348	1.795.356	38,8%	7.210.635	5.177.668	39,3%
Disponibilização do Sistema de Distribuição (TUSD)	1.151.832	736.971	56,3%	3.401.689	2.207.730	54,1%
Ativos/Passivos Regulatórios OCPC 08	122.637	-	n.d.	358.130	-	n.d.
Receitas sobre ativos financeiros setoriais	-	-	n.d.	-	-	n.d.
CVA	387.293	-	n.d.	1.160.676	-	n.d.
Itens financeiros - RTE	(192.881)	-	n.d.	(690.401)	-	n.d.
Itens financeiros - Outros	(118.862)	-	n.d.	(150.354)	-	n.d.
PIS/COFINS	47.087	-	n.d.	38.209	-	n.d.
Subvenções	97.005	55.365	75,2%	243.073	172.155	41,2%
Ressarcimento por insuficiência de geração	-	14.719	-100,0%	-	106.335	-100,0%
Arrendamentos e alugueis	29.645	28.098	5,5%	85.686	82.451	3,9%
Receita de construção	77.966	96.375	-19,1%	196.886	235.810	-16,5%
Outras receitas operacionais	52.356	49.642	5,5%	165.443	174.265	-5,1%
Sub-total	4.023.789	2.776.526	44,9%	11.661.542	8.156.414	43,0%
(-) Deduções à receita operacional	(1.603.778)	(699.016)	129,4%	(4.502.604)	(2.071.020)	117,4%
Receita operacional líquida	2.420.011	2.077.510	16,5%	7.158.938	6.085.394	17,6%
Receita operacional sem construção	2.342.045	1.981.135	18,2%	6.962.052	5.849.584	19,0%

(1) Em atendimento às determinações da ANEEL, esta rubrica se refere à parcela faturada dos clientes cativos correspondente à tarifa de uso do sistema de distribuição, anteriormente apresentada integralmente em Fornecimento de Energia Elétrica e passou a ser apresentada em Disponibilização do Sistema de Distribuição.

Os aumentos das tarifas das distribuidoras contribuíram para o crescimento da receita consolidada, conforme demonstrado na tabela abaixo.

Itens em R\$ mil ou %	Geração ¹			EDP Bandeirante			EDP Escelsa			Comercialização		
	3T15	3T14	Var	3T15	3T14	Var	3T15	3T14	Var	3T15	3T14	Var
Volume (MWh)	1.932.527	2.006.264	-3,7%	3.509.684	3.788.785	-7,4%	2.677.442	2.682.664	-0,2%	2.784.594	3.360.268	-17,1%
Tarifa de venda (R\$/MWh)	177,83	172,88	2,9%	446,23	267,96	66,5%	454,44	287,84	57,9%	219,25	256,86	-14,6%

Nota: Volume e Preço Médio da Geração considera o volume de energia dos PPA's das usinas hídricas.

Além dos fatores preço, destacam-se:

Na Distribuição

- O saldo de fornecimento não faturado (Mercado Cativo + TUSD) atingiu R\$ 23,3 milhões (EDP Bandeirante R\$ 12,8 milhões e EDP Escelsa R\$ 10,5 milhões), 10,6% abaixo do 3T14, resultante da exclusão da aplicação dos PIS/COFINS na receita realizada do não faturado.
- Contabilização dos Ativos Financeiros (Ativos e Passivos Regulatórios) no valor de R\$ 122,6 milhões (EDP Bandeirante: R\$ 79,1 milhões e EDP Escelsa: R\$ 43,6 milhões) conforme aditamento dos Contratos de Concessão, conforme OCPC 08;
- Aumento de 30,9% na receita do suprimento de energia elétrica resultante do aumento médio (aproximadamente 54%) nas tarifas de suprimento na EDP Escelsa, reflexo dos Reajustes Tarifários e Revisão Tarifária Extraordinária assim como do aumento de consumo de 4,4% na EDP Escelsa que representa 93% do suprimento da EDP.



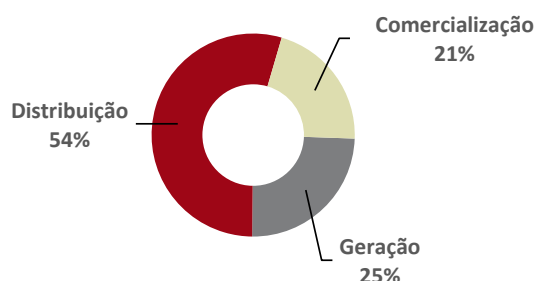
- Crescimento de R\$ 30,1 milhões na receita de energia de curto prazo reflexo do aumento de energia disponível no 3T15, na EDP Bandeirante, para liquidação na CCEE (Nível de contratação no 3T15 de 110,2% Vs 3T14 de 103,6%);
- O aumento de 31,0% nas outras receitas operacionais deve-se às subvenções em função do reembolso dos descontos concedidos por meio do Decreto nº 7.891/2013 - Regulamenta a Lei no 12.783, de 11 de janeiro de 2013. No caso da EDP Bandeirante, o aumento de 28,9% deve-se à diferença de tarifa entre 2015 e 2014. Na EDP Escelsa, o aumento de 92,2% é reflexo, além do aumento tarifário, de um ajuste contábil decorrente das diferenças dos descontos contabilizados e apurados pela ANEEL, cujo o ajuste é feito anualmente no reajuste. Adicionalmente, o ressarcimento pela insuficiência de geração foi reclassificado da rubrica "Outras receitas operacionais" para "Energia elétrica comprada para revenda" mediante Despacho ANEEL nº 4.786 de 11 de dezembro de 2014.

Na Geração

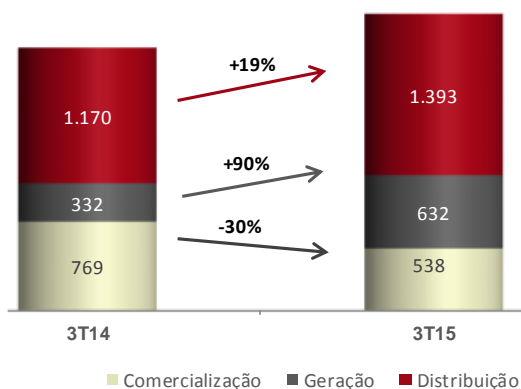
- Contabilização de R\$ 304,6 milhões de receita líquida decorrentes da consolidação da UTE Pecém I;

Abaixo a composição da Receita Líquida por segmento de negócio

Composição da Receita Líquida* - 3T15



Receita Líquida (R\$ milhões)*



*Não considera as eliminações intragrupo de R\$ 220,8 milhões no 3T15 e de R\$ 289,4 milhões no 3T14

2.1.1. Deduções da Receita Operacional

Deduções à receita operacional	3T15	3T14	Var.	9M15	9M14	Var.
P&D e PEE	(20.355)	(14.165)	43,7%	(59.421)	(43.649)	36,1%
Outros encargos	(9.398)	-	n.d.	(34.195)	-	n.d.
CDE	(428.131)	(28.872)	1382,9%	(998.071)	(78.146)	1177,2%
RGR	(2.133)	(4.665)	-54,3%	(6.400)	(9.503)	-32,7%
PIS/COFINS	(353.509)	(244.510)	44,6%	(1.043.238)	(714.512)	46,0%
ICMS	(589.628)	(394.550)	49,4%	(1.778.978)	(1.188.452)	49,7%
ISS	(246)	(223)	10,3%	(823)	(664)	23,9%
Bandeiras tarifárias	(188.580)	-	n.d.	(546.083)	-	n.d.
PROINFA - Consumidores Livres	(11.798)	(12.031)	-1,9%	(35.395)	(36.094)	-1,9%
Total	(1.603.778)	(699.016)	129,4%	(4.502.604)	(2.071.020)	117,4%

As deduções da receita ficaram 129,4% acima do 3T14 e 117,4% no acumulado do ano.

- PIS/COFINS e ICMS: aumento de 44,6% e 49,4%, respectivamente, em consequência do crescimento da receita operacional bruta e da correspondente incidência de PIS/COFINS sobre o reconhecimento da receita sobre Ativos Financeiros Setoriais e da consolidação da UTE Pecém I.
- CDE (Conta de Desenvolvimento Energético): aumento da quota anual para 2015, de acordo com a Resolução Homologatória definitiva nº 1.857 de fevereiro de 2015 em função (i) do encargo tarifário incluído nas tarifas de uso dos sistemas de distribuição e transmissão de energia; (ii) da devolução de parcela dos recursos recebidos pelas distribuidoras no período de janeiro de 2013 a fevereiro de 2014; e (iii) da repactuação de dívida da CDE com os credores da CCC.
- Bandeiras Tarifárias: aumento de R\$ 188,6 milhões, devido a aplicação do sistema de Bandeira Tarifária a partir de 1º de janeiro de 2015. Os agentes de distribuição devem destinar os recursos provenientes da aplicação das Bandeiras Tarifárias para a Conta Centralizadora dos Recursos de Bandeiras Tarifárias - CCRBT, gerida pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE. Os recursos são distribuídos nas classes de consumo, e deduzidos integralmente como uma dedução de encargo, sendo o



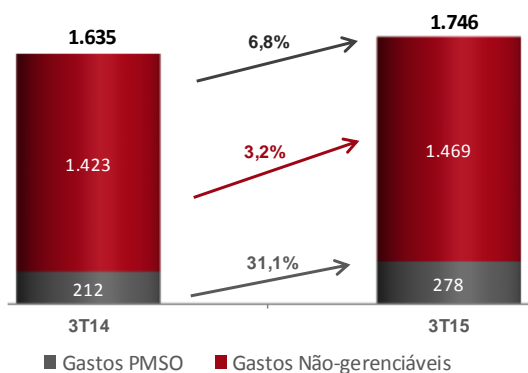
impacto na receita líquida nulo. Quando a bandeira está verde, as condições hidrológicas para geração de energia são favoráveis e não há qualquer acréscimo nas contas. Se as condições são um pouco menos favoráveis, a bandeira passa a ser amarela e há uma cobrança adicional, proporcional ao consumo, na razão de R\$ 2,50 por 100 kWh (ou suas frações). Já em condições ainda mais desfavoráveis, a bandeira fica vermelha e o adicional cobrado passa a ser proporcional ao consumo na razão de R\$ 4,50 por 100 kWh (ou suas frações).

▪ Outros Encargos: aumento de R\$ 9,4 milhões em consequência da reclassificação da "Taxa de Fiscalização" e "Compensação financeira pela utilização de recursos hídricos – CFURH" do segmento de geração da rubrica Gastos não gerenciáveis para Deduções à receita operacional, mediante Resolução Normativa ANEEL nº 605/2014.

2.2. Gastos Operacionais

Os **gastos operacionais**, desconsiderando o custo de construção, depreciação e amortização, valor justo do ativo indenizável e os ganhos/perdas na desativação/alienação de bens, totalizaram R\$ 1.746,4 milhões, aumento de 6,8%, devido ao acréscimo de 3,2% nos gastos não gerenciáveis e de 31,1% no PMSO. No acumulado do ano, os **gastos operacionais** totalizaram R\$ 5.604,3 milhões, 10,7% superior em relação ao mesmo período do ano anterior.

Gastos Operacionais 3T15 (R\$ milhões)



2.2.1. Gastos Não Gerenciáveis

Os **gastos não gerenciáveis** referentes aos custos com compra de energia e encargos do uso da rede elétrica cresceram 3,2%. Já no acumulado do ano, os **gastos não gerenciáveis** foram 9,6% superior em relação ao mesmo período do ano anterior.

Gastos Não Gerenciáveis (R\$ mil)	3T15	3T14	Var.	9M15	9M14	Var.
Energia Comprada para Revenda	(1.270.964)	(1.297.300)	-2,0%	(4.316.953)	(4.050.452)	6,6%
Moeda estrangeira - Itaipu	(319.525)	(124.921)	155,8%	(787.260)	(366.744)	114,7%
Moeda nacional	(1.128.697)	(1.446.223)	-22,0%	(3.965.639)	(4.548.273)	-12,8%
Ressarcimento CDE / CCEE / CONER/ CCRBT	177.258	273.844	-35,3%	435.946	864.565	-49,6%
Encargos de uso e conexão	(115.829)	(114.938)	0,8%	(348.770)	(284.602)	22,5%
Outros	(18.255)	(10.880)	67,8%	(10.317)	(46.751)	-77,9%
Taxa de Fiscalização	(9)	(2.530)	-99,6%	(28)	(7.679)	-99,6%
Compensações Financeiras	-	(6.863)	-100,0%	-	(27.716)	-100,0%
Outras	(18.246)	(1.487)	1127,0%	(10.289)	(11.356)	-9,4%
Custo da matéria prima consumida	(135.704)	-	n.d.	(199.624)	-	n.d.
Ressarcimento por indisponibilidade	71.846	-	n.d.	71.846	-	n.d.
Total dos Gastos Não-Gerenciáveis	(1.468.906)	(1.423.118)	3,2%	(4.803.818)	(4.381.805)	9,6%

Os **gastos com compra de energia de Itaipu** (moeda estrangeira) subiram 155,8% no trimestre e 114,7% no acumulado do ano, reflexo da desvalorização cambial, além do reajuste da tarifa, no valor de US\$ 38,07/KW, com vigência para o ano de 2015, representando uma variação de 46,1% em relação à tarifa de 2014 (US\$ 26,05/KW). A contrapartida dos efeitos mencionados é mitigada pela constituição de uma CVA no ativo financeiro setorial contabilizado. O efeito da variação cambial é registrado em resultado financeiro, sendo, portanto, o impacto em resultado nulo.

Em relação aos gastos com compra de energia em **moeda nacional**, destacam-se:

A queda de 22,0% no consolidado deve-se à redução de 54,4% na geração, 29,7% na comercialização e 8,1% na distribuição conforme explicado abaixo:



Na Geração, queda 54,4% referente ao:

(i) Menor impacto de GSF entre os períodos comparados devido principalmente a queda do PLD (PLD Médio Submercado SE/CO - R\$ 677,01/MWh no 3T14 e R\$ 204,07/MWh no 3T15). O GSF verificado no 3T15 foi de 86,2%, totalizando um impacto de R\$ 51,8 milhões, sendo no 3T14 de 84,5% (impacto de R\$ 198,6 milhões).

Em 1º de julho, a Associação Brasileira dos Produtores Independentes de Energia Elétrica – APINE obteve tutela antecipada que impede a aplicação do ajuste do Mecanismo de Realocação de Energia. A decisão é aplicável às empresas associadas que integram a ação judicial proposta pela APINE, o que inclui a Companhia, e estanca os danos sofridos em razão dos atuais valores do Generation Scaling Factor - GSF. Apesar da obtenção da tutela antecipada e da suspensão da liquidação da CCEE, evitando desembolso de caixa, a Companhia provisionou os efeitos de GSF no resultado do 3T15, por ainda não se tratar de decisão judicial definitiva. Adicionalmente, no dia 18 de agosto de 2015, foi publicada a medida provisória 688/2015, que dispõe sobre a repactuação do risco hidrológico de geração de energia elétrica. A ANEEL abriu audiência pública para discussão do tema em referência e a previsão para o anúncio da decisão final está prevista para o final do ano de 2015.

Na Comercialização, queda de 29,7% referente à:

(i) Redução de 17,1% do volume de energia comercializada e 14,6% na tarifa média de compra.

Na Distribuição, queda de 8,1%, sendo que:

(i) Na EDP Escelsa, a queda de 18,0% deve-se ao menor custo com energia comprada, reflexo do menor nível de subcontratação (Nível de contratação no 3T15 de 97,8% Vs 94,9% no 3T14) e da queda do PLD (PLD Médio Submercado SE/CO - R\$ 677,01/MWh no 3T14 e R\$ 204,07/MWh no 3T15);

(ii) Na EDP Bandeirante, o gasto com compra de energia ficou estável (+0,4%) entre os períodos comparados.

(iii) Adicionalmente, no 3T15, devido aos atrasos das liquidações na CCEE, houve contabilização menor das liminares judiciais.

A rubrica de **Ressarcimento CDE/CCEE/CONER/CCRBT** apresentou uma queda de 35,3%, devido aos aportes da Conta-ACR contabilizados no 3T14 no valor de R\$ 273,8 milhões. No 3T15, o montante desta rubrica refere-se a Conta Centralizadora de Bandeira Tarifária. Importante mencionar que o efeito em margem e EBITDA é nulo, pois estes valores estão provisionados dentro de Ativos Financeiros Setoriais (Ativos e Passivos Regulatórios).

A linha de **Outros** apresentou um aumento devido a uma reclassificação de R\$ 14,6 milhões positivos da linha de “Outras” para “Ressarcimento por Indisponibilidade”, devido a contabilização da UTE Pecém I.

A contabilização de R\$ 135,7 milhões de custo de matéria prima consumida e de R\$ 71,8 milhões positivos de Ressarcimento por Indisponibilidade (Sendo R\$ 57,2 milhões referente ao 3T15 e R\$ 14,6 milhões ao 2T15 reclassificado da linha de “Outras” para “Ressarcimento por Indisponibilidade”), decorrentes da contabilização da Usina, estão explicados no capítulo da UTE Pecém I.

2.2.2. Gastos Gerenciáveis

Desconsiderando o efeito da contabilização da UTE Pecém I, que contribuiu com R\$ 35,3 milhões ao PMSO consolidado, o total do trimestre seria 14,4% acima do 3T14. **Considerando o PMSO sem a consolidação da UTE Pecém I e excluindo o efeito da provisão de devedores duvidosos, o aumento teria sido de 6,3%, abaixo da inflação acumulada nos últimos 12 meses (IPCA de 9,5% e IGP-M 8,4%).**

Gastos Gerenciáveis (R\$ mil)	3T15	3T14	Var.	9M15	9M14	Var.
Pessoal	(98.334)	(84.466)	16,4%	(292.006)	(267.973)	9,0%
Material	(10.446)	(7.021)	48,8%	(24.778)	(21.701)	14,2%
Serviços de terceiros	(110.850)	(92.534)	19,8%	(312.047)	(271.882)	14,8%
Provisões	(27.849)	(1.352)	1959,8%	(81.201)	(45.347)	79,1%
Outros	(30.038)	(26.374)	13,9%	(90.492)	(73.930)	22,4%
Total PMSO	(277.517)	(211.747)	31,1%	(800.524)	(680.833)	17,6%
Ganhos e perdas na desativação e alienação de bens	(11.491)	(8.322)	38,1%	(55.908)	(26.804)	108,6%
Valor justo do ativo financeiro indenizável	2.735	(20.149)	n.d.	30.622	(13.838)	n.d.
Custo com construção da infraestrutura	(77.966)	(96.375)	-19,1%	(196.886)	(235.810)	-16,5%
Depreciação e amortização	(131.171)	(84.439)	55,3%	(327.954)	(255.949)	28,1%
Total dos gastos gerenciáveis	(495.410)	(421.032)	17,7%	(1.350.650)	(1.213.234)	11,3%
IGP-M (últimos 12 meses)*			8,4%			
IPC-A (últimos 12 meses)**			9,5%			

*Fonte: FGV

**Fonte: IBGE

Desconsiderando o efeito da contabilização da UTE Pecém I:



PMSO	Consolidado				UTE Pecém I	Excluindo UTE Pecém I		
	3T15	3T14	%	Var R\$		3T15	3T14	%
Pessoal	(98.334)	(84.466)	16,4%	(13.868)	(7.913)	(90.421)	(84.466)	7,1%
Material	(10.446)	(7.021)	48,8%	(3.425)	(4.018)	(6.428)	(7.021)	-8,4%
Serviços de terceiros	(110.850)	(92.534)	19,8%	(18.316)	(15.026)	(95.824)	(92.534)	3,6%
Provisões	(27.849)	(1.352)	1959,8%	(26.497)	(25)	(27.824)	(1.352)	1958,0%
Outros	(30.038)	(26.374)	13,9%	(3.664)	(8.232)	(21.806)	(26.374)	-17,3%
Total	(277.517)	(211.747)	31,1%	(65.770)	(35.214)	(242.303)	(211.747)	14,4%

PMSO	Consolidado				UTE Pecém I	Excluindo UTE Pecém I		
	9M15	9M14	%	Var R\$		9M15	9M14	%
Pessoal	(292.006)	(267.973)	9,0%	(24.033)	(11.281)	(280.725)	(267.973)	4,8%
Material	(24.778)	(21.701)	14,2%	(3.077)	(4.359)	(20.419)	(21.701)	-5,9%
Serviços de terceiros	(312.047)	(271.882)	14,8%	(40.165)	(21.552)	(290.495)	(271.882)	6,8%
Provisões	(81.201)	(45.347)	79,1%	(35.854)	(25)	(81.176)	(45.347)	79,0%
Outros	(90.492)	(73.930)	22,4%	(16.562)	(10.733)	(79.759)	(73.930)	7,9%
Total	(800.524)	(680.833)	17,6%	(119.691)	(47.950)	(752.574)	(680.833)	10,5%

Aumento de 16,4% (R\$ 13,9 milhões) e de 7,1% excluindo a UTE Pecém I, em gastos com **Pessoal**:

- (i) Consolidação da UTE Pecém I (+ R\$ 7,9 milhões);
- (ii) Aumento da despesa de assistência médica (+R\$ 1,6 milhões);
- (iii) Menor Capitalização de Pessoal (+R\$ 1,9 milhões);
- (iv) Maior indenização nas Distribuidoras (+R\$ 0,9 milhão).

Aumento de 48,8% (R\$ 3,4 milhões) e queda de 8,4% excluindo a UTE Pecém I, em gastos com **Materiais**:

- (v) Consolidação da UTE Pecém I (+ R\$ 4,0 milhões);

Aumento de 19,8% (R\$ 18,3 milhões) e de 3,6% excluindo a UTE Pecém I, em **Serviços de Terceiros**:

- (i) Consolidação da UTE Pecém I (+ R\$ 15,0 milhões);
- (ii) Maiores gastos com atendimento ao cliente devido ao aumento no número de postos de atendimento para plano de contingência do cenário energético nas duas distribuidoras, além da terceirização de 7 postos na EDP Escelsa (+R\$ 3,4 milhões);

Aumento dos custos com **Provisões** (+R\$ 26,5 milhões).

- (i) Aumento da PDD nas Distribuidoras no 3T15, principalmente devido aos efeitos não recorrentes ocorridos no 3T14, em ambas as distribuidoras. Estes efeitos referem-se a estornos de provisões devido a acordos e parcelamentos. Adicionalmente, o aumento de PDD deve-se também a outros 2 fatores: (a) menor corte de energia na EDP Bandeirante em função da troca do prestador deste serviço entre 16 de agosto e 08 de setembro; (b) novos entrantes inadimplentes na base da PDD, em ambas as distribuidoras, decorrentes do aumento tarifário (+R\$ 17,4 milhões);
- (ii) Reversões de provisões de contingência que ocorreram no 3T14 (+R\$ 8,6 milhões), causados principalmente por valores da permuta de ativos (Investco/Enersul)
- (iii) Aumento da Provisão Contingências na EDP Escelsa (+R\$ 2,9 milhões)

Aumento de 13,9% (R\$ 3,7 milhões) e queda de 17,3% excluindo a UTE Pecém I, em **Outros**:

- (i) Consolidação de UTE Pecém I (+R\$ 8,3 milhões);
- (ii) Menores gastos com indenizações referentes a Permuta Investco/Enersul (-R\$ 5,5 milhões);
- (iii) Reclassificação da rubrica de resultado financeiro para gastos gerenciáveis das contas de DIC (Duração de Interrupção por Unidade Consumidora) / FIC (Frequência de Interrupções por Unidade Consumidora) / DMIC (Duração Máxima de Interrupção Contínua por Unidade Consumidora) / Reclassificação de acordo com o novo Plano de Contas da ANEEL (+R\$ 1,4 milhão);

A conta de **Ganhos e perdas na desativação e alienação de bens** aumentou 38,1% (R\$ 3,2 milhões) resultante de:

- (i) Baixa de ativos nas distribuidoras (+ R\$ 2,0 milhões na EDP Bandeirante e + R\$ 1,0 milhão na EDP Escelsa).

O **Valor justo do ativo financeiro indenizável** queda de R\$ 22,9 milhões resultante do aumento do valor novo de reposição das distribuidoras (sendo + R\$ 15,9 milhões na EDP Bandeirante e + R\$ 7,0 milhões na EDP Escelsa).

A conta de **Depreciação e Amortização** totalizou R\$ 131,2 milhões no 3T15, aumento de 55,3% (R\$ 46,7 milhões) em relação ao mesmo período do ano anterior, decorrente da contabilização da UTE Pecém I que contribuiu com R\$ 39,2 milhões.

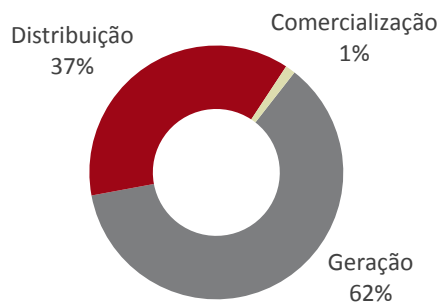


2.4. EBITDA

O EBITDA atingiu R\$ 586,9 milhões, aumento de 84,7% (R\$ 269,1 milhões), reflexo do aumento de R\$ 276,5 milhões na **geração** e de 3,7% na **distribuição**, conforme explicação abaixo:

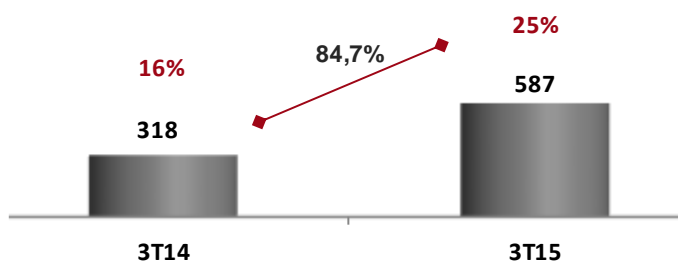
- (i) Na **geração**, esse aumento é decorrente da contabilização da UTE Pecém I, que contribuiu com R\$ 167,5 milhões e do menor gasto com compra de energia devido ao GSF, reflexo da queda do PLD.
- (ii) Na **distribuição**, esse aumento é decorrente do aumento da tarifa média e contabilização do ativo financeiro setorial.
- (iii) A **comercialização** apresentou uma redução de 60,5% decorrente do menor volume de energia comercializada e da queda do preço médio de venda de energia.

Composição do EBITDA - 3T15



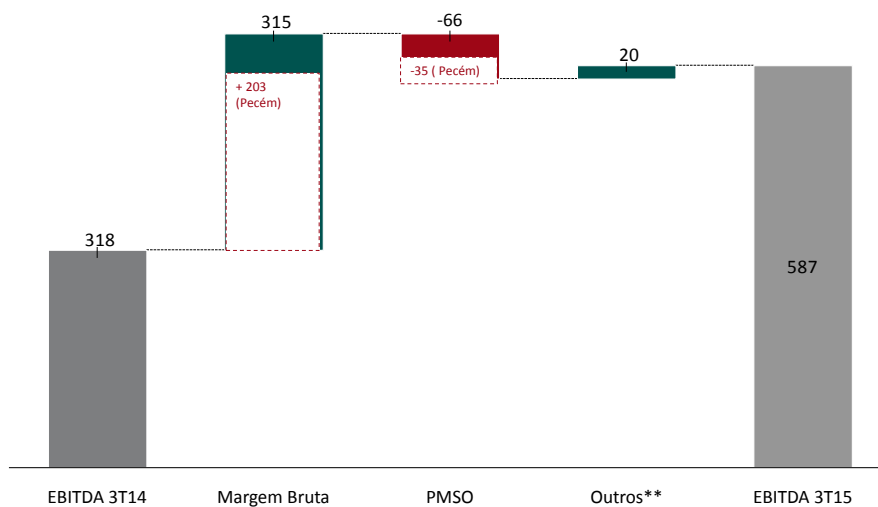
*Considerar os somatórios do EBITDA de cada negócio

EBITDA (R\$ milhões) e Margem EBITDA* (%)



*Exclui receita de construção

Formação do EBITDA (R\$ milhões)



** Ganhos e perdas na desativação e alienação de bens e Valor justo do ativo financeiro indenizável.



2.4. Resultado Financeiro

Resultado Financeiro (R\$ mil)	3T15	3T14	Var.	9M15	9M14	Var.
Receita Financeira	74.385	61.936	20,1%	231.601	199.915	15,8%
Receitas de aplicações financeiras	27.197	29.065	-6,4%	65.892	78.661	-16,2%
Variação monetária e acréscimo	32.371	22.930	41,2%	102.908	85.767	20,0%
Atualização sobre os ativos/ passivos financeiros setoriais	7.659	-	n.d.	35.500	-	n.d.
Juros e multa sobre impostos	3.204	2.282	40,4%	8.630	30.178	-71,4%
Ajustes a valor presente	(80)	679	n.d.	3.817	5.118	-25,4%
Remuneração das ações preferenciais	-	-	n.d.	-	-	n.d.
(-) Juros capitalizados	-	-	n.d.	-	(21.945)	-100,0%
(-) PIS/COFINS sobre Receitas financeiras	(4.467)	-	n.d.	(4.467)	-	n.d.
Outras receitas financeiras	8.501	6.980	21,8%	19.321	22.136	-12,7%
Despesa Financeira	(275.279)	(134.818)	104,2%	(635.914)	(407.478)	56,1%
Variação monetária e acréscimo moratório	(71.264)	(12.364)	476,4%	(135.504)	(35.408)	282,7%
Encargos de dívidas	(175.731)	(93.536)	87,9%	(419.834)	(336.978)	24,6%
Juros e multa sobre impostos	(1.699)	(3.899)	-56,4%	(4.811)	(7.642)	-37,0%
Selic - Energia Livre	(2.790)	(1.995)	39,8%	(7.343)	(5.465)	34,4%
Ajustes a valor presente	(1.551)	(5.398)	-71,3%	(5.704)	(19.843)	-71,3%
(-) Juros capitalizados	221	2.909	-92,4%	1.441	64.834	-97,8%
Outras Despesas	(22.465)	(20.535)	9,4%	(64.159)	(66.976)	-4,2%
Resultado Cambial Líquido	(74.946)	(1.569)	4676,7%	(79.424)	(2.959)	2584,2%
Total	(275.840)	(74.451)	270,5%	(483.737)	(210.522)	129,8%

Receita Financeira: aumento de 20,1% (12,4 milhões) resultante de:

- (i) Aumento em atualização monetária sobre Ativos Financeiros Setoriais (Ativos e Passivos Regulatórios) na EDP Bandeirante (+R\$ 7,7 milhões);
- (ii) Aumento de variação monetária e acréscimo moratório da energia vendida (R\$ 10,2 milhões) decorrente de juros e mora aplicados aos consumidores por atraso na conta de energia, tanto na EDP Bandeirante quanto na EDP Escelsa;
- (iii) Contabilização de PIS/COFINS sobre receitas financeiras (-R\$ 4,5 milhões), a partir de julho de 2015 (Lei 8.426/2015), sendo a alíquota 4,65%, exceto para operações com hedge e variação cambial.

Despesa Financeira: aumento de R\$ 140,5 milhões resultante de:

- (i) Aumento da despesa de Variação Monetária e Acréscimo Moratório da Energia comprada referente a contabilização da variação cambial pela compra de energia de Itaipu que é comercializada em Dólar (-R\$ 38,0 milhões);
- (ii) Aumento de R\$ 82,2 milhões de encargos de dívidas devido à consolidação da UTE Pecém I (-R\$ 37,4 milhões) e ao aumento do endividamento da holding (-R\$ 34,2 milhões) e das distribuidoras (-9,5 milhões);
- (iii) Aumento da despesa de atualização monetária do uso do bem público da UHE Peixe Angical (- R\$ 12,7 milhões).

Resultado Cambial

Resultado Cambial com variação negativa de R\$ 73,4 milhões frente ao 3T14, decorrente: (i) da variação negativa na marcação a mercado dos swaps dos juros e, (ii) da diferença de critério de contabilização do passivo e dos NDFs, ambos decorrentes da contabilização da UTE Pecém I.

2.5. Equivalência Patrimonial

O Resultado de Participações Societárias atingiu -R\$ 10,0 milhões, redução de R\$ 59,2 milhões, decorrente do efeito positivo na UTE Pecém I no 3T14, explicado detalhadamente no capítulo 5.1 – Geração - UTE Pecém I. O resultado também foi impactado pela contabilização do prejuízo consolidado da UHE Santo Antônio do Jari (ECE/CEJA), de R\$ 5,5 milhões, explicado detalhadamente no capítulo 5.1 - Geração - UHE Jari.

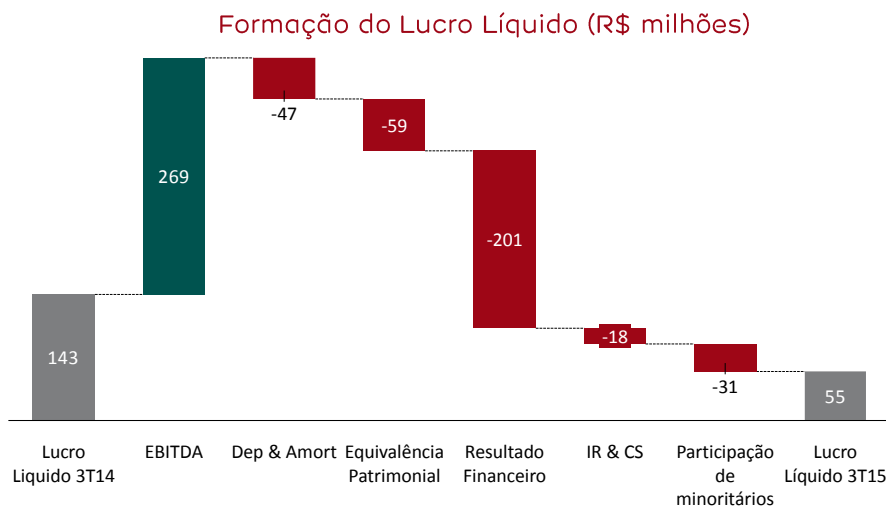
Resultado das participações societárias (R\$ mil)	3T15	3T14	Var.	9M15	9M14	Var.
UTE Pecém I (Usina)	-	48.476	-100,0%	(83.910)	9.934	n.d.
UHE Jari Consolidado (ECE/CEJA)	(5.544)	(596)	830,2%	(22.549)	(596)	3683,4%
Ceja (mais valia)	(1.682)	-	n.d.	(5.043)	-	n.d.
Demais empresas não controladas	(2.827)	1.269	n.d.	(8.261)	4.755	n.d.
Total	(10.053)	49.149	n.d.	(119.763)	14.093	n.d.



2.6. Lucro Líquido

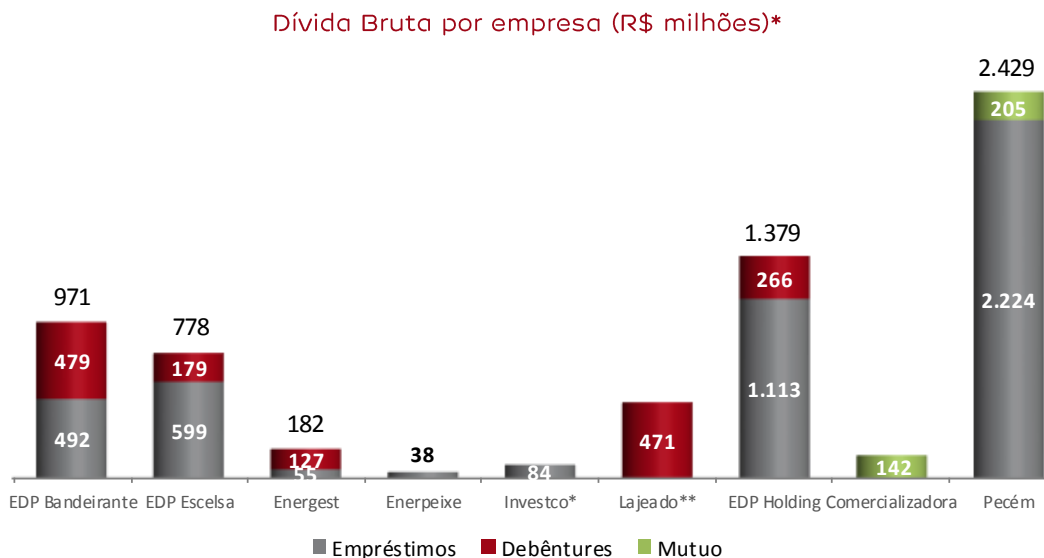
O Lucro Líquido consolidado totalizou R\$ 55,3 milhões, 61,3% menor, resultantes dos efeitos já mencionados acima, além de:

- (i) Aumento da despesa de IR e Contribuição Social em R\$ 18,1 milhões, devido a diferença de resultados das subsidiárias entre os períodos comparados, gerando um aumento na despesa de imposto corrente e ao registro dos Ativos e Passivos Setoriais gerando um aumento na despesa com Imposto Diferido e;
- (ii) Maior distribuição de lucro atribuível aos acionistas não controladores, devido aos melhores resultados no período.



3. Endividamento

A **dívida bruta** consolidada totalizou R\$ 6.096,1 milhões em 30 de setembro de 2015, aumento de R\$ 2.737,7 milhões em relação a 31 de dezembro de 2014. Esse aumento é reflexo, principalmente, da consolidação da dívida da UTE Pecém I no montante de R\$ 2.428,7 milhões, da 1ª emissão de Notas Promissórias da Holding no 1T15 no montante de R\$750 milhões, do pagamento da 1ª parcela da 2ª emissão de debêntures da Holding no montante de R\$ 250 milhões, e do pagamento da 3ª emissão de debêntures da Holding, em R\$ 300 milhões. Em 30 de setembro de 2015, a Companhia possuía 16,9% de dívida em moeda estrangeira, sendo R\$ 1.039,0 milhões referente ao financiamento da UTE Pecém I com o Banco Interamericano de Desenvolvimento (BID) e R\$ 81,9 milhões referente ao empréstimo da Bandeirante junto ao Citibank. Os financiamentos encontram-se protegidos dos riscos de câmbio (USD) e taxa de juros Libor por meio de instrumentos derivativos. A dívida bruta consolidada desconsidera a dívida das UHEs Santo Antônio do Jari, Cachoeira Caldeirão e São Manoel.



Nota: * não considera eliminações intragrupo de R\$ 377,7 milhões sendo que R\$ 205,0 milhões correspondem ao mutuo junto a UTE Pecém I.

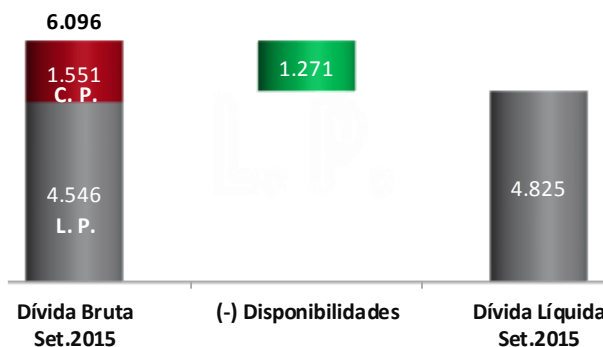
** ações preferenciais da Investco classificadas como dívida

*** A dívida da comercializadora deve-se a contratos de mútuos intragrupo



A **dívida líquida** alcançou R\$ 4.824,8 milhões em 30 de setembro de 2015, aumento de R\$ 2.293,3 milhões em relação a 31 de dezembro de 2014, considerando R\$ 1.271,3 milhões de disponibilidades. O montante de disponibilidades do período já considera o desembolso de R\$300,0 milhões para a aquisição dos 50% remanescentes da UTE Pecém I e o recebimento de R\$ 88,0 milhões referentes ao adiantamento de 50% do valor da venda da participação da Companhia na EDP Renováveis Brasil.

Composição da Dívida Líquida (R\$ milhões)



O **custo médio da dívida** em setembro de 2015 era de 11,93% a.a., em comparação a 11,37% a.a. em dezembro de 2014, levando-se em consideração os juros capitalizados das dívidas e encargos incorridos nos últimos 12 meses. A elevação do custo médio ocorreu, devido ao incremento do CDI acumulado em 12 meses em setembro de 2015 (11,70% a.a.) frente a dezembro de 2014 (10,81% a.a.), e da TJLP de 5,71% a.a. em setembro de 2015 frente 5,00% a.a. em dezembro de 2014.

O prazo médio da dívida consolidada em setembro de 2015 atingiu 3,13 anos, superior ao de dezembro de 2014 (2,47 anos), em função da consolidação da dívida da UTE Pecém I que possui prazo médio superior às demais dívidas do grupo.

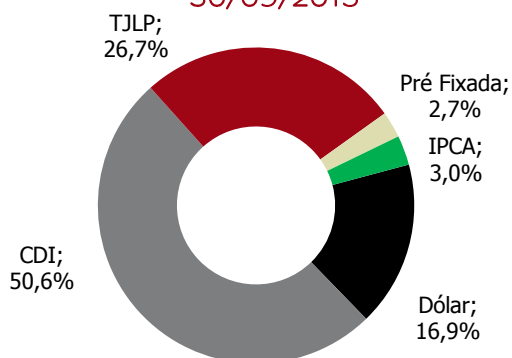
A dívida de curto prazo em 30 de setembro de 2015 representava 25,4% do endividamento bruto, totalizando R\$ 1.550,5 milhões, 5,8% superior ao endividamento em 31 de dezembro de 2014 (R\$ 1.465,7 milhões).

Principais eventos do trimestre:

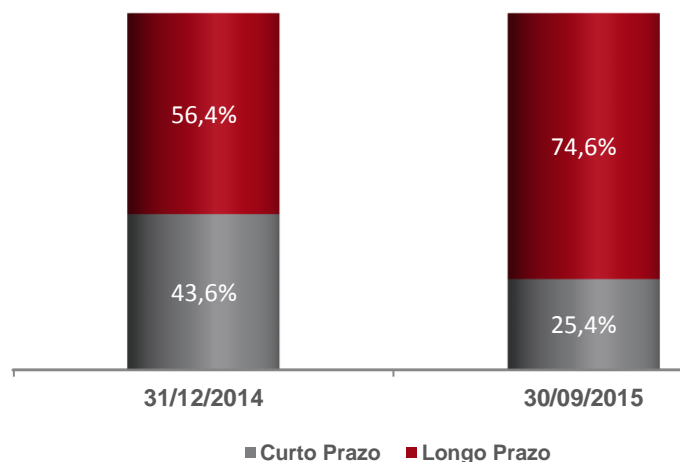
Ao longo do 3T15, foram desembolsados R\$ 75,0 milhões em uma operação da EDP Bandeirante em moeda estrangeira junto ao Citibank ao custo de CDI +1,20% a.a., considerando o efeito líquido do hedge contratado.

Adicionalmente, a UHE Santo Antônio do Jari realizou desembolso junto ao BNDES no montante de R\$ 2,7 milhões referente ao empréstimo de longo prazo.

Dívida Bruta por Indexador
30/09/2015

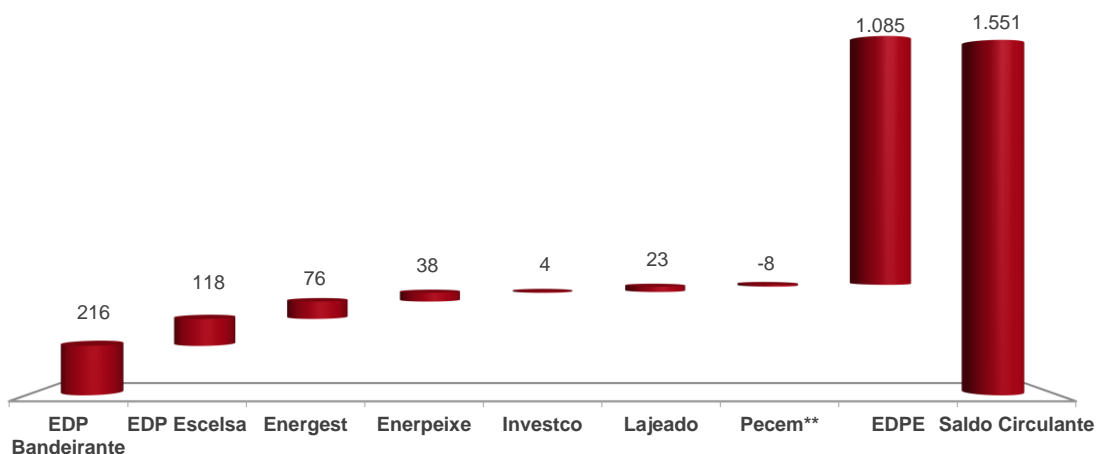


Dívida Bruta - Curto / Longo prazo



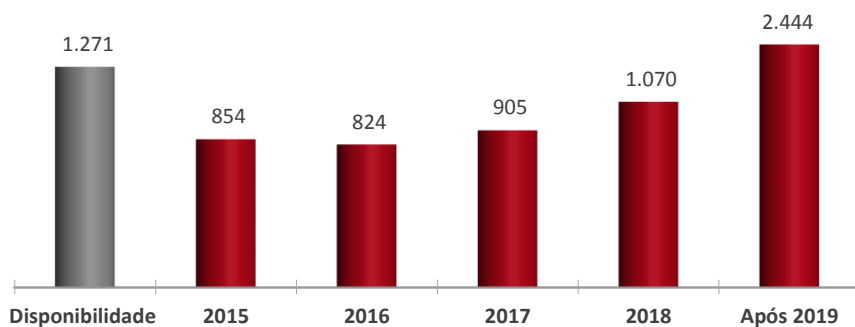


Composição da Dívida Circulante (R\$ milhões)*



*Não considera eliminações intragrupo. **Dívida circulante de Pecém contempla derivativo no valor R\$ 230,8 milhões.

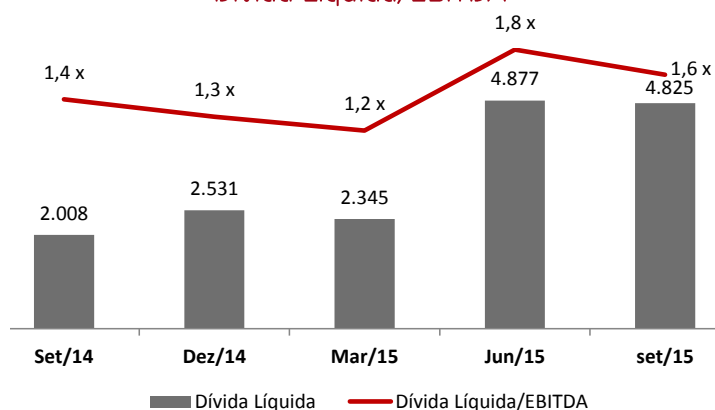
Cronograma de Vencimento da Dívida* (R\$ milhões)



*Valores consideram principal + encargos + resultados de operações de hedge

A relação Dívida Líquida/EBITDA encerrou o 3T15 em 1,6X.

Dívida Líquida/EBITDA*



* Não considera os efeitos da participação nas UHEs Santo Antônio do Jari, Cachoeira Caldeirão e São Manoel

Considerando a proporção da participação da EDP Energias do Brasil nas UHEs Santo Antônio do Jari, Cachoeira Caldeirão e São Manoel, a relação dívida líquida/EBITDA seria de 1,9 vez. O prazo médio da dívida seria de 3,52 anos e o custo médio seria de 11,77% ao ano. A distribuição da dívida por indexador seria de 48,9% em CDI, 29,5% em TJLP, 5,0% em IPCA, 14,3% em dólar e 2,3% em pré-fixada.



30/09/2015 (R\$ milhões)	Dívida Bruta (DB)	Disponibilidade	Dívida Líquida (DL)	EBITDA	DL / EBITDA
Consolidado	6.096	1.271	4.825	2.976	1,6
UHE Santo Antonio do Jari (50%)	580	30	549	110	5,0
UHE Cachoeira Caldeirão (50%)	248	8	240	-	-
UHE São Manoel (33,34%)	298	7	291	-	-
Total	7.222	1.316	5.905	3.086	1,9

4. Variação do Imobilizado

A variação do imobilizado diminuiu 15,2% no trimestre, sendo em ambos os períodos desconsiderados os investimentos nas UHEs Santo Antônio do Jari, Cachoeira Caldeirão e São Manoel. A partir do 3T15, o investimento da UTE Pecém I está sendo considerado 100%. O montante do 3T15 está distribuído entre os segmentos de distribuição (78%), geração (20%), e outros (2%).

Variação do Imobilizado (R\$ mil)	3T15	3T14	%	9M15	9M14	%
Distribuição	78.186	99.284	-21,3%	198.326	244.364	-18,8%
EDP Bandeirante	38.023	47.357	-19,7%	90.019	119.591	-24,7%
EDP Escelsa	40.163	51.927	-22,7%	108.307	124.773	-13,2%
Geração	20.130	17.791	13,1%	43.543	34.924	24,7%
Enerpeixe	932	407	129,0%	1.852	909	103,7%
Energest Consolidado	4.002	16.141	-75,2%	10.634	30.829	-65,5%
Lajeado / Investco	1.455	1.243	17,1%	9.643	3.186	202,7%
Pecém	13.741	-	n.d.	21.414	-	n.d.
Outros	1.663	851	95,4%	4.404	11.286	-61,0%
Total	99.979	117.926	-15,2%	246.273	290.574	-15,2%
Variação do Imobilizado - Distribuição	3T15	3T14	%	9M15	9M14	%
EDP Bandeirante						
Valor Líquido de Obrig. Especiais	38.023	47.357	-19,7%	90.019	119.591	-24,7%
(+) Obrigações Especiais	8.024	11.517	-30,3%	28.581	45.846	-37,7%
Valor Bruto	46.047	58.874	-21,8%	118.600	165.437	-28,3%
(-) Juros Capitalizados	(221)	(1.374)	-83,9%	(838)	(4.650)	-82,0%
Valor Bruto sem Juros Capitalizados	45.826	57.500	-20,3%	117.762	160.787	-26,8%
EDP Escelsa						
Valor Líquido de Obrig. Especiais	40.163	51.927	-22,7%	108.307	124.773	-13,2%
(+) Obrigações Especiais	7.695	8.386	-8,2%	27.931	28.852	-3,2%
Valor Bruto	47.858	60.313	-20,7%	136.238	153.625	-11,3%
(-) Juros Capitalizados	-	(1.535)	-100,0%	(603)	(3.904)	-84,6%
Valor Bruto sem Juros Capitalizados	47.858	58.778	-18,6%	135.635	149.721	-9,4%
Distribuição	93.684	116.278	-19,4%	253.397	310.508	-18,4%

No segmento de geração, os investimentos foram 13,1% superiores, em decorrência da contabilização da UTE Pecém I. A queda de -75,2% na Energest deve-se à modernização da UHE Mimoso e UHE Mascarenhas, ocorrida no 3T14. O aumento de 129,0% na Enerpeixe deve-se aos investimentos com reposição de equipamentos para manutenção da Usina (banco de baterias da casa de força).

Variação do Imobilizado (R\$ mil)	3T15	3T14	%	9M15	9M14	%
Distribuição	78.186	99.284	-21,3%	198.326	244.364	-18,8%
Geração	183.484	184.990	-0,8%	557.879	369.820	50,9%
Geração outros	6.389	17.791	-64,1%	22.129	34.924	-36,6%
UHE Santo Antonio do Jari*	4.271	15.245	-72,0%	53.641	63.642	-15,7%
UHE Cachoeira Caldeirão*	60.120	72.860	-17,5%	203.766	149.217	36,6%
UHE São Manoel*	98.961	66.586	48,6%	226.139	81.012	179,1%
UTE Pecém I*	13.743	12.507	9,9%	52.204	41.025	27,3%
Outros	1.663	851	95,4%	4.404	11.286	-61,0%
Total	263.333	285.125	-7,6%	760.609	625.470	21,6%

* Participação da EDP



Considerando o investimento no trimestre, de acordo com a participação da Companhia nos projetos de geração hídrica, 50% nas UHEs Santo Antônio do Jari (R\$ 4,3 milhões) e Cachoeira Caldeirão (R\$ 60,1 milhões), 33,34% na UHE São Manoel (R\$ 99,0 milhões) e em geração térmica, sendo 100% na UTE Pecém I (R\$ 13,7 milhões), os investimentos da Companhia alcançariam R\$ 263,3 milhões, 7,6% menor.

No segmento de distribuição, os investimentos atingiram R\$ 78,2 milhões (líquido de obrigações especiais e receitas de ultrapassagem), redução de 21,3%. Na EDP Bandeirante, foram investidos R\$ 38,0 milhões, redução de 19,7% e na EDP Escelsa R\$ 40,2 milhões, redução de 22,7%. Na EDP Bandeirante a redução deve-se principalmente a renegociação e substituição de contratos com fornecedores e a postergação do início das obras de incorporação de rede. Na EDP Escelsa, houve atraso no início das obras, as quais foram reprogramadas para 2016.

Do total das distribuidoras no trimestre (R\$ 93,9 milhões), considerando as obrigações especiais, R\$ 48,1 milhões (51%) foram destinados à expansão de linhas, subestações e redes de distribuição para ligação de novos clientes e instalação de sistemas de medição; R\$ 28,6 milhões (31%) foram destinados ao melhoramento da rede e substituição de equipamentos, medidores obsoletos e depreciados e recondutoramento de redes em final de vida útil; R\$ 4,0 milhões (4%) foram destinados à universalização urbana, rural e ao Programa Luz para Todos, propiciando a ligação e o acesso de consumidores aos serviços de energia, e R\$ 13,2 milhões (14%) foram investidos em telecomunicações, informática e outras atividades, tais como infraestrutura, projetos comerciais e combate a perdas.

5. Desempenho por Área de Negócios

Itens em R\$ mil ou %	Geração		Distribuição		Comercialização		Consolidado ²	
	3T15	3T14	3T15	3T14	3T15	3T14	3T15	3T14
Receita Líquida¹	631.815	332.250	1.392.613	1.169.565	538.447	768.689	2.342.045	1.981.135
Gastos não-gerenciáveis	(195.800)	(207.004)	(972.632)	(763.883)	(526.528)	(744.499)	(1.468.906)	(1.423.118)
Margem Bruta	436.015	125.246	419.981	405.682	11.919	24.190	873.139	558.017
PMSO	(59.480)	(25.222)	(184.713)	(158.624)	(4.065)	(4.340)	(277.517)	(211.747)
Ganhos/perdas na desativação/alienação de bens	(41)	(48)	(11.450)	(8.338)	-	17	(11.491)	(8.322)
Valor do ativo financeiro indenizável	-	-	2.735	(20.149)	-	-	2.735	(20.149)
Ganho na alienação de investimento	-	-	-	-	-	-	-	(17)
EBITDA	376.494	99.976	226.553	218.571	7.854	19.867	586.866	317.782
Margem EBITDA	59,6%	30,1%	16,3%	18,7%	1,5%	2,6%	25,1%	16,0%
Depreciação e amortização	(73.274)	(34.302)	(44.182)	(44.299)	(84)	(127)	(131.171)	(84.439)
Lucro líquido antes de minoritários	116.381	82.097	64.360	84.021	2.423	11.534	96.763	153.063
Participações de minoritários	(41.440)	(10.055)	-	-	-	-	(41.440)	(10.055)
Lucro Líquido do Exercício	74.941	72.042	64.360	84.021	2.423	11.534	55.323	143.008

¹ Não considera receita de construção.

² Consolidado: considera eliminação intragrupo.

Itens em R\$ mil ou %	Geração		Distribuição		Comercialização		Consolidado ²	
	9M15	9M14	9M15	9M14	9M15	9M14	9M15	9M14
Receita Líquida¹	1.515.847	1.059.313	4.550.474	3.489.195	1.600.176	2.028.406	6.962.052	5.849.584
Gastos não-gerenciáveis	(630.508)	(477.343)	(3.352.521)	(2.702.483)	(1.538.443)	(1.934.662)	(4.803.818)	(4.381.805)
Margem Bruta	885.339	581.970	1.197.953	786.712	61.733	93.744	2.158.234	1.467.779
PMSO	(122.018)	(82.369)	(573.747)	(513.825)	(12.255)	(11.385)	(800.524)	(680.833)
Ganhos/perdas na desativação/alienação de bens	(24.526)	(593)	(31.382)	(26.339)	-	32	(55.908)	(26.804)
Valor do ativo financeiro indenizável	-	-	30.622	(13.838)	-	-	30.622	(13.838)
Ganho na alienação de investimento	-	-	-	-	-	-	884.697	407.994
EBITDA	738.795	499.008	623.446	232.710	49.478	82.391	2.217.121	1.154.298
Margem EBITDA	48,7%	47,1%	13,7%	6,7%	3,1%	4,1%	31,8%	19,7%
Depreciação e amortização	(165.505)	(102.741)	(132.144)	(135.699)	(262)	(392)	(327.954)	(255.949)
Lucro líquido antes de minoritários	164.317	227.693	231.281	13.262	25.991	50.596	958.708	498.172
Participações de minoritários	(75.827)	(71.957)	-	-	-	-	(75.827)	(71.957)
Lucro Líquido do Exercício	88.490	155.736	231.281	13.262	25.991	50.596	882.881	426.215

¹ Não considera receita de construção.



5.1.Geração

Itens em R\$ mil ou %	Enerpeixe		Energest Consolidado ⁽¹⁾		Lajeado Consolidado ⁽²⁾		Pecém		Geração Consolidado ⁽³⁾		
	3T15	3T14	3T15	3T14	3T15	3T14	3T15	3T14	3T15	3T14	Var.
Receita Líquida	95.767	103.586	87.638	95.043	143.816	133.621	304.594	-	631.815	332.250	90,2%
Gastos não-gerenciáveis	(22.134)	(62.969)	(28.569)	(56.327)	(43.312)	(87.708)	(101.786)	-	(195.800)	(207.004)	-5,4%
PMSO	(6.730)	(5.070)	(11.036)	(12.545)	(6.358)	(7.557)	(35.214)	-	(59.480)	(25.222)	135,8%
EBITDA	66.903	35.566	47.955	26.272	94.183	38.188	167.504	-	376.494	99.976	276,6%
Margem EBITDA	69,9%	34,3%	54,7%	27,6%	65,5%	28,6%	55,0%	-	59,6%	30,1%	29,5 p.p.
Resultado das participações societárias	-	-	-	-	-	-	-	-	(1.474)	48.636	n.d.
Atribuível aos acionistas não controladores	-	-	(1.654)	(75)	(10.061)	(5.793)	-	-	(41.440)	(10.055)	312,1%
Lucro Líquido	41.419	17.022	27.820	11.999	31.125	(1.378)	5.829	-	74.941	72.042	4,0%

⁽¹⁾ Inclui Castelo Energética S.A, Pantanal Ltda, Santa Fé S.A, Costa Rica Ltda e Energest S.A. com as devidas eliminações intragrupo.

⁽²⁾ Inclui Lajeado Energia e Investco com as devidas eliminações intragrupo. Em 2009 a EDP Lajeado Energia também integrava esse grupo.

⁽³⁾ Inclui Enerpeixe, Energest Consolidado, Lajeado Total, Terra Verde, Enercuto, Omega, Enernova e a consolidação da UHE Jari em equivalência patrimonial.

A UTE Pecém I está consolidada no EBITDA a partir de 15 de maio de 2015.

Itens em R\$ mil ou %	Enerpeixe		Energest Consolidado ⁽¹⁾		Lajeado Consolidado ⁽²⁾		Pecém		Geração Consolidado ⁽³⁾		
	9M15	9M14	9M15	9M14	9M15	9M14	9M15	9M14	9M15	9M14	Var.
Receita Líquida	331.084	318.423	301.931	352.181	423.647	388.709	459.185	-	1.515.847	1.059.313	43,1%
Gastos Não Gerenciáveis	(131.885)	(125.447)	(141.417)	(183.128)	(190.228)	(168.768)	(166.978)	-	(630.508)	(477.343)	32,1%
PMSO	(16.714)	(14.732)	(37.036)	(38.151)	(20.220)	(22.820)	(47.978)	-	(122.018)	(82.369)	48,1%
EBITDA	182.485	177.979	111.215	130.742	200.908	196.953	244.257	-	738.795	499.008	48,1%
Margem EBITDA	55,1%	55,9%	36,8%	37,1%	47,4%	50,7%	53,2%	-	48,7%	47,1%	1,6 p.p.
Resultado das participações societárias	-	-	-	-	-	-	-	-	(85.561)	10.664	
Atribuível aos acionistas não controladores	-	-	(6.064)	(2.591)	(17.718)	(20.049)	0	-	(75.827)	(71.957)	5,4%
Lucro Líquido	103.618	103.672	51.371	77.633	36.805	35.954	34.373	-	88.490	155.736	-43,2%

⁽¹⁾ Inclui Castelo Energética S.A, Pantanal Ltda, Santa Fé S.A, Costa Rica Ltda e Energest S.A. com as devidas eliminações intragrupo.

⁽²⁾ Inclui Lajeado Energia e Investco com as devidas eliminações intragrupo. Em 2009 a EDP Lajeado Energia também integrava esse grupo.

⁽³⁾ Inclui Enerpeixe, Energest Consolidado, Lajeado Total, Terra Verde, Enercuto, Omega, Enernova e a consolidação da UHE Jari em equivalência patrimonial.

A UTE Pecém I está consolidada no EBITDA a partir de 15 de maio de 2015.

A receita líquida subiu 90,2% (R\$ 299,6 milhões), reflexo da consolidação da UTE Pecém I, que contribuiu com R\$ 304,6 milhões. Adicionalmente, a queda de 3,7% no volume de energia vendida e o aumento de 2,9% no preço médio de venda, também contribuíram para variação da receita. No acumulado do ano, a receita líquida consolidada ficou 43,1% acima do mesmo período do ano anterior.

Os gastos não gerenciáveis reduziram 5,4% reflexo dos fatores abaixo:

- (i) Menor impacto de GSF entre os períodos comparados devido principalmente a queda do PLD (PLD Médio Submercado SE/CO - R\$ 677,01/MWh no 3T14 e R\$ 204,07/MWh no 3T15). O GSF verificado no 3T15 foi de 86,2%, impacto de R\$ 51,8 milhões, sendo no 3T14 de 84,5%, impacto de R\$ 198,6 milhões;
- (ii) Apesar do impacto de R\$ 135,7 milhões de custo da matéria prima consumida, houve um Impacto positivo de R\$ 71,8 milhões do ressarcimento por indisponibilidade, ambos referentes a consolidação da UTE Pecém I.

O PMSO apresentou um crescimento de R\$ 34,3 milhões, reflexo da consolidação da UTE Pecém I, que contribuiu com R\$ 35,3 milhões. Desconsiderando a UTE Pecém I, o PMSO teria reduzido 4,1%.

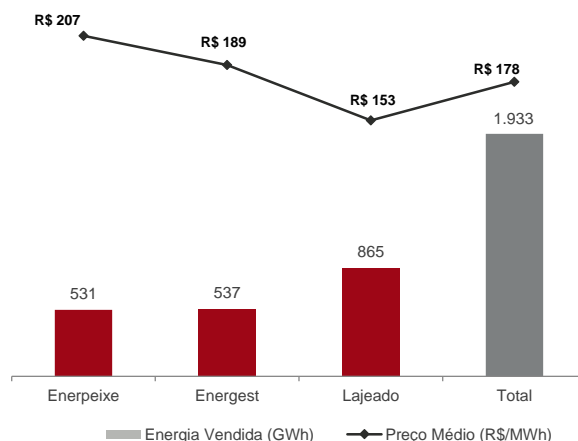
O EBITDA atingiu R\$ 376,5 milhões, aumento de R\$ 276,5 milhões, sendo a contribuição da consolidação da UTE Pecém I de R\$ 167,5 milhões, mitigando os efeitos negativos de GSF. No acumulado, o EBITDA aumentou 48,1%, comparado ao mesmo período do ano anterior.

O Lucro Líquido atingiu R\$ 74,9 milhões, 4,0% acima do ano anterior, reflexo dos efeitos já mencionados acima. A UTE Pecém I, além de neste trimestre já estar consolidada no EBITDA, também sofreu um efeito não recorrente positivo no 3T14, aumentando a linha de equivalência e consequentemente o lucro líquido. Adicionalmente, o aumento de R\$ 31,4 milhões no lucro atribuível aos acionistas não controladores minimizou o crescimento do Lucro Líquido. No acumulado do ano, o lucro líquido da geração atingiu R\$ 88,5 milhões, queda de 43,2% comparado ao mesmo período do ano anterior.

No 3T15, o preço médio de venda de energia da geração hídrica foi de R\$ 177,8/MWh, 2,9% acima do 3T14, resultante do aumento de 4,0% no preço médio da venda de Peixe, de 4,8% em Lajeado Consolidado e de 1,9% da Energest. O aumento nas tarifas é reflexo dos reajustes nos preços dos contratos em vigor e operações com vendas de energia de curta duração com preços mais elevados.



Energia Vendida e Preço Médio de Venda

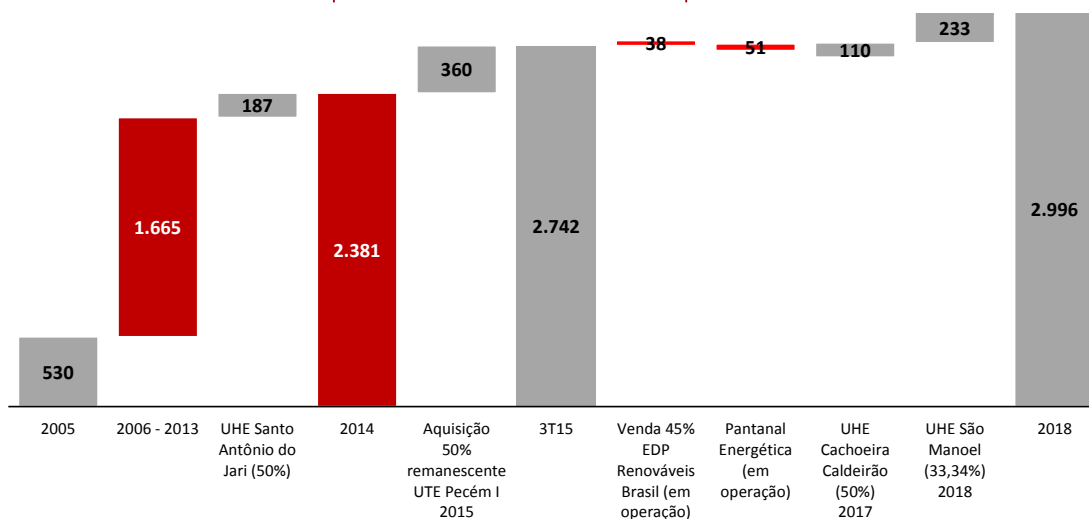


Nota: Preço Médio de Venda considera o volume de energia dos PPA's das usinas hidricas

- Capacidade Instalada de Geração

Considerando a conclusão da aquisição dos 50% da UTE Pecém I (360 MW), a capacidade instalada da EDP Energias do Brasil encerrou os 9M15 com 2,7 GW de capacidade instalada e 1,8 GW médio de garantia física. Com a conclusão das vendas da EDP Renováveis Brasil, prevista para o final do ano, Pantanal Energética, prevista para início de 2016 e a entrada das usinas hidrelétricas de Cachoeira Caldeirão em 2017 e São Manoel em 2018, a capacidade instalada prevista para 2018 será de 3,0 GW.

Capacidade Instalada em MW – pro forma^(*)



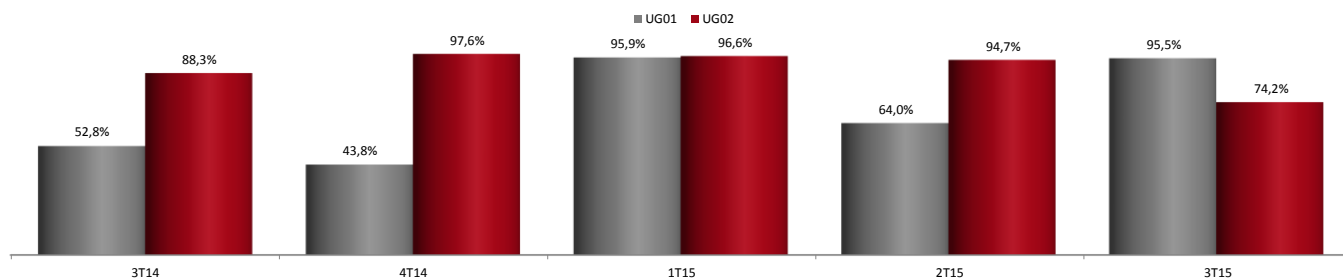
- Notas:
- (*) Considera a participação proporcional das UHEs Santo Antônio do Jari (50%), Cachoeira Caldeirão (50%) e São Manoel (33%);
 - (*) Considera 100% de participação na UTE Pecém I;
 - (*) Considera a alienação de 45% de participação na EDP Renováveis Brasil, conforme comunicado ao mercado em 27 de abril de 2015;
 - (*) Considera a alienação de 100% de participação na Pantanal Energética (51 MW), conforme comunicado ao mercado em 15 de julho de 2015;
 - (*) A capacidade instalada não utiliza os valores percentuais de participação nas UHEs Costa Rica, Lajeado e Enerpeixe, uma vez que os dados dessas usinas são consolidados integralmente na EDP.

USINA TERMELÉTRICA ENERGIA PECÉM I

- Desempenho Operacional

A UTE Pecém I apresentou disponibilidade média de 84,8% no 3T15 (UG01 95,5% e UG02 74,2%), impactada principalmente pela manutenção preventiva da UG02, que começou no dia 26 de agosto e terminou no dia 13 de setembro. No acumulado do ano, a Usina apresenta disponibilidade média de 86,8%.

Abaixo o gráfico com a disponibilidade da Usina por trimestre e por unidade geradora.



- Desempenho Econômico Financeiro*

Itens em R\$ mil ou %	Pecém					
	3T15	3T14	%	9M15	9M14	%
Receita Líquida	304.594	272.979	11,6%	913.106	849.975	7,4%
Gastos não-gerenciáveis	(101.786)	22.441	n.d.	(489.976)	(420.336)	16,6%
Margem Bruta	202.808	295.420	-31,3%	423.130	429.639	-1,5%
PMSO	(35.214)	(51.351)	-31,4%	(113.751)	(104.228)	9,1%
Depreciação e amortização	(39.203)	(33.799)	16,0%	(117.779)	(103.280)	14,0%
EBITDA	167.504	244.069	-31,4%	309.379	325.411	-4,9%
Resultado financeiro	(122.472)	(72.481)	69,0%	(290.137)	(201.135)	44,2%
Lucro Líquido	5.829	96.952	-94,0%	(107.959)	19.869	n.d.

*Valores correspondem a 100% da Usina

A Receita Líquida totalizou R\$ 304,6 milhões, aumento de 11,6% resultante: (i) do reajuste da parcela fixa, que ocorre em novembro; (ii) do aumento da receita variável de acordo com o despacho da Usina e; (iii) da receita decorrente da liquidação no mercado de curto prazo (MCP), sendo composta da seguinte forma:

- (i) Receita bruta fixa da UG01 e UG02, de acordo com o CCEAR, no montante de R\$ 161,1 milhões;
- (ii) Receita bruta variável referente ao despacho da UG01 e UG02, no montante total de R\$ 110,0 milhões;
- (iii) Receita bruta de R\$ 67,1 milhões no MCP, sendo o maior impacto nesta rubrica a aplicação da Resolução Aneel 658/2015, que passou a permitir que a energia gerada acima do montante despachado seja liquidada no MCP a PLD, além da venda dos 5% da diferença do fator de capacidade também no MCP. Adicionalmente, houve também impacto da operação de compra e venda de energia reflexo da revisão do lastro da UTE, conforme previsto nas Regras da Comercialização, cuja a contrapartida está nos gastos não gerenciáveis;
- (iv) Outras receitas brutas no montante de R\$ 0,5 milhão, referente a cobrança de contrato de back office administrativo com a Empresa de Logística da UTE Pecém I.
- (v) Impostos (ICMS, PIS e COFINS, P&D e Taxa de Fiscalização) incorridos no montante de R\$ 34,1 milhões.

Os gastos não gerenciáveis totalizaram R\$ 101,8 milhões, aumento de R\$ 124,2 milhões, resultante: (i) do aumento do custo com matéria prima consumida de acordo com despacho da Usina e; (ii) do efeito positivo no ressarcimento por indisponibilidade no 3T14, sendo composto da seguinte forma:

- (i) R\$ 7,4 milhões referente à Energia Comprada para Revenda devido à revisão do lastro da UTE conforme previsto no contrato de concessão;
- (ii) R\$ 16,0 milhões referente a encargos do sistema;
- (iii) R\$ 135,7 milhões referente aos custos com insumos necessários para o despacho da usina (carvão, diesel, cal etc.);
- (iv) R\$ 57,2 milhões de ressarcimento por indisponibilidade, sendo que:
 - a. R\$ 54,6 milhões de reversão de provisão do cálculo da penalidade de 60 meses referente ao FID (R\$ 212,3 milhões no 2T15 Vs R\$ 157,6 milhões no 3T15). A atualização do cálculo da penalidade foi favorecida pela redução da expectativa de PLD;
 - b. R\$ 2,6 milhões de realização e provisão de FID e Consumo Interno do trimestre, favorecido pela diferença a menor entre o valor provisionado pela Usina e o aprovado pela CCEE.



Abertura ressarcimento (R\$ milhões)	100%
CPC 25 - atualização da provisão do FID futuro na média móvel de 60 meses	54,6
Realização e provisão do FID e Consumo Interno do 3T15 e ajustes contábeis de meses anteriores	2,6
TOTAL	57,2

Adicionalmente, houve um efeito ocorrido no 3T14 referente ao pleito aprovado pela ANEEL em 30 de setembro de 2014 para que o ressarcimento por indisponibilidade fosse pela média móvel dos 60 meses e que a CCEE recalculasse os ressarcimentos devidos desde o início da operação comercial, sendo a provisão referente aos valores recalculados no montante de R\$ 237,0 milhões contabilizados no 3T14.

A revisão do lastro ocorre anualmente (em agosto) e está prevista nas Regras da Comercialização. Todo ano o ONS calcula o fator de abatimento do lastro de energia (FID – Fator de Disponibilidade) em função das indisponibilidades realizadas pela Usina no horizonte de 60 meses. Se as indisponibilidades são maiores que as declaradas em leilão, o FID será menor que 1 e, portanto, haverá um abatimento da garantia física, levando a Usina a comprar a diferença de lastro no mercado livre (precificado ao valor de PLD + ágio). O montante de energia vinculado a compra de lastro é posteriormente liquidado na CCEE a PLD, neutralizando-se parcialmente o efeito dessa compra no resultado da Usina. Para 2015, a compra está sendo de 61,7 MW médios e para 2016, o lastro calculado em agosto de 2015, será de 74,9 MW médios.

O cálculo do ressarcimento por indisponibilidade segue o mesmo raciocínio do lastro, explicado acima, porém com a adição do Fator de Comprometimento (FC) da garantia física da Usina com contratos no mercado regulado - ACR (FC = 95,30%; FC = 615 MW médios, sendo energia vendida no leilão / 645,3 MW médios, sendo garantia física bruta). Aplicação deste fator surgiu a partir de janeiro de 2015, com a entrada em vigor do novo conjunto de regras da CCEE (“Regras de Comercialização 2015”). Contudo, o FC aloca parte da energia gerada pela usina ($4,7\% = 1 - FC$) para o mercado de curto prazo valorada a PLD, sendo esta a contrapartida pela aplicação do FC no cálculo da penalidade. Esta receita de curto de prazo está contabilizada dentro da rubrica Receita Variável. Adicionalmente, em 24 de março de 2015, através da Portaria nº 119/2015, o MME publicou o acréscimo de 14,3 MW médios de garantia física de energia da UTE Pecém I, totalizando 645,3 MW médios para a potência instalada de 720,3 MW. Com isso, para 2015 a energia de penalidade a ser ressarcida está sendo de 87,7 MW médios e para 2016, calculado em agosto de 2015, será de 98,6 MW médios.

O PMSO atingiu R\$ 35,2 milhões, queda de 31,4%, devido à redução de 45,8% e 50,2% em material e serviços de terceiros, respectivamente. Essa redução é decorrente de menores gastos com manutenções das unidades geradoras, quando comparado ao mesmo período do ano passado.

No 3T15, o EBITDA da UTE foi de R\$ 167,5 milhões, queda de 31,4% em função dos efeitos mencionados acima. No acumulado do ano, o EBITDA atingiu R\$ 309,4 milhões, 4,9% abaixo do mesmo período do ano anterior.

O resultado financeiro atingiu R\$ 122,5 milhões, 69,0% superior, devido a: (i) variação negativa na marcação a mercado dos swaps dos juros e, (ii) diferença de critério de contabilização do passivo e dos NDFs.

A UTE apresentou lucro de R\$ 5,8 milhões. No acumulado do ano, o prejuízo atingiu R\$ 108,0 milhões, R\$ 127,8 milhões inferior ao mesmo período do ano anterior. A UTE Pecém I possui créditos fiscais relativos a prejuízos fiscais e bases negativas de contribuição social não constituídos por não haver, neste momento, razoável certeza de geração de lucros tributáveis futuros suficientes à absorção dos referidos ativos. Estes créditos poderão ser objeto de reconhecimento contábil no futuro, de acordo com as revisões anuais das projeções de geração de lucros tributáveis e os requerimentos da norma contábil envolvida. De acordo com a legislação tributária vigente, não há prazo de prescrição para utilização dos créditos fiscais diferidos.

UHE SANTO ANTÔNIO DO JARI

A receita líquida consolidada da UHE Jari atingiu R\$ 27,1 milhões, enquanto os gastos não gerenciáveis atingiram R\$ 10,3 milhões, decorrente do GSF médio no período de 86,2%, ao PLD médio do submercado N de R\$ 204,5/MWh, que gerou um impacto negativo de R\$ 6,4 milhões. Devido aos efeitos mencionados, o EBITDA foi de R\$ 14,4 milhões. O resultado financeiro líquido foi negativo e atingiu R\$ 14,7 milhões, decorrente do reconhecimento dos juros do período. Por fim, o prejuízo apresentado foi de R\$ 5,5 milhões.



No acumulado do ano, o EBITDA foi de R\$ 31,2 milhões, decorrente do impacto de GSF médio nos 9M15 de 82,21% ao PLD médio do submercado N de R\$ 263,1/MWh, que gerou um impacto negativo de R\$ 33,8 milhões. Adicionalmente a este efeito, o resultado financeiro foi negativo em R\$ 39,4 milhões e, como consequência o prejuízo acumulado foi de R\$ 22,5 milhões.

Especificamente sobre o resultado da ECE-Usina, o lucro líquido no 3T15 foi de R\$ 1,9 milhão. No consolidado, quando incorporamos a CEJA-Holding, o resultado fica negativo, conforme explicado acima. Esse efeito é decorrente das debentures de R\$ 350 milhões cujo custo é de 113,6% do CDI, enquanto o custo da dívida de R\$ 736,8 milhões da ECE-Usina é TJLP + 1,86% a.a. (Project Finance). No acumulado do período, o lucro líquido da ECE-Usina foi de R\$ 0,6 milhão.

O resultado é contabilizado como resultado das participações societárias no resultado da EDP Energias do Brasil, considerando a participação de 50%.

- Desempenho Econômico Financeiro*

JARI Consolidado			
Demonstrativo de Resultados (R\$ mil)	3T15	3T14	9M15
Receita operacional líquida	27.082	9.234	77.469
Gastos não gerenciáveis	(10.255)	171	(40.704)
Margem Bruta	16.828	9.405	36.766
Gastos gerenciáveis	(8.609)	1.115	(24.455)
EBITDA	14.352	10.237	31.243
Resultado financeiro líquido	(14.698)	(5.741)	(39.411)
Lucro líquido	(5.545)	(596)	(22.550)

*Valores correspondem a 50% de Jari Consolidado (ECE e CEJA), referente a participação da EDP Energias do Brasil.

UHE CACHOEIRA CALDEIRÃO

A obra atingiu 92% de evolução no 3T15.

No período, destacam-se as seguintes atividades:

- Construção Civil e equipamento eletromecânicos:
 - ✓ Andamento da parte civil do circuito de geração, restando apenas os acabamentos;
 - ✓ Andamento da pré-montagem do estator das UG01, UG02 e UG03, do eixo da UG03 e do Rotor do Gerador da UG02;
 - ✓ Conclusão da pré-montagem do Rotor Kaplan da UG02;
 - ✓ Conclusão da pré-montagem do Bulb Nose da UG02;
 - ✓ Lançamento de cabos da Subestação para a Casa de Força e aterramento das estruturas metálicas em andamento;
 - ✓ Montagem das torres, dos equipamentos do bay de entrada e das vias de cabos no bay de conexão de Ferreira Gomes.
- Meio-ambiente:
 - ✓ Realizado o último estágio de educação de professores locais do Programa de Educação do Meio Ambiente;
 - ✓ Conclusão da supressão vegetal no canteiro de obras e na área do futuro reservatório;
 - ✓ Andamento das atividades de limpeza na área do futuro reservatório;
 - ✓ Assinado acordo com um fornecedor para receber os animais resgatados durante o enchimento do reservatório;
 - ✓ Realizado o resgate de ictiofauna (conjunto de espécies de peixes) nas imediações da enseadeira;

Até o 3T15, o investimento total desde o início da construção atingiu R\$ 1.052,9 milhões (82,8% do investimento total previsto). Nos 9M15, o investimento realizado atingiu R\$ 375,2 Milhões (desconsidera o uso do bem público, licenças ambientais e atualização monetária).

UHE SÃO MANOEL

A obra atingiu 27% de evolução no 3T15.

No período, destacam-se as seguintes atividades:

- Concretagem:



- ✓ Em andamento nas áreas de montagem, vertedouro e casa de força;
- Fundação:
 - ✓ Finalização da execução das injeções da cortina de vedação do eixo do barramento da margem direita e início da mesma atividade na margem esquerda;
- Meio Ambiente:
 - ✓ Programa de Mobilização e Desmobilização da Mão-de-obra;
 - ✓ Programa de Preservação do Patrimônio Cultural Histórico e Arqueológico;
 - ✓ Programa de Interação e Comunicação Social;
 - ✓ Programa de Monitoramento da Atividade Garimpeira;
 - ✓ Programa de Desmatamento e Limpeza do canteiro de obras;
 - ✓ Programa de Indenização e Remanejamento;
 - ✓ Programa de Monitoramento Limnológico (lagos, rios, águas superficiais) e da Qualidade da Água;
 - ✓ Programa De Controle e Prevenção de Doenças;
 - ✓ Programa de Reforço à Infraestrutura e Equipamentos Sociais;
 - ✓ Resgate de fauna no Canteiro de Obra;
 - ✓ Plano Básico Ambiental Indígena;

Até o 3T15, o investimento total, desde o início da construção atingiu R\$ 869,6 milhões (27,8% do investimento total previsto). Nos 9M15, o investimento realizado atingiu R\$ 618,7 milhões (desconsidera o uso do bem público, licenças ambientais e atualizações monetárias).

Cabe ressaltar que todos os equipamentos necessários para a execução da obra já se encontram no local e a mesma contava com um efetivo de aproximadamente 4.000 trabalhadores.

5.2. Distribuição

Itens em R\$ mil ou %	EDP Bandeirante		EDP Escelsa		Distribuição		
	3T15	3T14	3T15	3T14	3T15	3T14	Var.
Receita Líquida	790.758	667.102	601.855	502.463	1.392.613	1.169.565	19,1%
Gastos não-gerenciáveis	(561.628)	(506.784)	(411.004)	(257.099)	(972.632)	(763.883)	27,3%
Margem Bruta	229.130	160.318	190.851	245.364	419.981	405.682	3,5%
PMSO	(98.569)	(87.496)	(86.144)	(71.128)	(184.713)	(158.624)	16,4%
Ganhos/perdas na desativação/alienação de bens	(6.456)	(4.417)	(4.994)	(3.921)	(11.450)	(8.338)	37,3%
Valor do ativo financeiro indenizável	(1.690)	(17.597)	4.425	(2.552)	2.735	(20.149)	n.d.
EBITDA	122.415	50.808	104.138	167.763	226.553	218.571	3,7%
Margem EBITDA	15,5%	7,6%	17,3%	33,4%	16,3%	18,7%	-2,4 p.p.
Lucro Líquido	47.187	5.896	17.173	78.125	64.360	84.021	-23,4%

Itens em R\$ mil ou %	EDP Bandeirante		EDP Escelsa		Distribuição		
	9M15	9M14	9M15	9M14	9M15	9M14	Var.
Receita Líquida	2.601.226	2.007.354	1.949.248	1.481.841	4.550.474	3.489.195	30,4%
Gastos Não Gerenciáveis	(1.940.560)	(1.607.694)	(1.411.961)	(1.094.789)	(3.352.521)	(2.702.483)	24,1%
Margem Bruta	660.666	399.660	537.287	387.052	1.197.953	786.712	52,3%
PMSO	(305.415)	(281.507)	(268.332)	(232.318)	(573.747)	(513.825)	11,7%
Ganhos/perdas na desativação/alienação de bens	(17.461)	(17.401)	(13.921)	(8.938)	(31.382)	(26.339)	19,1%
Valor do ativo financeiro indenizável	9.787	(14.951)	20.835	1.113	30.622	(13.838)	n.d.
EBITDA	347.577	85.801	275.869	146.909	623.446	232.710	167,9%
Margem EBITDA	13,4%	4,3%	14,2%	9,9%	13,7%	6,7%	7,0 p.p.
Lucro Líquido	147.484	(178)	83.797	13.440	231.281	13.262	1643,9%

A receita líquida, excluindo a receita de construção, atingiu R\$ 1.392,6 milhões, 19,1% acima, resultante, principalmente, dos reajustes anuais tarifários, da EDP Escelsa ocorrido em 07 de agosto de 2015 (que já contempla o ajuste da Revisão Tarifária Extraordinária) e da EDP Bandeirante ocorrido em 23 de outubro de 2014, da revisão tarifária extraordinária da EDP Bandeirante, além da contabilização dos Ativos Financeiros Setoriais (Ativos e Passivos Regulatórios) no valor total de R\$ 122,6 milhões. No acumulado do ano, a receita líquida ficou 30,4% acima do mesmo período do ano anterior.

Os gastos não gerenciáveis aumentaram 27,3%, reflexo, sobretudo, do aumento de 155,8% na energia comprada de Itaipu, que sofreu o efeito conjunto da desvalorização cambial e reajuste da tarifa (de US\$ 26,05/KW para US\$ 38,07/KW).



Abaixo o resumo do impacto das Bandeiras Tarifárias na Receita e nos Gastos:

Composição da Badeira Tarifária (R\$ mil)	EDP Bandeirante	EDP Escelsa	Total
Conta Centralizadora das Bandeiras Tarifárias			
Impacto Receita ¹	114	75	189
Bandeira Tarifária homologada por distribuidora			
Redução dos Gastos Não Gerenciáveis ²	113	67	179

1) Montante da Conta Centralizadora contabilizado como faturamento (distribuído nas classes de consumo) e deduzido integralmente como um encargo;

2) Redução dos Gastos Não Gerenciáveis e deduzido integralmente dos Ativos Financeiros Setoriais;

O aumento de 16,4% nos gastos com PMSO são decorrentes, principalmente, da maior provisão para devedores duvidosos na EDP Bandeirante (+R\$ 8,6 milhões) e na EDP Escelsa (+8,8 milhões) decorrente de 3 fatores: (a) menor corte de energia na EDP Bandeirante em função da troca do prestador deste serviço entre 16 de agosto e 08 de setembro; (b) novos entrantes inadimplentes na base da PDD em ambas as distribuidoras, decorrentes do aumento tarifário; e (c) efeitos não recorrentes no 3T14 em ambas as distribuidoras. (+R\$ 17,4 milhões). Maiores detalhes abaixo em PDD e Inadimplência.

O EBITDA alcançou R\$ 226,6 milhões, 3,7% superior, enquanto o Lucro Líquido reduziu 23,4%, decorrente do aumento 66,7% no resultado financeiro. No acumulado do ano, o EBITDA cresceu R\$ 390,7 milhões e o Lucro Líquido R\$ 218,0 milhões.

- PDD e Inadimplência

No 3T15, já é possível observar um aumento de PDD – Provisão de Devedores Duvidosos de R\$ 17,4 milhões, sendo R\$ 8,6 milhões na EDP Escelsa e R\$ 8,8 milhões na EDP Bandeirante, em relação ao 3T14. Na comparação com o 1T15 e 2T15, respectivamente, a EDP Bandeirante apresentou aumento de 4,8% e 37,7% e a EDP Escelsa apresentou queda de 16,7% e 7,4%.

Na EDP Bandeirante, o aumento é reflexo de uma reversão de provisão de PDD no 3T14 decorrente do acordo entre a EDP Bandeirante e o agente arrecadador. Adicionalmente, houve menores cortes de energia no período, decorrente da troca do prestador deste serviço, que afetou principalmente a baixa tensão residencial, além de novos entrantes inadimplentes na conta da PDD, reflexo do aumento tarifário.

Na EDP Escelsa, o aumento também é reflexo de dois efeitos não recorrentes no 3T14, sendo o primeiro referente a um acordo entre a distribuidora e o Hospital Santa Mônica e outro referente a arrecadação de parcelamento. Adicionalmente, houve novos entrantes inadimplentes na conta da PDD, reflexo do aumento tarifário.

No acumulado do ano, a rubrica de Devedores Duvidosos apresenta aumento de 71,4% (R\$ 24,8 milhões), decorrente principalmente do crescimento de R\$ 16,6 milhões na EDP Escelsa, que já vinha apresentando aumento da PDD desde o 1S15.

No geral, nota-se uma elevada concentração da inadimplência em consumidores da classe Residencial com débitos até R\$ 250 reais, chamados de “consumidores de grande massa”, dificultando o seu combate através da suspensão de fornecimento, uma vez que a capacidade de execução das empresas responsáveis pelo corte é menor que a quantidade de clientes inadimplentes. Dessa forma, a suspensão é feita respeitando a regra de priorização de emissão de serviços, de acordo com a classificação de risco, quantidade de faturas e valor do débito de cada consumidor. Adicionalmente, a Companhia tem feito um esforço adicional com serviços de proteção ao crédito (SPC e SERASA) e cobrança administrativa. No caso da EDP Bandeirante, em agosto de 2015 foi revogada a liminar que suspendia os efeitos da Lei Nº 15.659, de 09 de janeiro de 2015, onde voltou a ser necessário o envio de comunicado com AR – Aviso de Recebimento para efetivação da negativação de consumidores residentes no Estado de São Paulo, com isso o custo unitário da negativação teve uma elevação substancial inviabilizando o reforço nesta ação de cobrança.

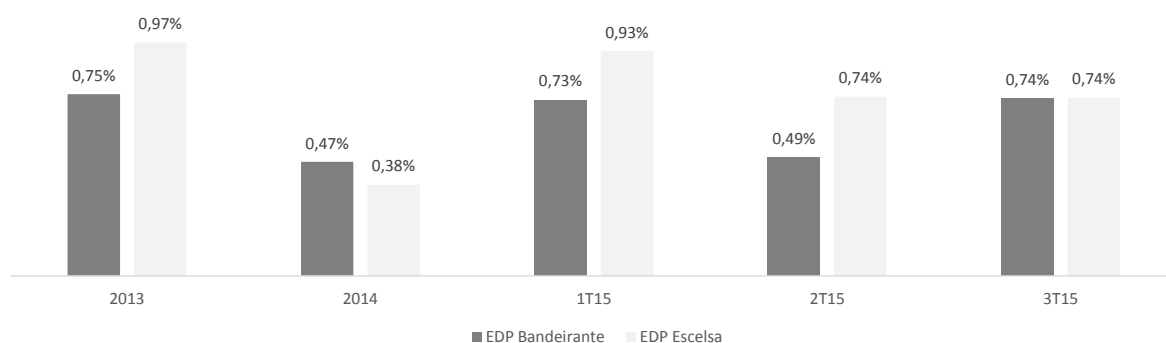
Desde o final de 2014, as distribuidoras vêm trabalhando em ações de combate a inadimplência que obedecem uma régua de cobrança, que inicia com cobrança via telefone a partir do 7º dia, de acordo com a classificação de risco do consumidor inadimplente e em serviços de proteção ao crédito (SPC e SERASA), resultando em sua suspensão de cobrança após 45º dia. Além disso, a partir de 2015, novas estratégias de cobranças tem sido efetuadas tais como:

- **Reformulação da Cobrança:** mudança do formato de bonificação das agências de cobrança conforme efetividade na gestão da inadimplência;
- **Protesto e Cejusc (Centro Judiciário de Solução de Conflitos e Cidadania):** implementação de novas alternativas de cobrança, com o intuito de expandir a restrição de crédito do consumidor inadimplente;
- **Restrição de Crédito (Serasa):** maior efetividade no cadastro do consumidor junto ao Serasa (aumento de 117% de restrições de crédito no 1S15 na EDP Bandeirante e 313% na EDP Escelsa, comparado a 2014).



- **Estratégia de corte:** alteração da estratégia para atuações de corte em regiões/lotes com maiores retornos na inadimplência e PDD com base em modelos de priorização e concentração da dívida e implementação de novas soluções técnicas de suspensão de fornecimento;
- **Grandes Clientes:** (i) reforço da política de ação judicial para grandes débitos (acima de R\$ 30 mil); (ii) implementação de régua de cobrança para clientes de alto risco (acima de R\$ 30 mil); e (iii) ações direcionadas a clientes com liminares a fim de renegociar os valores.
- **Corte no Disjuntor:** Modalidade de menor custo possibilitando o aumento no volume de suspensões de fornecimento em regiões de baixa complexidade social. Esta modalidade está em fase inicial.
- **Campanhas de Negociação:** Realizado em 3T15 nos municípios de Mogi das Cruzes/SP, Vitória/ES (Procon estadual), Cachoeiro de Itapemirim/ES e São Mateus/ES com atendimentos exclusivos para realização de acordos de pagamento, onde a grande maioria dos atendimentos realizados efetivaram acordo de pagamento. Previsão de realização mais 14 campanhas até o final do ano em diferentes localidades.
- **Reformulação da Tele cobrança:** Alteração na régua de cobrança para o envio de sms/ura, passando a acionar o cliente inadimplente 5 dias antes da suspensão do fornecimento.

O gráfico abaixo apresenta o histórico da PDD/Receita Bruta por distribuidora.



- Abertura dos Ativos Financeiros Setoriais (Ativos e Passivos Regulatórios)

De acordo com o aditamento aos Contratos de Concessão de Distribuição, assinado em 10 de dezembro de 2014, e baseado no OCPC 08, o Ativo Financeiro Setorial total foi de R\$ 130,2 milhões, sendo R\$ 122,6 milhões contabilizados na receita operacional (EDP Bandeirante: R\$ 79,0 milhões e EDP Escelsa: R\$ 43,6 milhões) e +R\$ 7,7 milhões no resultado financeiro (EDP Bandeirante: +R\$ 14,8 milhões e EDP Escelsa: - R\$ 7,2 milhões).

Ativos Financeiros Setoriais (R\$ milhões)	EDP Bandeirante	EDP Escelsa	Total
Impactos na Receita Operacional Líquida			
CVA	244,8	142,5	387,3
Itens financeiros - RTE	(162,6)	(30,3)	(192,9)
Itens financeiros - Outros	(29,1)	(89,7)	(118,8)
PIS/COFINS	25,9	21,2	47,1
Total	79,0	43,6	122,6
Abertura dos Ativos Financeiros Setoriais (R\$ milhões)			
Impactos na Receita Operacional Líquida			
Conta-ACR Novembro e Dezembro de 2014	(3,4)	(26,5)	(29,9)
CCBT - Conta Centralizadora de Bandeira Tarifária	(112,8)	(66,6)	(179,4)
RTE - Revisão Tarifária Extraordinária	(197,2)	(62,0)	(259,2)
CVA formação	440,0	204,2	644,2
Amortização CVA	(50,7)	(39,3)	(90,0)
Sobre contratação, exposição entre submercados	(9,1)	(3,0)	(12,1)
Outros itens financeiros	1,1	8,4	9,5
PIS COFINS	25,9	21,2	47,1
Total	93,8	36,4	130,2
Impactos na no Resultado Financeiro			
Atualização Monetária	14,8	(7,2)	7,7
Ativo Total - Impacto Lucro Líquido	79,0	43,6	122,6

- Saldo de Ativos Financeiros Setoriais (Ativos e Passivos Regulatórios)



BANDEIRANTE

ESCELSA

Ativos Regulatórios	3T14	4T14	1T15	2T15	3T15	3T14	4T14	1T15	2T15	3T15
Saldo Final	663.432	685.554	358.138	518.701	575.894	355.802	431.930	218.091	244.243	280.676
Passivos Regulatórios	3T14	4T14	1T15	2T15	3T15	3T14	4T14	1T15	2T15	3T15
Saldo Final	(358.576)	(334.039)	(15.041)	(64.000)	(27.330)	(119.535)	(181.903)	-	-	-
Saldo Total	304.856	351.515	343.097	454.701	548.564	236.267	250.027	218.091	244.243	280.676
Variação do trimestre	24.334	46.659	(8.418)	111.604	93.863	(36.764)	13.760	(31.936)	26.152	36.433

- Mercado

- **Energia vendida a clientes finais:** redução de 4,1%, reflexo da queda do consumo das classes residencial e industrial, que foram influenciadas pela desaceleração da economia e pelo aumento das tarifas de energia elétrica.
- **Residencial e Comercial:** redução 4,6% e de 0,4%, reflexo do aumento no desemprego, da queda no rendimento médio real e do avanço da inflação.
- **Industrial:** redução de 10,3% no 3T15, em função da retração da produção industrial.
- **Rural:** crescimento de 0,8%, devido ao aumento de consumo no 3T15, que foi reflexo da estiagem que atingiu o estado do Espírito Santo, e conseqüentemente elevou o consumo de energia para irrigação.
- **Energia em trânsito consolidada no sistema de distribuição (USD):** destinada ao atendimento do consumo dos clientes livres, recuou 5,4% em função da desaceleração da produção industrial no Estado de São Paulo.

	3T15			Variação 3T15/3T14		
	Cientes <i>unid.</i>	Volume <i>MWh</i>	Consumo Médio* <i>KWh</i>	Cientes <i>%</i>	Volume <i>%</i>	Consumo Médio <i>%</i>
DISTRIBUIÇÃO						
Residencial	2.742.237	1.338.049	163	3,1%	-4,6%	-7,5%
Industrial	24.144	851.087	11.750	-0,3%	-10,3%	-10,1%
Comercial	239.716	847.231	1.178	1,6%	-0,4%	-2,0%
Rural	184.306	199.168	360	3,7%	0,8%	-2,9%
Outros	26.378	409.204	5.171	0,6%	2,7%	2,1%
Energia Vendida Clientes Finais	3.216.781	3.644.739	378	3,0%	-4,1%	-6,9%
Suprimento	3	160.179	17.797.712	0,0%	3,9%	-
Energia em Trânsito (USD)	250	2.378.845	3.171.794	0,4%	-5,4%	-
Consumo Próprio	366	3.362	3.062	4,0%	-20,8%	-
Total Energia Distribuída	3.217.400	6.187.126	641	3,0%	-4,4%	-7,2%

Notas:

⁽¹⁾ Uso do Sistema de Distribuição - Clientes Cativos, líquido de ICMS

*Consumo médio mensal por cliente

Outros = Poder público + Iluminação pública + Serviço público

Dados em R\$ referem-se à Receita sem ICMS e sem RTE.

- Base Tarifária

Os reajustes tarifários anuais (IRT), bem como as revisões tarifárias periódicas (RTP) das distribuidoras da Companhia ocorrem em datas específicas, EDP Escelsa em agosto e EDP Bandeirante em outubro, conforme o quadro a seguir:



Reajustes e revisões tarifárias das distribuidoras

EDP Bandeirante	Índice Total	Efeito Consumidor
Revisão Tarifária 2011 ¹	-1,85%	-2,25%
Reajuste Tarifário 2012	11,45%	7,29%
Revisão Tarifária Extraordinária 2013	-11,27%	-21,75%
Reajuste Tarifário 2013	10,36%	5,83%
Reajuste Tarifário 2014	22,34%	21,93%
Revisão Tarifária Extraordinária 2015	32,18%	25,12%

1) Revisão tarifária realizada em 23 outubro de 2012.

EDP Escelsa	Índice Total	Efeito Consumidor
Reajuste Tarifário 2012	14,29%	11,33%
Revisão Tarifária Extraordinária 2013	-4,39%	-21,06%
Revisão Tarifária 2013	4,12%	-1,05%
Reajuste Tarifário 2014	26,54%	23,58%
Revisão Tarifária Extraordinária 2015 ²	-	26,83%
Reajuste Tarifário 2015	36,27%	2,04%

2) O índice total de 2015 está considerado no reajuste de agosto, pois na RTE de março não houve atualização da base econômica, apenas repasse direto dos novos custos na tarifa de energia.

Tarifa média

As tarifas médias das distribuidoras no 3T15 foram impactadas pelos Reajustes Tarifários Anuais de 2014 e 2015, Revisões Tarifárias Extraordinárias a partir de março de 2015 e aplicação das novas bandeiras tarifárias a partir de março.

Tarifa média EDP Bandeirante

A tarifa média no 3T15 aumentou 66,5% em relação ao 3T14, decorrente do (i) Reajuste Tarifário Anual de 22,34% (índice total) ocorrido em 23 de outubro de 2014 (efeito médio de 21,93% na percepção do consumidor); (ii) Revisão Tarifária Extraordinária de 32,18% e (iii) Aplicação das Bandeiras Tarifárias. O aumento da variação da tarifa média foi minimizado pela migração do consumo dos clientes do período de ponta (17:30 às 20:30) para o fora ponta, na categoria de tarifa verde. Como nesta categoria existe diferença de valor de tarifa quando há consumo no período de ponta, muitos consumidores optaram em consumir fora do período de ponta evitando pagar a tarifa mais cara.

Além dos fatores acima, as classes de consumo contaram com as seguintes variações adicionais:

- **Residencial:** o aumento também foi minimizado pelo cadastramento de aproximadamente 21 mil clientes Baixa Renda, em agosto de 2015;
- **Industrial:** aumento de 75,6%, quando comparado ao 3T14, no faturamento do consumo ativo fora ponta;
- **Comercial:** aumento de 98,2%, quando comparado ao 3T14, no faturamento do consumo ativo fora ponta;
- **Rural:** aumento de 143,5%, quando comparado ao 3T14, no faturamento do consumo ativo fora ponta;
- **Outros:** o aumento de 144,4%, quando comparado ao 3T14, no faturamento do consumo ativo fora ponta dos clientes de Serviço Público.

Tarifa média EDP Escelsa

A tarifa média no 3T15 aumentou 57,9% em relação ao 3T14 em função (i) da Revisão Tarifária Extraordinária (ii) da Aplicação das Bandeiras Tarifárias; e (iii) do reajuste tarifário anual em agosto de 2015 de 36,27%, que já acumulada o índice total RTE. O aumento da variação da tarifa média foi minimizado pela migração do consumo dos clientes do período de ponta (17:30 às 20:30) para o fora ponta. Como existe diferença de valor de tarifa quando há consumo no período de ponta, muitos consumidores optaram em consumir fora do período de ponta evitando pagar a tarifa mais cara.

Além dos fatores acima, as classes de consumo contaram com as seguintes variações adicionais:

- **Comercial:** aumento de 103,1%, quando comparado ao 3T14, no faturamento do consumo ativo fora ponta;
- **Rural:** aumento de 120,27%, quando comparado ao 3T14, no faturamento do consumo ativo fora ponta;

Tarifa Média (R\$/MWh)	3T15	3T14	Var. %
EDP BANDEIRANTE			
Residencial	481,9	300,8	60,2%
Industrial	419,6	238,3	76,1%
Comercial	454,0	273,6	65,9%
Rural	362,7	207,9	74,5%
Outros	463,8	279,3	66,0%
Média - Cliente Final	446,2	268,0	66,5%

Tarifa Média (R\$/MWh)	3T15	3T14	Var. %
EDP ESCELSA			
Residencial	494,5	313,3	57,9%
Industrial	451,7	276,0	63,6%
Comercial	504,9	324,5	55,6%
Rural	315,7	193,3	63,3%
Outros	396,4	260,8	52,0%
Média - Cliente Final	454,4	287,8	57,9%

Nota: Considera receita sem ICMS, RTE, PIS e COFINS



- Balanço Energético Consolidado

BALANÇO ENERGÉTICO - 9M15 (MWh)					
Itaipu + Proinfa 3.251.698	(-)	Perdas Transmissão 257.810	=	Energia	Suprimento 494.907
Leilão 10.992.046		Perdas de Itaipu 164.290		Requerida	Fornecimento 11.642.720
Outros 1.809.971		Vendas C.Prazo -1.046.408		21.756.682	Perdas e Diferenças 2.427.155
Energia em Trânsito 7.191.901		Ajustes C.Prazo -20.425			Energia em Trânsito 7.191.901

O volume de energia requerida pelo sistema de distribuição totalizou 21.757 GWh. Do total, 56% foram para a EDP Bandeirante e 44% para a EDP Escelsa.

O fornecimento para clientes finais, consumo próprio e suprimento absorveu 14.565 GWh e a energia em trânsito, distribuída a clientes livres, 7.192 GWh.

- Perdas

As perdas não técnicas apresentaram aumento de 0,04 p.p. na EDP Bandeirante e redução de 0,03 p.p na EDP Escelsa, no 3T15 em relação ao 2T15. O aumento nas perdas não técnicas da EDP Bandeirante foi influenciado pelo deslocamento da escala de leitura, impactando em aproximadamente 7,5 GWh de energia faturada. Este aumento foi minimizado pela intensificação do “Programa de Combate às Perdas Não Técnicas” na região de Guarulhos, Poá e Ferraz de Vasconcelos.

As perdas técnicas da EDP Bandeirante apresentaram redução de 0,04 p.p. Já as perdas técnicas da EDP Escelsa apresentaram aumento de 0,10 p.p, resultante da redução da geração hidroelétrica distribuída no estado do Espírito Santo, decorrente da estiagem verificada no período.

Perdas não técnicas – Baixa Tensão

Em relação ao 2T15, a EDP Bandeirante apresentou um aumento de 0,06 p.p., enquanto a EDP Escelsa apresentou uma redução de 0,12 p.p.

Na EDP Bandeirante, o aumento foi influenciado pela energia não faturada no trimestre devido aos efeitos já mencionados acima.

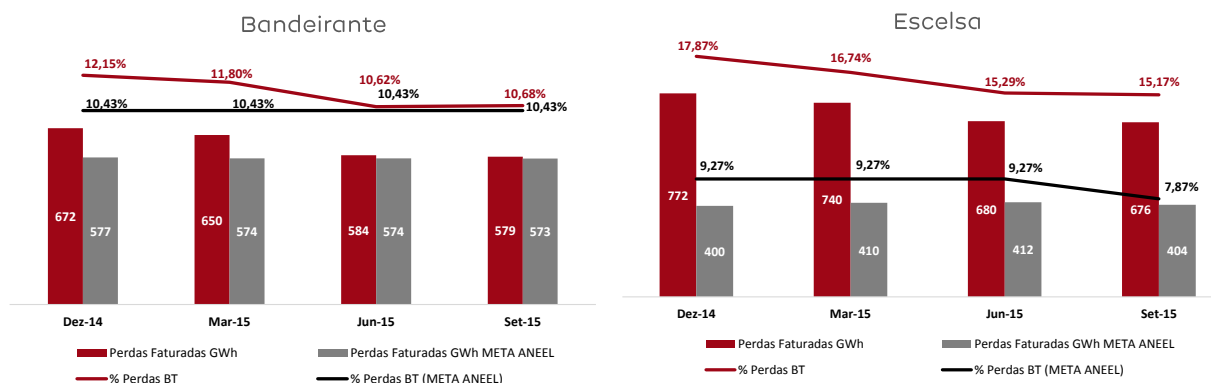
Na EDP Escelsa, a redução reflete os investimentos realizados no 2S14 bem como a antecipação para o 1S15 de algumas ações definidas para o programa do ano, com foco nos projetos de “Recadastramento de IP”, “Telemedição” e “BTZero”. Adicionalmente a melhora no indicador reflete o replanejamento do “Programa de Combate às Perdas Não Técnicas” intensificando os planos de ações nas áreas mais críticas.

Perdas Acumuladas em 12 meses (GWh ou %)	EDP Bandeirante					EDP Escelsa				
	Dez-14	Mar-15	Jun-15	Sep-15	ANEEL	Dez-14	Mar-15	Jun-15	Sep-15	ANEEL
Entrada de Energia na Rede (A)	17.069	16.883	16.647	16.339		12.734	12.940	12.919	12.923	
Técnica (B)	946	929	908	884		971	1.022	1.014	1.027	
Não-técnica (C)	672	650	584	579		772	740	680	676	
Total (B+C)	1.617	1.579	1.492	1.463		1.742	1.763	1.694	1.703	
Técnica (B/A)	5,54%	5,50%	5,45%	5,41%	4,90%	7,62%	7,90%	7,85%	7,94%	6,70%
Não-técnica (C/A)	3,94%	3,85%	3,51%	3,54%	3,44%	6,06%	5,72%	5,26%	5,23%	3,29%
Total (B+C/A)	9,48%	9,35%	8,96%	8,95%	8,34%	13,68%	13,62%	13,11%	13,18%	9,99%

Perdas Acumuladas Baixa Tensão em 12 meses (GWh ou %)	EDP Bandeirante					EDP Escelsa				
	Dez-14	Mar-15	Jun-15	Sep-15	ANEEL	Dez-14	Mar-15	Jun-15	Sep-15	ANEEL
Mercado Baixa Tensão (D)	5.529	5.503	5.499	5.423	-	4.318	4.423	4.446	4.457	-
Comercial Baixa Tensão (C/D)	12,15%	11,80%	10,62%	10,68%	10,43%	17,15%	16,74%	15,29%	15,17%	7,87%
Total (C/D)	12,15%	11,80%	10,62%	10,68%	10,43%	17,15%	16,74%	15,29%	15,17%	7,87%



Perdas Faturadas/GWh, Perdas BT e Meta ANEEL



No 3T15, as distribuidoras investiram R\$ 15,5 milhões em programas de combate às perdas, EDP Bandeirante (R\$ 6,1 milhões) e a EDP Escelsa (R\$ 9,4 milhões). Desse total, R\$ 3,8 milhões foram direcionados a investimentos operacionais (substituição de medidores, instalação de rede especial e telemedição) e R\$ 11,7 milhões para despesas gerenciáveis (inspeções e retirada de ligações irregulares).

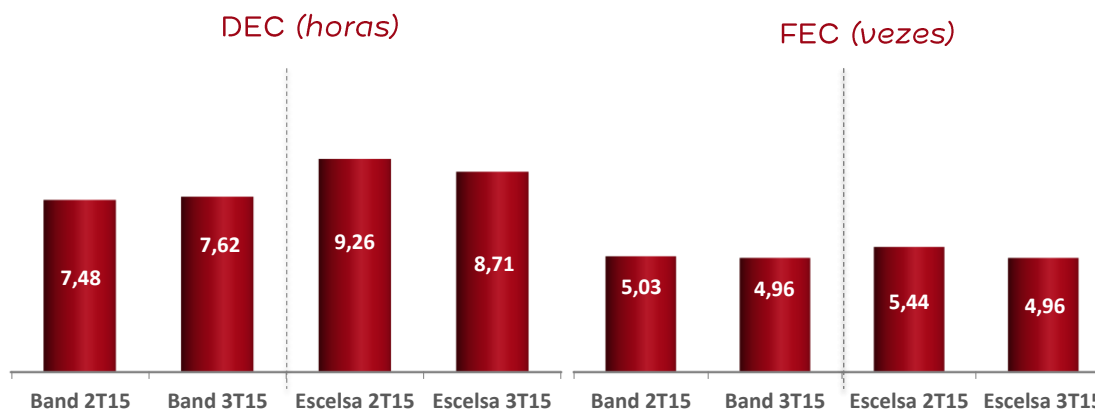
Neste trimestre, as distribuidoras realizaram 49.668 inspeções, substituição de 15.672 medidores obsoletos, 36.634 regularizações de ligações clandestinas/irregulares e 8.093 recadastramentos de Iluminação Pública.

- Indicadores de Qualidade

O DEC das distribuidoras ficou dentro da meta regulatória estabelecida pela ANEEL. O DEC da EDP Bandeirante registrou 7,62 horas no 3T15, aumento de 0,14 hora (+1,9%), em relação ao 2T15, devido as tempestades que ocorreram no mês de setembro na área de concessão. O DEC da EDP Escelsa registrou 8,71 horas no 3T15, redução de 0,56 hora (-6,0%) em relação ao 2T15.

O FEC das distribuidoras também se manteve abaixo das metas regulatórias. O FEC da EDP Bandeirante registrou 4,96 vezes no 3T15, redução de 0,07 vezes em relação ao 2T15 (-1,4%). O FEC da EDP Escelsa, registrou 4,96 vezes no 3T15, redução de 0,48 vezes em relação ao 2T15 (-8,8%).

As reduções em ambas as distribuidoras devem-se às ações focadas no controle das reincidências e ações preventivas para mitigação das interrupções na rede elétrica, cujos impactos foram determinantes para redução dos indicadores.



DEC: duração equivalente de interrupção por cliente
FEC: frequência equivalente de interrupção por cliente

Nota: O DEC da EDP Escelsa publicado no 2T15 de 9,28, sofreu uma atualização após a divulgação do trimestre, sendo, portanto, corrigido no 3T15.

Nota: O DEC e o FEC da EDP Bandeirante publicados no 2T15, 7,40 e 4,98, respectivamente, sofreram uma atualização após a divulgação do trimestre, sendo, portanto, corrigido no 3T15.

Meta Anual Regulatória ANEEL para o ano de 2015

EDP Bandeirante: DEC 8,78 / FEC: 7,23

EDP Escelsa: DEC: 10,28 / FEC: 7,98



5.3. Comercialização e EDP Grid

Itens em R\$ mil ou %	EDP Comercializadora		EDP Grid		EDP C + Grid		Var.
	3T15	3T14	3T15	3T14	3T15	3T14	
Receita Líquida	538.447	768.689	2.604	3.438	541.051	772.127	-29,9%
Gastos não-gerenciáveis	(526.528)	(744.499)	-	-	(526.528)	(744.499)	-29,3%
Margem Bruta	11.919	24.190	2.604	3.438	14.523	27.628	-47,4%
PMSO	(4.065)	(4.340)	(622)	(381)	(4.687)	(4.721)	-0,7%
Ganhos/perdas na desativação/alienação de bens	-	17	-	-	-	17	-100,0%
EBITDA	7.854	19.867	1.982	3.057	9.836	22.924	-57,1%
Margem EBITDA	1,5%	2,6%	76,1%	88,9%	1,8%	3,0%	-1,2 p.p.
Lucro Líquido	2.423	11.534	1.762	2.663	4.185	14.197	-70,5%

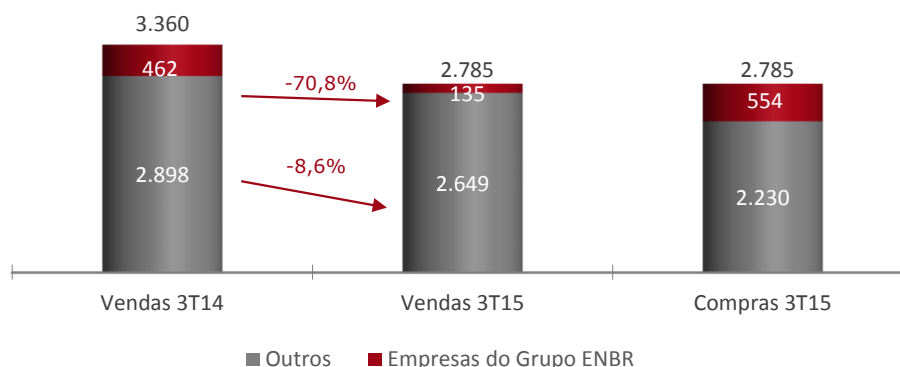
A receita líquida da EDP Comercializadora ficou 30,0% inferior ao 3T14, decorrente da redução do volume de energia comercializada e da redução da tarifa média de venda. O volume de energia comercializada totalizou 2.785 GWh, redução de 17,1% em comparação ao 3T14, reflexo da menor liquidez no período. Adicionalmente, o preço médio de venda foi 14,6% inferior em relação ao mesmo período do ano anterior, decorrente da queda PLD (PLD Médio Submercado SE/CO - R\$ 677,01/MWh no 3T14 e R\$ 204,07/MWh no 3T15).

Os gastos não gerenciáveis alcançaram R\$ 526,5 milhões no 3T15, 29,3% abaixo do 3T14. Esta redução deve-se ao menor volume de energia comprada para revenda e à redução de 15,0% no preço médio de compra entre os trimestres (R\$ 205,8/MWh no 3T15 e R\$ 242,2/MWh) no 3T14. Como consequência, a margem bruta reduziu 50,7%.

O PMSO alcançou R\$ 4,1 milhões, em linha com 3T14 (-0,3 milhão).

Em função dos efeitos mencionados acima, o EBITDA reduziu 60,5% e o Lucro Líquido 79,0%.

Volume de Energia Comercializada 3T15 (GWh)



- EDP Grid

A EDP Grid é a subsidiária da EDP Brasil que atua na prestação de serviços técnicos e comerciais, incluindo sistemas de transmissão, distribuição e manutenção junto à clientes corporativos, projetos de eficiência energética e geração distribuída fotovoltaica. Atualmente, o portfólio da EDP GRID conta com mais de 20 projetos em execução.

A receita líquida da EDP GRID atingiu R\$ 2,6 milhões, 24,3% inferior ao mesmo período do ano anterior, em consequência da realização de receitas não previstas no 3T14. No 3 T15, houve a conclusão de 2 projetos de eficiência energética (Cebrace Cristal Plano e Taubaté Shopping) e a assinatura do contrato de eficiência energética no Shopping Vitória.

6. Mercado de Capitais

6.1. Desempenho das Ações

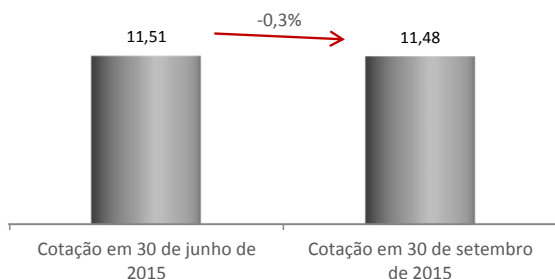
Em 30 de setembro de 2015, a ação da EDP Energias do Brasil (ENBR3) encerrou cotada a R\$ 11,48 (com ajuste por proventos). A ENBR3 apresentou desvalorização de 0,3% no trimestre, com desempenho superior ao Ibovespa (-15,1%) e IEE (-14,8%). No acumulado do ano demonstrou uma valorização de 29,6%, também superior ao Ibovespa (-9,9%) e ao IEE (-5,1%). O valor de mercado da Companhia em 30 de setembro de 2015 manteve-se estável em comparação a 30 de junho de 2015, calculado em R\$ 5,5 bilhões (-0,3%). As ações da Companhia foram negociadas em todos os pregões do 3T15, totalizando 129,2 milhões de ações



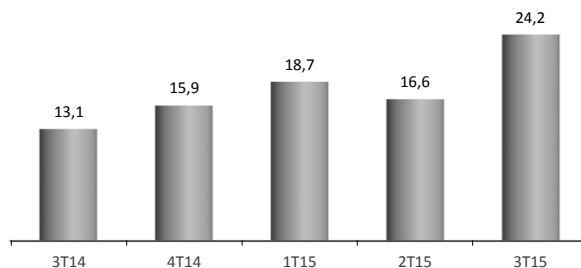
negociadas no período, com uma média diária de 2,0 milhões de ações. O volume financeiro totalizou R\$ 1.551,2 milhões no período, com volume médio diário de R\$ 19,9 milhões.

Em 12 de julho de 2005, a EDP Energias do Brasil realizou a sua abertura de capital na BM&FBovespa e, portanto, completamos neste trimestre 10 anos de IPO. Nesta trajetória, em busca da valorização e criação de valor de forma sustentável, a EDP mostrou sua eficiência crescendo de forma orientada e controlando os riscos inerentes do negócio. Nesse período de 10 anos, a ENBR3 apresentou valorização de 238%, comparado ao Ibovespa (108%) e IEE (294%).

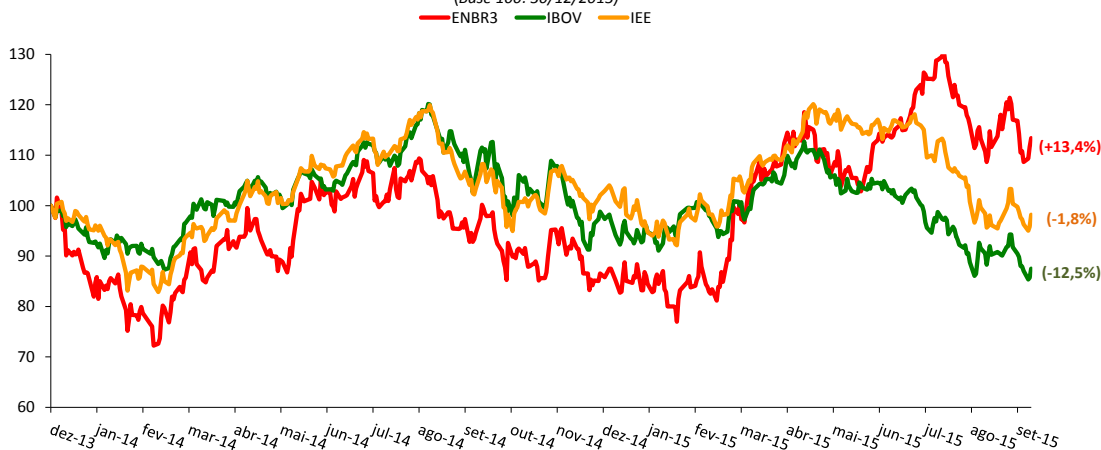
EDP Energias do Brasil (ENBR3)



Volume Médio Diário (R\$ milhões)



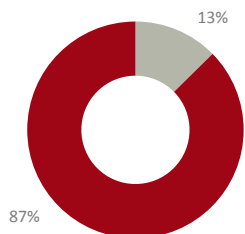
ENBR3 x Desempenho dos Índices
(Base 100: 30/12/2013)



6.2. Capital Social

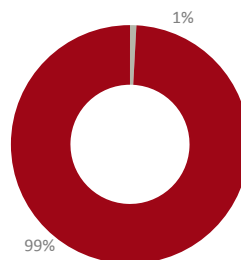
Em 30 de setembro de 2015, o capital social da Companhia era representado na sua totalidade por 476.415.612 ações ordinárias nominativas. Do total de ações, 232.602.876 encontravam-se em circulação, em conformidade com o Regulamento de Listagem do Novo Mercado da BM&FBOVESPA, e 840.675 ações permaneciam em tesouraria.

Base acionária*



■ Nacional ■ Internacional

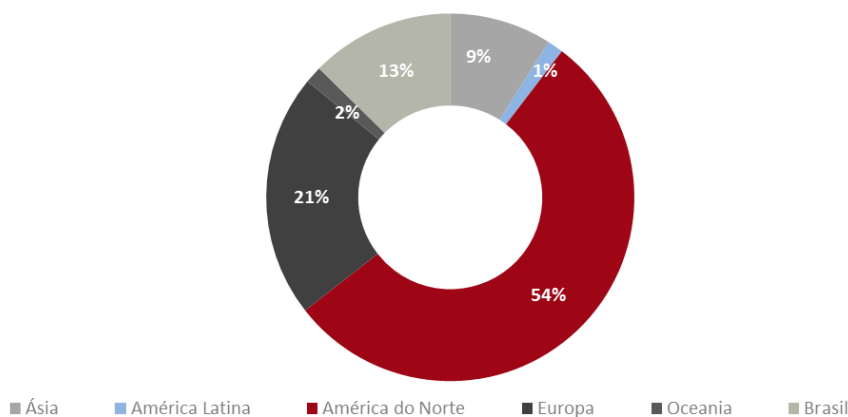
Base acionária*



■ Pessoa Física ■ Pessoa Jurídica



O gráfico abaixo mostra a distribuição geográfica das ações que compunham o *free float* da EDP Energias do Brasil em 30 de setembro de 2015:



*América Latina não inclui as ações do Brasil

7. Eventos Subsequentes

4ª Emissão de Debêntures Simples para Distribuição Pública da EDP Energias do Brasil

A EDP estruturou ao longo do 3º trimestre de 2015 sua 4ª Emissão de Debêntures Simples para Distribuição Pública, sendo: R\$750,0 milhões correspondentes à oferta base, R\$112,5 milhões correspondente à colocação integral das Debêntures Suplementares e R\$29,7 milhões correspondente à colocação parcial das Debêntures Adicionais, cujos recursos totalizaram o valor de R\$892,2 milhões como segue:

(i) Em 8 de outubro de 2015, ocorreu o ingresso de recursos no montante de R\$664,3 milhões, equivalentes a 664.253 debêntures, com valor nominal unitário de R\$1.000,00, na data de emissão, qual seja, 15 de setembro de 2015, da 1ª série, a qual possui um prazo de 3 anos, com amortizações em duas parcelas anuais iguais em setembro de 2017 e em setembro de 2018, com pagamento de juros semestrais ao custo de CDI + 1,74% a.a.. Os recursos captados por meio da 1ª série foram utilizados para o resgate antecipado obrigatório da 1ª Emissão de Notas Promissórias da Companhia em 15 de outubro de 2015, no valor de R\$810,7 milhões.

(ii) Em 13 de outubro de 2015, ocorreu o ingresso de recursos no montante de R\$179,9 milhões, equivalentes a 179.887 debêntures, com valor nominal unitário de R\$1.000,00, na data de emissão, qual seja, 15 de setembro de 2015, da 2ª série, a qual possui um prazo de 6 anos, com amortizações em três parcelas anuais, sendo em setembro de 2019, em setembro de 2020 e em setembro de 2021, com pagamento de juros semestrais ao custo de IPCA + 8,3201% a.a..

(iii) Em 14 de outubro de 2015, ocorreu o ingresso de recursos no montante de R\$48,1 milhões, equivalentes a 48.066 debêntures, com valor nominal unitário de R\$1.000,00, na data de emissão, qual seja, 15 de setembro de 2015, da 3ª série, a qual possui um prazo de 9 anos, com amortizações em três parcelas anuais, sendo em setembro de 2022, em setembro de 2023 e em setembro de 2024, com pagamento de juros semestrais ao custo de IPCA + 8,2608% a.a.. Os recursos captados por meio das 2ª e 3ª séries serão utilizados exclusivamente para o pagamento futuro ou reembolso de gastos, despesas ou dívidas relacionadas aos projetos UHE São Manoel e UHE Cachoeira Caldeirão, em conformidade com a Lei nº 12.431/11.

Desembolso para a construção da UHE São Manoel

Em 14 de outubro, o Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social – BNDES, desembolsou o total de R\$ 185,0 milhões para a construção da UHE São Manoel, referente ao contrato de financiamento firmado em 15 de maio de 2015, no valor total de R\$ 450,0 milhões. A operação possui garantia de fianças bancárias da EDP Energias do Brasil, da CWE Investment Corporation Brasil (CWEI Brasil) e de Furnas, proporcionais à participação de cada sócio no projeto. Os recursos serão utilizados para a construção da UHE São Manoel, e terão incidência de juros que variam entre TJLP + 2,4% a.a. e SELIC + 1,7% a.a., dependendo do subcrédito. O principal e os encargos do financiamento serão exigidos integralmente na data do vencimento, que será em 15 de junho de 2016.

Liquidação antecipada das Notas Promissórias

No dia 15 de outubro de 2015 foi realizado o pagamento antecipado do valor integral da 1ª Emissão de Notas Promissórias da Companhia sem qualquer pagamento de prêmio ao titular, conforme a cláusula XI, que se refere ao Resgate Antecipado Obrigatório no caso de recebimento integral da 4ª Emissão de Debêntures da Companhia, no montante de R\$810,7 milhões, sendo R\$750.000 de principal e R\$60.724 de juros.

ANEEL homologa 4º ciclo de revisão tarifária periódica da EDP Bandeirante



Em 20 de Outubro de 2015, a EDP Energias do Brasil S.A. comunicou ao mercado que a ANEEL, em reunião pública ordinária da diretoria, aprovou a 4ª Revisão Tarifária Periódica da EDP Bandeirante, a ser aplicada a partir de 23 de outubro de 2015. Em relação à tarifa praticada atualmente, o efeito médio a ser percebido pelos consumidores cativos será de 16,14%, sendo 17,09% o efeito médio para os consumidores atendidos em alta e média tensão e 15,37% o efeito médio para os consumidores atendidos em baixa tensão. Na composição da revisão tarifária de 2015 destacam-se os componentes: Remuneração do Capital e Quota de Reintegração Regulatória, derivados da Base de Remuneração Regulatória homologada. A Base de Remuneração Bruta é de R\$ 3,316 bilhões e a Base de Remuneração Líquida é de R\$ 1,667 bilhão. O ajuste financeiro reconhecido pela ANEEL neste processo é de R\$ 572,2 milhões, referente à diferença entre os custos homologados e os efetivamente incorridos pela companhia no período tarifário. Cabe ressaltar que a ANEEL acatou parcialmente o Recurso Administrativo interposto pela EDP Bandeirante frente ao resultado do Reajuste Tarifário Ordinário de 2014, adicionando R\$ 274 mil ao componente financeiro deste processo tarifário.

“Este material pode incluir estimativas e declarações futuras. Essas estimativas e declarações futuras têm por embasamento, em grande parte, expectativas atuais e projeções sobre eventos futuros e tendências financeiras que afetam ou podem afetar os nossos negócios. Muitos fatores importantes podem afetar adversamente os resultados da EDP Energias do Brasil tais como previstos em nossas estimativas e declarações futuras. Tais fatores incluem, entre outros, os seguintes: (i) conjuntura econômica, política, demográfica e de negócios no País; (ii) interrupções do fornecimento de energia elétrica; (iii) falha na geração energia elétrica em virtude de escassez de recursos hídricos e interrupções do sistema de transmissão, problemas operacionais e técnicos ou danos físicos nas nossas instalações; (iv) alterações das tarifas de energia elétrica; (v) interrupção ou perturbação potenciais nos serviços das controladas da EDP Energias do Brasil; (vi) inflação, valorização e desvalorização do real; (vii) a extinção antecipada das concessões das controladas da EDP Energias do Brasil pelo Poder Concedente; (viii) aumento da concorrência no setor elétrico brasileiro; (ix) habilidade da EDP Energias do Brasil em implementar seu plano de investimentos, incluindo sua capacidade de obter financiamento quando necessário e em condições razoáveis; (x) alterações na demanda de energia elétrica por consumidores; (xi) regulamentos governamentais atuais e futuros relativos ao setor elétrico. As palavras “acredita”, “pode”, “poderá”, “visa”, “estima”, “continua”, “antecipa”, “pretende”, “espera” e outras palavras similares têm por objetivo identificar estimativas e projeções. As considerações sobre estimativas e declarações futuras incluem informações atinentes a resultados e projeções, estratégia, planos de financiamentos, posição concorrencial, ambiente do setor, oportunidades de crescimento potenciais, os efeitos de regulamentação futura e os efeitos da concorrência. Tais estimativas e projeções referem-se apenas à data em que foram expressas, sendo que não assumimos a obrigação de atualizar publicamente ou revisar quaisquer dessas estimativas em razão da ocorrência de nova informação, eventos futuros ou de quaisquer outros fatores. Em vista dos riscos e incertezas aqui descritos, as estimativas e declarações futuras constantes deste material podem não vir a se concretizar. Tendo em vista estas limitações, os acionistas e investidores não devem tomar quaisquer decisões com base nas estimativas, projeções e declarações futuras contidas neste material”.



ANEXOS

ANEXO I
EDP ENERGIAS DO BRASIL S.A.

BALANÇO PATRIMONIAL – ATIVO

ATIVO (R\$ mil)	Controladora		Consolidado	
	30/09/2015	31/12/2014	30/09/2015	31/12/2014
CIRCULANTE	669.148	586.837	4.839.811	3.123.619
Caixa e equivalentes de caixa	135.006	27.082	1.271.280	826.971
Títulos a receber	989	2.970	106	5.606
Consumidores e concessionárias	-	-	1.827.005	1.352.161
Impostos e contribuições sociais	98.919	117.328	234.794	235.154
Empréstimos a receber	-	72	-	-
Dividendos a receber	304.267	320.509	172	-
Estoques	-	-	98.129	23.136
Cauções e depósitos vinculados	3.679	3.436	79.243	12.277
Despesas pagas antecipadamente	56	64	26.237	289
Ressarcimento de custos - CCEE	-	-	-	-
Rendas a receber	-	-	5.188	4.974
Ativos financeiros disponíveis para venda	-	-	-	-
Ativos não circulantes mantidos para venda	113.508	107.054	228.509	107.054
Ativos financeiros setoriais	-	-	774.866	383.378
Outros créditos	12.724	8.322	294.282	172.619
NÃO CIRCULANTE				
Realizável a Longo Prazo	393.659	327.597	2.090.671	2.328.899
Títulos a receber	22.445	22.040	8.310	5.037
Ativo financeiro indenizável	-	-	977.586	940.160
Consumidores e concessionárias	-	-	50.475	284.759
Impostos e contribuições sociais	-	-	80.965	70.719
Tributos diferidos	-	-	594.088	347.770
Empréstimos a receber	300.561	273.152	15.541	200.149
Adiantamento para futuro aumento de capital	43.500	3.909	43.500	-
Ativos financeiros setoriais	-	-	81.704	218.164
Cauções e depósitos vinculados	10.459	9.841	207.507	232.210
Despesas pagas antecipadamente	-	-	-	-
Outros créditos	16.694	18.655	30.995	29.931
Permanente	6.727.328	5.254.149	11.126.749	7.719.281
Investimentos	6.693.648	5.222.120	737.856	1.111.675
Propriedades para investimentos	5.000	5.000	12.794	13.453
Imobilizado	22.653	23.114	7.649.544	3.941.235
Intangível	6.027	3.915	2.726.555	2.652.918
TOTAL DO ATIVO	7.790.135	6.168.583	18.057.231	13.171.799



ANEXO II
EDP ENERGIAS DO BRASIL S.A.

BALANÇO PATRIMONIAL – PASSIVO

PASSIVO E PATRIMÔNIO LÍQUIDO (R\$ mil)	Controladora		Consolidado	
	30/09/2015	31/12/2014	30/09/2015	31/12/2014
CIRCULANTE	1.441.829	880.009	4.531.313	3.556.358
Fornecedores	13.135	14.010	1.374.010	1.098.703
Impostos e contribuições sociais	12.817	40.816	338.588	304.173
Tributos diferidos	-	-	67.155	32.114
Dividendos	180.660	180.668	278.187	305.922
Debêntures	266.017	592.698	539.443	790.154
Empréstimos, financiamentos e encargos de dívidas	819.454	-	1.011.076	675.539
Benefícios pós-emprego	113	84	40.376	42.998
Passivos não circulantes mantidos para venda	-	-	9.564	-
Obrigações estimadas com pessoal	10.259	11.164	76.985	75.102
Encargos regulamentares e setoriais	-	-	285.515	86.695
Uso do bem público	-	-	26.677	25.835
Provisões	11.257	10.771	34.405	22.672
Passivos financeiros setoriais	-	-	-	-
Ressarcimento por indisponibilidade - Adomp	-	-	162.511	-
Outras contas a pagar	128.117	29.798	286.821	96.451
NÃO CIRCULANTE				
Exigível a Longo Prazo	554.158	397.561	5.998.028	3.048.638
Fornecedores	-	-	-	3.065
Impostos e contribuições sociais	40.693	41.509	72.443	71.446
Tributos diferidos	187.533	69.151	360.960	254.992
Debêntures	-	249.839	982.798	1.447.364
Empréstimos, financiamentos e encargos de dívidas	294.009	-	3.562.804	445.408
Benefícios pós-emprego	-	-	343.073	336.574
Encargos regulamentares e setoriais	-	-	16.601	7.019
Uso do bem público	-	-	268.568	258.344
Provisões	30.494	35.061	231.990	195.573
Provisão para passivo a descoberto	752	1.323	747	912
Reserva para reversão e amortização	-	-	17.248	17.248
Passivos financeiros setoriais	-	-	27.330	-
Ressarcimento por indisponibilidade - Adomp	-	-	99.661	-
Outras contas a pagar	677	678	13.805	10.693
Patrimônio Líquido	5.794.148	4.891.013	5.794.148	4.891.013
Capital social	3.182.716	3.182.716	3.182.716	3.182.716
Reservas de capital	140.122	141.327	140.122	141.327
Reservas de lucros	1.766.171	1.766.171	1.766.171	1.766.171
Outros resultados abrangentes	(171.128)	(192.587)	(171.128)	(192.587)
Ações em tesouraria	(6.614)	(6.614)	(6.614)	(6.614)
Lucros acumulados	882.881	-	882.881	-
Participações não controladores			1.733.742	1.675.790
TOTAL DO PASSIVO	7.790.135	6.168.583	18.057.231	13.171.799



ANEXO III
EDP ENERGIAS DO BRASIL S.A.

DEMONSTRATIVO DE RESULTADOS TRIMESTRAL

Demonstrativo de Resultados (R\$ mil)	Controladora			Consolidado		
	3T15	3T14	%	3T15	3T14	%
Receita operacional líquida	2.871	(493)	n.d.	2.342.045	1.981.135	18,2
Receita com construção da infraestrutura	-	-	n.d.	77.966	96.375	-19,1
Gastos não gerenciáveis	-	-	n.d.	(1.468.906)	(1.423.118)	3,2
Energia comprada para revenda	-	-	n.d.	(1.270.964)	(1.297.300)	-2,0
Moeda estrangeira - Itaipu	-	-	n.d.	(319.525)	(124.921)	155,8
Moeda nacional	-	-	n.d.	(1.128.697)	(1.446.223)	-22,0
Ressarcimento CDE / CCEE / CONER/ CCRBT	-	-	n.d.	177.258	273.844	-35,3
Encargos de uso do sistema	-	-	n.d.	(115.829)	(114.938)	0,8
Outros	-	-	n.d.	(18.255)	(10.880)	67,8
Custo da matéria prima consumida	-	-	n.d.	(135.704)	-	n.d.
Ressarcimento por indisponibilidade	-	-	n.d.	71.846	-	n.d.
Margem Bruta	2.871	(493)	n.d.	873.139	558.017	56,5
Gastos gerenciáveis	(30.984)	(24.913)	24,4	(495.410)	(421.032)	17,7
Total do PMSO	(28.885)	(23.224)	24,4	(277.517)	(211.747)	31,1
Pessoal	(11.337)	(10.211)	11,0	(98.334)	(84.466)	16,4
Material	(203)	(155)	31,0	(10.446)	(7.021)	48,8
Serviços de terceiros	(11.544)	(8.646)	33,5	(110.850)	(92.534)	19,8
Provisões	(992)	4.498	n.d.	(27.849)	(1.352)	1.959,8
Outros	(4.809)	(8.710)	-44,8	(30.038)	(26.374)	13,9
Ganhos e perdas na desativação e alienação de bens	-	47	-100,0	(11.491)	(8.322)	38,1
Valor justo do ativo financeiro indenizável	-	-	n.d.	2.735	(20.149)	n.d.
Custo com construção da infraestrutura	-	-	n.d.	(77.966)	(96.375)	-19,1
Ganho na alienação de investimento	-	(17)	-100,0	-	(17)	-100,0
EBITDA	(26.014)	(23.687)	9,8	586.866	317.782	84,7
Margem EBITDA	n.d.	n.d.	n.d.	25,1%	16,0%	9,0 p.p.
Depreciação e amortização	(2.099)	(1.736)	20,9	(131.171)	(84.439)	55,3
Resultado do serviço (EBIT)	(28.113)	(25.423)	10,6	455.695	233.343	95,3
Resultado das participações societárias	132.748	168.144	-21,1	(10.053)	49.146	n.d.
Resultado financeiro líquido	(49.883)	(5.396)	824,4	(275.840)	(74.451)	270,5
Receitas financeiras	19.075	22.867	-16,6	296.797	59.417	399,5
Despesas financeiras	(68.958)	(28.263)	144,0	(572.637)	(133.868)	327,8
LAIR	54.752	137.325	-60,1	169.802	208.038	-18,4
IR e Contribuição social	571	5.683	-90,0	(73.039)	(54.975)	32,9
Imposto de renda e contribuição social correntes	-	3.808	-100,0	(36.648)	(26.796)	36,8
Imposto de renda e contribuição social diferidos	571	1.875	-69,5	(36.391)	(28.179)	29,1
Lucro líquido antes de minoritários	55.323	143.008	-61,3	96.763	153.063	-36,8
Reversão dos juros sobre capital próprio	-	-	n.d.	-	-	n.d.
Atribuível aos acionistas não controladores	-	-	n.d.	(41.440)	(10.055)	312,1
Lucro líquido	55.323	143.008	(61,3)	55.323	143.008	(61,3)



ANEXO IV
EDP ENERGIAS DO BRASIL S.A.

DEMONSTRATIVO DE RESULTADOS ACUMULADO

Demonstrativo de Resultados (R\$ mil)	Controladora			Consolidado		
	9M15	9M14	%	9M15	9M14	%
Receita operacional líquida	4.059	90	4.410,0	6.962.052	5.849.584	19,0
Receita com construção da infraestrutura	-	-	n.d.	196.886	235.810	-16,5
Gastos não gerenciáveis	-	-	n.d.	(4.803.818)	(4.381.805)	9,6
Energia comprada para revenda	-	-	n.d.	(4.316.953)	(4.050.452)	6,6
Moeda estrangeira - Itaipu	-	-	n.d.	(787.260)	(366.744)	114,7
Moeda nacional	-	-	n.d.	(3.965.639)	(4.548.273)	-12,8
Ressarcimento CDE / CCEE / CONER/ CCRBT	-	-	n.d.	435.946	864.565	-49,6
Encargos de uso do sistema	-	-	n.d.	(348.770)	(284.602)	22,5
Outros	-	-	n.d.	(10.317)	(46.751)	-77,9
Custo da matéria prima consumida	-	-	n.d.	(199.624)	-	n.d.
Ressarcimento por indisponibilidade	-	-	n.d.	71.846	-	n.d.
Margem Bruta	4.059	90	4.410,0	2.158.234	1.467.779	47,0
Gastos gerenciáveis	(97.409)	(77.208)	26,2	(1.350.650)	(1.213.234)	11,3
Total do PMSO	(90.783)	(72.121)	25,9	(800.524)	(680.833)	17,6
Pessoal	(31.908)	(27.918)	14,3	(292.006)	(267.973)	9,0
Material	(648)	(647)	0,2	(24.778)	(21.701)	14,2
Serviços de terceiros	(36.111)	(26.052)	38,6	(312.047)	(271.882)	14,8
Provisões	1.211	3.411	-64,5	(81.201)	(45.347)	79,1
Outros	(23.327)	(20.915)	11,5	(90.492)	(73.930)	22,4
Ganhos e perdas na desativação e alienação de bens	-	96	-100,0	(55.908)	(26.804)	108,6
Valor justo do ativo financeiro indenizável	-	-	n.d.	30.622	(13.838)	n.d.
Custo com construção da infraestrutura	-	-	n.d.	(196.886)	(235.810)	-16,5
Ganho na alienação de investimento	884.697	407.994	116,8	884.697	407.994	116,8
EBITDA	797.973	336.059	137,5	2.217.121	1.154.298	92,1
Margem EBITDA	n.d.	n.d.	n.d.	31,8%	19,7%	12,1 p.p.
Depreciação e amortização	(6.626)	(5.183)	27,8	(327.954)	(255.949)	28,1
Resultado do serviço (EBIT)	791.347	330.876	139,2	1.889.167	898.349	110,3
Resultado das participações societárias	308.053	218.652	40,9	(119.763)	14.092	n.d.
Resultado financeiro líquido	(98.574)	(27.511)	258,3	(483.737)	(210.522)	129,8
Receitas financeiras	56.741	54.190	4,7	482.404	202.928	137,7
Despesas financeiras	(155.315)	(81.701)	90,1	(966.141)	(413.450)	133,7
LAIR	1.000.826	522.017	91,7	1.285.667	701.919	83,2
IR e Contribuição social	(117.945)	(95.802)	23,1	(326.959)	(203.747)	60,5
Lucro líquido antes de minoritários	882.881	426.215	107,1	958.708	498.172	92,4
Atribuível aos acionistas não controladores	-	-	n.d.	(75.827)	(71.957)	5,4
Participações de minoritários	-	-	n.d.	(75.827)	(71.957)	5,4
Partes Beneficiárias	-	-	n.d.	-	-	n.d.
Lucro líquido	882.881	426.215	107,1	882.881	426.215	107,1



ANEXO V
EDP ENERGIAS DO BRASIL S.A.
DEMONSTRATIVO POR SEGMENTO DE NEGÓCIO

Demonstrativo por Segmento de Negócio (R\$ mil) ⁽³⁾	3T15	3T14	9M15	9M14
Receita Líquida	2.342.045	1.981.135	6.962.052	5.849.584
Geração ⁽¹⁾	631.815	332.250	1.515.847	1.059.313
Distribuição	1.392.613	1.169.565	4.550.474	3.489.195
Comercialização	538.447	768.689	1.600.176	2.028.406
Outros e Eliminações	-220.830	-289.369	-704.445	-727.330
Gastos Não Gerenciáveis	-1.468.906	-1.423.118	-4.803.818	-4.381.805
Geração ⁽¹⁾	-195.800	-207.004	-630.508	-477.343
Distribuição	-972.632	-763.883	-3.352.521	-2.702.483
Comercialização	-526.528	-744.499	-1.538.443	-1.934.662
Outros e Eliminações	226.054	292.268	717.654	732.683
Margem Bruta	873.139	558.017	2.158.234	1.467.779
Geração	436.015	125.246	885.339	581.970
Distribuição	419.981	405.682	1.197.953	786.712
Comercialização	11.919	24.190	61.733	93.744
Outros e Eliminações	5.224	2.899	13.209	5.353
Gastos Gerenciáveis	-277.517	-211.747	-800.524	-680.833
Geração	-59.480	-25.222	-122.018	-82.369
Distribuição	-184.713	-158.624	-573.747	-513.825
Comercialização	-4.065	-4.340	-12.255	-11.385
Holding	-28.885	-23.224	-90.783	-72.121
Outros e Eliminações	-374	-337	-1.721	-1.133
Ganho na alienação de investimento	0	-17	884.697	407.994
EBITDA	586.866	317.782	2.217.121	1.154.298
Geração	376.494	99.976	738.795	998.016
Distribuição	226.553	218.571	623.446	232.710
Comercialização	7.854	19.867	49.478	82.391
Holding	-26.014	-23.687	797.973	336.059
Outros e Eliminações	1.979	3.055	7.429	-494.878
Depreciação	-131.171	-84.439	-327.954	-255.949
Geração	1	0	0	0
Distribuição	-21.295	-22.130	-87.962	-91.400
Comercialização	-84	-127	-262	-392
Holding	-2.099	-1.736	-6.626	-5.183
Outros e Eliminações	-107.694	-60.446	-233.104	-158.974
Lucro Líquido ⁽²⁾	55.323	143.008	882.881	426.215
Geração	74.941	72.042	88.490	155.736
Distribuição	64.360	84.021	231.281	13.262
Comercialização	2.423	11.534	25.991	50.596
Atribuível aos acionistas não controladores	-41.440	-10.055	-75.827	-71.957
Outros e Eliminações	-44.961	-14.534	612.946	278.578

⁽¹⁾ Geração = Considera as eliminações entre as geradoras do Grupo.

⁽²⁾ Lucro Líquido considera a consolidação da UTE Pecém I a partir de 15 de maio e UHE Jari em equivalência patrimonial.

⁽³⁾ Quadro não revisado pelos Auditores Independentes.



ANEXO VI

EDP ENERGIAS DO BRASIL S.A. – GERAÇÃO

GERAÇÃO CONSOLIDADO*						
Demonstrativo de Resultados (R\$ mil)	3T15	3T14	%	9M15	9M14	%
Receita operacional líquida	631.815	332.250	90,2	1.515.847	1.059.313	43,1
Gastos não gerenciáveis	(195.800)	(207.004)	-5,4	(630.508)	(477.343)	32,1
Energia comprada para revenda	(82.004)	(179.751)	-54,4	(420.183)	(388.698)	8,1
Encargos de uso do sistema	(35.315)	(19.494)	81,2	(82.519)	(58.147)	41,9
Outros	(14.623)	(7.759)	88,5	(28)	(30.498)	-99,9
Custo da matéria prima consumida	(135.704)	-	n.d.	(199.624)	-	n.d.
Ressarcimento por indisponibilidade	71.846	-	n.d.	71.846	-	n.d.
Margem Bruta	436.015	125.246	248,1	885.339	581.970	52,1
Gastos gerenciáveis	(132.795)	(59.572)	122,9	(312.049)	(185.703)	68,0
Total do PMSO	(59.480)	(25.222)	135,8	(122.018)	(82.369)	48,1
Pessoal	(18.101)	(10.954)	65,2	(46.642)	(35.707)	30,6
Material	(5.177)	(943)	449,0	(7.541)	(3.178)	137,3
Serviços de terceiros	(26.163)	(11.950)	118,9	(51.244)	(38.852)	31,9
Provisões	216	1.074	-79,9	(161)	2.346	n.d.
Outros	(10.255)	(2.449)	318,7	(16.430)	(6.978)	135,5
Ganhos e perdas na desativação e alienação de bens	(41)	(48)	-14,6	(24.526)	(593)	4.035,9
Valor justo do ativo financeiro indenizável	-	-	n.d.	-	-	n.d.
EBITDA	376.494	99.976	276,6	738.795	499.008	48,1
Margem EBITDA	59,6%	30,1%	98,0 p.p.	48,7%	47,1%	3,5 p.p.
Depreciação e amortização	(73.274)	(34.302)	113,6	(165.505)	(102.741)	61,1
Resultado do serviço (EBIT)	303.220	65.674	361,7	573.290	396.267	44,7
Resultado das participações societárias	(1.474)	48.636	n.d.	(85.561)	10.664	n.d.
Resultado financeiro líquido	(146.994)	(16.910)	769,3	(241.839)	(97.387)	148,3
Receitas financeiras	234.933	9.177	2.460,0	282.412	29.754	849,2
Despesas financeiras	(381.927)	(26.087)	1.364,1	(524.251)	(127.141)	312,3
LAIR	154.752	97.400	58,9	245.890	309.544	-20,6
IR e Contribuição social	(38.371)	(15.303)	150,7	(81.573)	(81.851)	-0,3
Imposto de renda e contribuição social correntes	(39.330)	(6.424)	512,2	(81.218)	(80.993)	0,3
Imposto de renda e contribuição social diferidos	959	(8.879)	n.d.	(355)	(858)	-58,6
Lucro líquido antes de minoritários	116.381	82.097	41,8	164.317	227.693	-27,8
Atribuível aos acionistas não controladores	(41.440)	(10.055)	312,1	(75.827)	(71.957)	5,4
Lucro líquido	74.941	72.042	4,0	88.490	155.736	(43,2)

* Inclui Enerpeixe, Energest Consolidado, Lajeado Total, UTE Pecém I, UHE Jari e Cachoeira Caldeirão em equivalência patrimonial.

(***) Lucro Líquido considera a consolidação da UTE Pecém I a partir de 15 de maio de 2015 e UHE Jari em equivalência patrimonial



EDP ENERGIAS DO BRASIL S.A. – GERAÇÃO

ENERPEIXE *						
Demonstrativo de Resultados (R\$ mil)	3T15	3T14	%	9M15	9M14	%
Receita operacional líquida	95.767	103.586	-7,5	331.084	318.423	4,0
Gastos não gerenciáveis	(22.134)	(62.969)	-64,8	(131.885)	(125.447)	5,1
Energia comprada para revenda	(14.985)	(52.667)	-71,5	(110.231)	(93.976)	17,3
Encargos de uso do sistema	(7.149)	(7.230)	-1,1	(21.654)	(21.539)	0,5
Outros	-	(3.072)	-100,0	-	(9.932)	-100,0
Margem Bruta	73.633	40.617	81,3	199.199	192.976	3,2
Gastos gerenciáveis	(19.069)	(17.399)	9,6	(53.752)	(52.042)	3,3
Total do PMSO	(6.730)	(5.070)	32,7	(16.714)	(14.732)	13,5
Pessoal	(2.248)	(2.210)	1,7	(6.826)	(6.657)	2,5
Material	(245)	(252)	-2,8	(550)	(629)	-12,6
Serviços de terceiros	(3.766)	(3.036)	24,0	(8.354)	(8.275)	1,0
Provisões	-	821	-100,0	-	817	-100,0
Outros	(471)	(393)	19,8	(984)	12	n.d.
Ganhos e perdas na desativação e alienação de bens	-	19	-100,0	-	(265)	-100,0
Valor justo do ativo financeiro indenizável	-	-	n.d.	-	-	n.d.
EBITDA	66.903	35.566	88,1	182.485	177.979	2,5
Margem EBITDA	69,9%	34,3%	35,5 p.p.	55,1%	55,9%	-0,8 p.p.
Depreciação e amortização	(12.339)	(12.348)	-0,1	(37.038)	(37.045)	0,0
Resultado do serviço (EBIT)	54.564	23.218	135,0	145.447	140.934	3,2
Resultado financeiro líquido	(7.173)	(2.263)	217,0	(27.330)	(19.136)	42,8
Receitas financeiras	2.302	2.403	-4,2	5.714	7.260	-21,3
Despesas financeiras	(9.475)	(4.666)	103,1	(33.044)	(26.396)	25,2
LAIR	47.391	20.955	126,2	118.117	121.798	-3,0
IR e Contribuição social	(5.972)	(3.933)	51,8	(14.499)	(18.126)	-20,0
Imposto de renda e contribuição social correntes	(7.945)	(2.828)	180,9	(20.563)	(18.970)	8,4
Imposto de renda e contribuição social diferidos	1.973	(1.105)	n.d.	6.064	844	618,5
Lucro líquido antes de minoritários	41.419	17.022	143,3	103.618	103.672	-0,1
Lucro líquido	41.419	17.022	143,3	103.618	103.672	(0,1)

* Consolida 100% do empreendimento. A EDP Energias do Brasil detém 60% da Enerpeixe.

Balanco Patrimonial Resumido (R\$ mil)	ENERPEIXE	
	30/09/2015	31/12/2014
ATIVO	1.847.481	1.848.199
Circulante	191.969	127.628
Caixa e equivalentes de caixa	80.986	66.619
Outros	110.983	61.009
Não Circulante	47.355	75.615
Ativo Permanente	1.608.157	1.644.956
PASSIVO	354.214	458.550
Circulante	131.488	237.641
Empréstimos e Financiamento de Curto Prazo	38.155	114.352
Outros	93.333	123.289
Não Circulante	222.726	220.909
Empréstimos e Financiamento de Longo Prazo	-	9.488
Outros	222.726	211.421
Patrimônio Líquido	1.493.267	1.389.649
PASSIVO + PATRIMÔNIO LÍQUIDO	1.847.481	1.848.199



EDP ENERGIAS DO BRASIL S.A. – GERAÇÃO

ENERGEST CONSOLIDADO*						
Demonstrativo de Resultados (R\$ mil)	3T15	3T14	%	9M15	9M14	%
Receita operacional líquida	87.638	95.043	-7,8	301.931	352.181	-14,3
Gastos não gerenciáveis	(28.569)	(56.327)	-49,3	(141.417)	(183.128)	-22,8
Energia comprada para revenda	(26.080)	(52.861)	-50,7	(134.225)	(171.628)	-21,8
Encargos de uso do sistema	(2.480)	(2.112)	17,4	(7.164)	(6.150)	16,5
Outros	(9)	(1.354)	-99,3	(28)	(5.350)	-99,5
Margem Bruta	59.069	38.716	52,6	160.514	169.053	-5,1
Gastos gerenciáveis	(16.256)	(17.998)	-9,7	(68.738)	(54.785)	25,5
Total do PMSO	(11.036)	(12.545)	-12,0	(37.036)	(38.151)	-2,9
Pessoal	(5.459)	(6.099)	-10,5	(19.973)	(19.066)	4,8
Material	(522)	(458)	14,0	(1.844)	(1.293)	42,6
Serviços de terceiros	(4.518)	(4.723)	-4,3	(12.436)	(14.443)	-13,9
Provisões	266	119	123,5	56	651	-91,4
Outros	(803)	(1.384)	-42,0	(2.839)	(4.000)	-29,0
Ganhos e perdas na desativação e alienação de bens	(78)	101	n.d.	(12.263)	(160)	7.564,4
Valor justo do ativo financeiro indenizável	-	-	n.d.	-	-	n.d.
EBITDA	47.955	26.272	82,5	111.215	130.742	-14,9
Margem EBITDA	54,7%	27,6%	27,1 p.p.	36,8%	37,1%	-0,3 p.p.
Depreciação e amortização	(5.142)	(5.554)	-7,4	(19.439)	(16.474)	18,0
Resultado do serviço (EBIT)	42.813	20.718	106,6	91.776	114.268	-19,7
Resultado financeiro líquido	(3.816)	(3.194)	19,5	(12.881)	(7.977)	61,5
Receitas financeiras	2.367	2.128	11,2	5.077	8.038	-36,8
Despesas financeiras	(6.183)	(5.322)	16,2	(17.958)	(16.015)	12,1
LAIR	38.997	17.524	122,5	78.895	106.291	-25,8
IR e Contribuição social	(9.523)	(5.450)	74,7	(21.460)	(26.067)	-17,7
Imposto de renda e contribuição social correntes	(9.519)	(5.399)	76,3	(20.663)	(25.966)	-20,4
Imposto de renda e contribuição social diferidos	(4)	(51)	-92,2	(797)	(101)	689,1
Lucro líquido antes de minoritários	29.474	12.074	144,1	57.435	80.224	-28,4
Atribuível aos acionistas não controladores	(1.654)	(75)	2.105,3	(6.064)	(2.591)	134,0
Lucro líquido	27.820	11.999	131,9	51.371	77.633	(33,8)

* Energest Consolidado inclui Castelo Energética S.A, Pantanal Ltda, Santa Fé S.A, Costa Rica Ltda e Energest S.A. com as devidas eliminações intragrupo

Balanco Patrimonial Resumido (R\$ mil)	ENERGEST CONSOLIDADO	
	30/09/2015	31/12/2014
ATIVO	917.880	897.107
Circulante	171.378	135.369
Caixa e equivalentes de caixa	104.302	55.806
Outros	67.076	79.563
Não Circulante	14.490	10.895
Ativo Permanente	732.012	750.843
PASSIVO	316.470	302.571
Circulante	194.953	114.373
Empréstimos e Financiamento de Curto Prazo	75.792	21.126
Outros	119.161	93.247
Não Circulante	121.517	188.198
Empréstimos e Financiamento de Longo Prazo	106.301	172.166
Outros	15.216	16.032
Patrimônio Líquido	591.036	584.670
PASSIVO + PATRIMÔNIO LÍQUIDO	917.880	887.241



EDP ENERGIAS DO BRASIL S.A. – GERAÇÃO

LAJEADO CONSOLIDADO*						
Demonstrativo de Resultados (R\$ mil)	3T15	3T14	%	9M15	9M14	%
Receita operacional líquida	143.816	133.621	7,6	423.647	388.709	9,0
Gastos não gerenciáveis	(43.312)	(87.708)	-50,6	(190.228)	(168.768)	12,7
Energia comprada para revenda	(33.585)	(74.223)	-54,8	(160.156)	(123.094)	30,1
Encargos de uso do sistema	(9.727)	(10.152)	-4,2	(30.072)	(30.458)	-1,3
Outros	-	(3.333)	-100,0	-	(15.216)	-100,0
Margem Bruta	100.504	45.913	118,9	233.419	219.941	6,1
Gastos gerenciáveis	(22.909)	(24.124)	-5,0	(82.534)	(72.195)	14,3
Total do PMSO	(6.358)	(7.557)	-15,9	(20.220)	(22.820)	-11,4
Pessoal	(2.481)	(2.645)	-6,2	(8.562)	(8.847)	-3,2
Material	(392)	(233)	68,2	(788)	(675)	16,7
Serviços de terceiros	(2.802)	(4.146)	-32,4	(8.835)	(12.119)	-27,1
Provisões	(60)	134	n.d.	(192)	878	n.d.
Outros	(623)	(667)	-6,6	(1.843)	(2.057)	-10,4
Ganhos e perdas na desativação e alienação de bens	37	(168)	n.d.	(12.291)	(168)	7.216,1
EBITDA	94.183	38.188	146,6	200.908	196.953	2,0
Margem EBITDA	65,5%	28,6%	36,9 p.p.	47,4%	50,7%	-3,2 p.p.
Depreciação e amortização	(16.588)	(16.399)	1,2	(50.023)	(49.207)	1,7
Resultado do serviço (EBIT)	77.595	21.789	256,1	150.885	147.746	2,1
Resultado financeiro líquido	(13.533)	(11.455)	18,1	(50.748)	(52.963)	-4,2
Receitas financeiras	7.994	4.644	72,1	19.116	13.306	43,7
Despesas financeiras	(21.527)	(16.099)	33,7	(69.864)	(66.269)	5,4
LAIR	64.062	10.334	519,9	100.137	94.783	5,6
IR e Contribuição social	(22.876)	(5.919)	286,5	(45.614)	(38.780)	17,6
Imposto de renda e contribuição social correntes	(21.866)	1.804	n.d.	(39.992)	(36.056)	10,9
Imposto de renda e contribuição social diferidos	(1.010)	(7.723)	-86,9	(5.622)	(2.724)	106,4
Lucro líquido antes de minoritários	41.186	4.415	832,9	54.523	56.003	-2,6
Atribuível aos acionistas não controladores	(10.061)	(5.793)	73,7	(17.718)	(20.049)	-11,6
Lucro líquido	31.125	(1.378)	n.d.	36.805	35.954	2,4

* Considera 100% da Lajeado Energia e 100% da Investco com as respectivas eliminações intra-grupo, as participações dos minoritários na Investco e partes beneficiárias na Lajeado Energia.

Balanco Patrimonial Resumido (R\$ mil)	LAJEADO CONSOLIDADO	
	30/09/2015	31/12/2014
ATIVO	2.228.591	2.138.810
Circulante	353.815	267.229
Caixa e equivalentes de caixa	274.225	136.696
Outros	79.590	130.533
Não Circulante	157.346	101.188
Ativo Permanente	1.717.430	1.770.393
PASSIVO	914.423	864.674
Circulante	320.647	272.859
Empréstimos e Financiamento de Curto Prazo	26.569	15.479
Outros	294.078	257.380
Não Circulante	593.776	591.815
Empréstimos e Financiamento de Longo Prazo	521.864	460.587
Outros	71.912	131.228
Patrimônio Líquido	1.002.299	966.177
PASSIVO + PATRIMÔNIO LÍQUIDO	2.228.591	2.138.810



EDP ENERGIAS DO BRASIL S.A. – GERAÇÃO

LAJEADO ENERGIA						
Demonstrativo de Resultados (R\$ mil)	3T15	3T14	%	9M15	9M14	%
Receita operacional líquida	127.191	118.929	6,9	376.603	344.784	9,2
Gastos não gerenciáveis	(42.961)	(86.430)	-50,3	(187.768)	(166.371)	12,9
Energia comprada para revenda	(33.580)	(73.335)	-54,2	(158.748)	(121.940)	30,2
Encargos de uso do sistema	(9.381)	(9.808)	-4,4	(29.020)	(29.423)	-1,4
Outros	-	(3.287)	-100,0	-	(15.008)	-100,0
Margem Bruta	84.230	32.499	159,2	188.835	178.413	5,8
Gastos gerenciáveis	(45.587)	(44.386)	2,7	(137.729)	(132.823)	3,7
Total do PMSO	(38.397)	(37.193)	3,2	(116.153)	(111.244)	4,4
Pessoal	22	(202)	n.d.	(428)	(628)	-31,8
Serviços de terceiros	(84)	(235)	-64,3	(760)	(978)	-22,3
Provisões	-	-	n.d.	-	659	-100,0
Outros	(38.335)	(36.755)	4,3	(114.960)	(110.296)	4,2
Ganhos e perdas na desativação e alienação de bens	-	-	n.d.	-	-	n.d.
EBITDA	45.833	(4.694)	n.d.	72.682	67.169	8,2
Margem EBITDA	36,0%	-3,9%	40,0 p.p.	19,3%	19,5%	-0,2 p.p.
Depreciação e amortização	(7.190)	(7.193)	0,0	(21.576)	(21.579)	0,0
Resultado do serviço (EBIT)	38.643	(11.887)	n.d.	51.106	45.590	12,1
Resultado das participações societárias	17.848	16.076	11,0	36.847	43.405	-15,1
Resultado financeiro líquido	(11.641)	(11.068)	5,2	(33.868)	(40.483)	-16,3
Receitas financeiras	5.943	3.041	95,4	14.167	10.114	40,1
Despesas financeiras	(17.584)	(14.109)	24,6	(48.035)	(50.597)	-5,1
LAIR	44.850	(6.879)	n.d.	54.085	48.512	11,5
IR e Contribuição social	(10.267)	5.348	n.d.	(13.191)	(8.563)	54,0
Imposto de renda e contribuição social correntes	(8.461)	6.938	n.d.	(8.461)	(8.021)	5,5
Imposto de renda e contribuição social diferidos	(1.806)	(1.590)	13,6	(4.730)	(542)	772,7
Lucro líquido antes de minoritários	34.583	(1.531)	n.d.	40.894	39.949	2,4
Atribuível aos acionistas não controladores	-	-	n.d.	-	-	n.d.
Lucro líquido	34.583	(1.531)	n.d.	40.894	39.949	2,4

Balço Patrimonial Resumido (R\$ mil)	LAJEADO ENERGIA	
	30/09/2015	31/12/2014
ATIVO	1.745.899	1.655.308
Circulante	243.846	198.456
Caixa e equivalentes de caixa	177.014	55.650
Outros	66.832	142.806
Não Circulante	163.316	107.111
Ativo Permanente	1.338.737	1.349.741
PASSIVO	743.600	689.131
Circulante	293.030	239.066
Empréstimos e Financiamento de Curto Prazo	23.317	5.401
Outros	269.713	233.665
Não Circulante	450.570	450.065
Empréstimos e Financiamento de Longo Prazo	448.062	447.600
Outros	2.508	2.465
Patrimônio Líquido	1.002.299	966.177
PASSIVO + PATRIMÔNIO LÍQUIDO	1.745.899	1.655.308



EDP ENERGIAS DO BRASIL S.A. – GERAÇÃO

Demonstrativo de Resultados (R\$ mil)	INVESTCO					
	3T15	3T14	%	9M15	9M14	%
Receita operacional líquida	54.813	51.312	6,8	161.609	153.783	5,1
Gastos não gerenciáveis	(351)	(1.278)	-72,5	(2.460)	(2.397)	2,6
Energia comprada para revenda	(5)	(888)	-99,4	(1.408)	(1.154)	22,0
Encargos de uso do sistema	(346)	(344)	0,6	(1.052)	(1.035)	1,6
Outros	-	(46)	-100,0	-	(208)	-100,0
Margem Bruta	54.462	50.034	8,8	159.149	151.386	5,1
Gastos gerenciáveis	(15.510)	(16.358)	-5,2	(59.370)	(49.230)	20,6
Total do PMSO	(6.149)	(6.984)	-12,0	(18.632)	(21.434)	-13,1
Pessoal	(2.503)	(2.443)	2,5	(8.134)	(8.219)	-1,0
Material	(392)	(232)	69,0	(783)	(674)	16,2
Serviços de terceiros	(2.718)	(3.911)	-30,5	(8.075)	(11.141)	-27,5
Provisões	(60)	134	n.d.	(192)	219	n.d.
Outros	(476)	(532)	-10,5	(1.448)	(1.619)	-10,6
Ganhos e perdas na desativação e alienação de bens	37	(168)	n.d.	(12.291)	(168)	7.216,1
EBITDA	48.350	42.882	12,8	128.226	129.784	-1,2
Margem EBITDA	88,2%	83,6%	4,6 p.p.	79,3%	84,4%	-5,1 p.p.
Depreciação e amortização	(9.398)	(9.206)	2,1	(28.447)	(27.628)	3,0
Resultado do serviço (EBIT)	38.952	33.676	15,7	99.779	102.156	-2,3
Resultado financeiro líquido	(1.892)	(387)	388,9	(16.880)	(12.480)	35,3
Receitas financeiras	2.187	1.736	26,0	5.935	4.022	47,6
Despesas financeiras	(4.079)	(2.123)	92,1	(22.815)	(16.502)	38,3
LAIR	37.060	33.289	11,3	82.899	89.676	-7,6
IR e Contribuição social	(12.609)	(11.267)	11,9	(32.423)	(30.217)	7,3
Imposto de renda e contribuição social correntes	(13.405)	(5.134)	161,1	(31.531)	(28.035)	12,5
Imposto de renda e contribuição social diferidos	796	(6.133)	n.d.	(892)	(2.182)	-59,1
Lucro líquido antes de minoritários	24.451	22.022	11,0	50.476	59.459	-15,1
Lucro líquido	24.451	22.022	11,0	50.476	59.459	(15,1)

Balço Patrimonial Resumido (R\$ mil)	INVESTCO	
	30/09/2015	31/12/2014
ATIVO	1.346.732	1.362.856
Circulante	124.284	109.092
Caixa e equivalentes de caixa	97.211	81.046
Outros	27.073	28.046
Não Circulante	554	483
Ativo Permanente	1.221.894	1.253.281
PASSIVO	191.662	222.268
Circulante	41.932	74.112
Empréstimos e Financiamento de Curto Prazo	3.540	10.748
Outros	38.392	63.364
Não Circulante	149.730	148.156
Empréstimos e Financiamento de Longo Prazo	80.326	78.874
Outros	69.404	69.282
Patrimônio Líquido	1.155.070	1.140.588
PASSIVO + PATRIMÔNIO LÍQUIDO	1.346.732	1.362.856



EDP ENERGIAS DO BRASIL S.A. – GERAÇÃO
UTE PECÉM I – 100%

Demonstrativo de Resultados (R\$ mil)	PECÉM					
	3T15	3T14	%	9M15	9M14	%
Receita operacional líquida	304.594	272.979	11,6	913.106	849.975	7,4
Gastos não gerenciáveis	(101.786)	22.441	n.d.	(489.976)	(420.336)	16,6
Energia comprada para revenda	(7.354)	(65.325)	-88,7	(97.569)	(184.100)	-47,0
Encargos de uso do sistema	(15.959)	(14.822)	7,7	(46.770)	(43.392)	7,8
Custo da matéria prima consumida	(135.704)	(74.736)	81,6	(393.333)	(283.228)	38,9
Ressarcimento por indisponibilidade	57.231	177.324	-67,7	47.696	90.384	-47,2
Margem Bruta	202.808	295.420	-31,3	423.130	429.639	-1,5
Gastos gerenciáveis	(74.507)	(85.150)	-12,5	(231.530)	(207.508)	11,6
Total do PMSO	(35.214)	(51.351)	-31,4	(113.751)	(104.228)	9,1
Pessoal	(7.913)	(8.769)	-9,8	(27.468)	(29.030)	-5,4
Material	(4.018)	(7.414)	-45,8	(10.982)	(15.104)	-27,3
Serviços de terceiros	(15.026)	(30.144)	-50,2	(41.764)	(61.139)	-31,7
Provisões	(25)	-	n.d.	(25)	-	n.d.
Outros	(8.232)	(5.024)	63,9	(33.512)	1.045	n.d.
Ganhos e perdas na desativação e alienação de bens	(90)	-	n.d.	-	-	n.d.
EBITDA	167.504	244.069	-31,4	309.379	325.411	-4,9
Margem EBITDA	55,0%	89,4%	-34,4 p.p.	33,9%	38,3%	-4,4 p.p.
Depreciação e amortização	(39.203)	(33.799)	16,0	(117.779)	(103.280)	14,0
Resultado do serviço (EBIT)	128.301	210.270	-39,0	191.600	222.131	-13,7
Resultado financeiro líquido	(122.472)	(72.481)	69,0	(290.137)	(201.135)	44,2
Receitas financeiras	222.270	(25.570)	n.d.	521.963	21.497	2.328,1
Despesas financeiras	(344.742)	(46.911)	634,9	(812.100)	(222.632)	264,8
LAIR	5.829	137.789	-95,8	(98.537)	20.996	n.d.
IR e Contribuição social	-	(40.837)	-100,0	(9.422)	(1.127)	736,0
Lucro líquido	5.829	96.952	(94,0)	(107.959)	19.869	n.d.

Balanco Patrimonial Resumido (R\$ mil)	PECÉM	
	30/09/2015	31/12/2014
ATIVO	4.427.092	4.595.625
Circulante	545.910	535.972
Caixa e equivalentes de caixa	122.128	151.690
Outros	423.782	384.282
Não Circulante	557.606	618.487
Ativo Permanente	3.323.576	3.441.166
PASSIVO	3.211.476	3.657.026
Circulante	436.762	694.723
Empréstimos e Financiamento de Curto Prazo	-7.754	217.213
Outros	444.516	477.510
Não Circulante	2.774.714	2.962.303
Empréstimos e Financiamento de Longo Prazo	2.436.478	1.981.807
Outros	338.236	980.496
Patrimônio Líquido	1.215.616	938.599
PASSIVO +PATRIMÔNIO LÍQUIDO	4.427.092	4.595.625



ANEXO VII
EDP ENERGIAS DO BRASIL S.A. - DISTRIBUIÇÃO
DEMONSTRATIVO DE RESULTADOS EDP BANDEIRANTE

EDP BANDEIRANTE						
Demonstrativo de Resultados (R\$ mil)	3T15	3T14	%	9M15	9M14	%
Receita operacional líquida	790.758	667.102	18,5	2.601.226	2.007.354	29,6
Receita com construção da infraestrutura	37.803	45.983	-17,8	89.182	114.941	-22,4
Gastos não gerenciáveis	(561.628)	(506.784)	10,8	(1.940.560)	(1.607.694)	20,7
Energia comprada para revenda	(622.319)	(518.792)	20,0	(1.998.445)	(1.736.444)	15,1
Ressarcimento CDE / CCEE / CONER/ CCRBT	111.036	73.386	51,3	223.056	277.126	-19,5
Encargos de uso do sistema	(50.345)	(60.615)	-16,9	(165.171)	(146.087)	13,1
Outros	-	(763)	-100,0	-	(2.289)	-100,0
Margem Bruta	229.130	160.318	42,9	660.666	399.660	65,3
Gastos gerenciáveis	(166.116)	(177.519)	-6,4	(467.068)	(494.081)	-5,5
Total do PMSO	(98.569)	(87.496)	12,7	(305.415)	(281.507)	8,5
Pessoal	(36.698)	(32.905)	11,5	(113.815)	(109.371)	4,1
Material	(2.932)	(3.251)	-9,8	(8.583)	(9.372)	-8,4
Serviços de terceiros	(36.194)	(36.416)	-0,6	(110.233)	(103.554)	6,4
Provisões	(13.660)	(4.775)	186,1	(42.063)	(28.952)	45,3
Outros	(9.085)	(10.149)	-10,5	(30.721)	(30.258)	1,5
Ganhos e perdas na desativação e alienação de bens	(6.456)	(4.417)	46,2	(17.461)	(17.401)	0,3
Valor justo do ativo financeiro indenizável	(1.690)	(17.597)	-90,4	9.787	(14.951)	n.d.
Custo com construção da infraestrutura	(37.803)	(45.983)	-17,8	(89.182)	(114.941)	-22,4
EBITDA	122.415	50.808	140,9	347.577	85.801	305,1
Margem EBITDA	15,5%	7,6%	7,9 p.p.	13,4%	4,3%	9,1 p.p.
Depreciação e amortização	(21.598)	(22.026)	-1,9	(64.797)	(65.281)	-0,7
Resultado do serviço (EBIT)	100.817	28.782	250,3	282.780	20.520	1.278,1
Resultado financeiro líquido	(28.478)	(21.328)	33,5	(58.452)	(21.780)	168,4
Receitas financeiras	42.819	15.159	182,5	92.596	65.617	41,1
Despesas financeiras	(71.297)	(36.487)	95,4	(151.048)	(87.397)	72,8
LAIR	72.339	7.454	870,5	224.328	(1.260)	n.d.
IR e Contribuição social	(25.152)	(1.558)	1.514,4	(76.844)	1.082	n.d.
Imposto de renda e contribuição social correntes	3.525	(7.263)	n.d.	-	(7.007)	-100,0
Imposto de renda e contribuição social diferidos	(28.677)	5.705	n.d.	(76.844)	8.089	n.d.
Lucro líquido antes de minoritários	47.187	5.896	700,3	147.484	(178)	n.d.
Lucro líquido	47.187	5.896	700,3	147.484	(178)	n.d.

Balço Patrimonial Resumido (R\$ mil)	BANDEIRANTE	
	30/09/2015	31/12/2014
ATIVO	3.200.273	2.769.806
Circulante	1.736.200	1.131.637
Caixa e equivalentes de caixa	337.873	282.437
Outros	1.398.327	849.200
Não Circulante	504.270	713.368
Ativo Permanente	959.803	924.801
PASSIVO	2.063.856	1.701.050
Circulante	1.148.438	1.057.705
Empréstimos e Financiamento de Curto Prazo	215.510	317.004
Outros	932.928	740.701
Não Circulante	915.418	643.345
Empréstimos e Financiamento de Longo Prazo	754.878	504.817
Outros	160.540	138.528
Patrimônio Líquido	1.136.417	1.068.756
PASSIVO + PATRIMÔNIO LÍQUIDO	3.200.273	2.769.806



**EDP ENERGIAS DO BRASIL S.A. - DISTRIBUIÇÃO
DEMONSTRATIVO DE RESULTADOS EDP ESCELSA**

EDP ESCELSA							
Demonstrativo de Resultados (R\$ mil)	3T15	3T14	%	9M15	2014	%	
Receita operacional líquida	601.855	502.463	19,8	1.949.248	1.481.841	31,5	
Receita com construção da infraestrutura	40.163	50.392	-20,3	107.704	120.869	-10,9	
Gastos não gerenciáveis	(411.004)	(257.099)	59,9	(1.411.961)	(1.094.789)	29,0	
Energia comprada para revenda	(445.436)	(420.439)	5,9	(1.519.033)	(1.595.038)	-4,8	
Ressarcimento CDE / CCEE / CONER/ CCRBT	66.222	200.458	-67,0	212.890	587.439	-63,8	
Encargos de uso do sistema	(31.790)	(36.247)	-12,3	(105.818)	(84.582)	25,1	
Outros	-	(871)	-100,0	-	(2.608)	-100,0	
Margem Bruta	190.851	245.364	-22,2	537.287	387.052	38,8	
Gastos gerenciáveis	(149.460)	(150.266)	-0,5	(436.469)	(431.430)	1,2	
Total do PMSO	(86.144)	(71.128)	21,1	(268.332)	(232.318)	15,5	
Pessoal	(29.049)	(27.583)	5,3	(90.873)	(86.667)	4,9	
Material	(2.119)	(2.650)	-20,0	(7.964)	(8.414)	-5,3	
Serviços de terceiros	(36.122)	(34.248)	5,5	(110.878)	(99.288)	11,7	
Provisões	(13.442)	(2.011)	568,4	(40.327)	(23.836)	69,2	
Outros	(5.412)	(4.636)	16,7	(18.290)	(14.113)	29,6	
Ganhos e perdas na desativação e alienação de bens	(4.994)	(3.921)	27,4	(13.921)	(8.938)	55,8	
Valor justo do ativo financeiro indenizável	4.425	(2.552)	n.d.	20.835	1.113	1.772,0	
Custo com construção da infraestrutura	(40.163)	(50.392)	-20,3	(107.704)	(120.869)	-10,9	
EBITDA	104.138	167.763	-37,9	275.869	146.909	87,8	
Margem EBITDA	17,3%	33,4%	-16,1 p.p.	14,2%	9,9%	4,2 p.p.	
Depreciação e amortização	(22.584)	(22.273)	1,4	(67.347)	(70.418)	-4,4	
Resultado do serviço (EBIT)	81.554	145.490	-43,9	208.522	76.491	172,6	
Resultado financeiro líquido	(54.791)	(28.629)	91,4	(83.681)	(58.464)	43,1	
Receitas financeiras	10.942	14.344	-23,7	73.490	60.822	20,8	
Despesas financeiras	(65.733)	(42.973)	53,0	(157.171)	(119.286)	31,8	
LAIR	26.763	116.861	-77,1	124.841	18.027	592,5	
IR e Contribuição social	(9.590)	(38.736)	-75,2	(41.044)	(4.587)	794,8	
Imposto de renda e contribuição social correntes	749	(10.461)	n.d.	(22.423)	(9.897)	126,6	
Imposto de renda e contribuição social diferidos	(10.339)	(28.275)	-63,4	(18.621)	5.310	n.d.	
Lucro líquido antes de minoritários	17.173	78.125	-78,0	83.797	13.440	523,5	
Lucro líquido	17.173	78.125	(78,0)	83.797	13.440	523,5	

Balanco Patrimonial Resumido (R\$ mil)	ESCELSA	
	30/09/2015	31/12/2014
ATIVO	3.007.021	2.839.121
Circulante	1.148.584	999.582
Caixa e equivalentes de caixa	163.214	230.040
Outros	985.370	769.542
Não Circulante	1.000.590	968.016
Ativo Permanente	857.847	871.523
PASSIVO	2.072.503	1.932.115
Circulante	970.176	1.055.342
Empréstimos e Financiamento de Curto Prazo	117.765	408.076
Outros	852.411	647.266
Não Circulante	1.102.327	876.773
Empréstimos e Financiamento de Longo Prazo	659.522	458.434
Outros	442.805	418.339
Patrimônio Líquido	934.518	907.006
PASSIVO + PATRIMÔNIO LÍQUIDO	3.007.021	2.839.121



ANEXO VIII
EDP ENERGIAS DO BRASIL S.A. - DISTRIBUIÇÃO
DADOS OPERACIONAIS DA DISTRIBUIÇÃO TRIMESTRAL

	3T15			Variação 3T15/3T14		
	Cientes <i>unid.</i>	Volume <i>MWh</i>	Consumo Médio* <i>KWh</i>	Cientes %	Volume %	Consumo Médio %
EDP BANDEIRANTE						
Residencial	1.599.945	841.011	175	2,6%	-6,3%	-8,7%
Industrial	12.220	577.725	15.759	-1,5%	-10,1%	-8,7%
Comercial	118.865	519.068	1.456	1,6%	-1,5%	-3,0%
Rural	7.821	19.197	818	-1,6%	-9,2%	-7,7%
Outros	13.331	222.656	5.567	0,1%	-5,3%	-5,4%
(-) Transferido para Energia Trânsito ⁽¹⁾						
Energia Vendida Clientes Finais	1.752.182	2.179.657	415	2,5%	-6,2%	-8,4%
Suprimento	2	11.075	0	0,0%	-3,1%	-
Energia em Trânsito (USD)	171	1.317.425	0	-1,7%	-9,3%	-
(+) Transferido dos Clientes Cativos ⁽¹⁾						
Consumo Próprio	161	1.526	0	-4,7%	-8,0%	-
Total Energia Distribuída	1.752.516	3.509.684	668	2,5%	-7,4%	-9,6%
EDP ESCELSA						
Residencial	1.142.292	497.038	145	3,9%	-1,7%	-5,4%
Industrial	11.924	273.362	7.642	1,1%	-10,8%	-11,7%
Comercial	120.851	328.164	905	1,5%	1,2%	-0,3%
Rural	176.485	179.971	340	4,0%	2,0%	-2,0%
Outros	13.047	186.548	4.766	1,0%	14,2%	13,1%
(-) Transferido para Energia Trânsito ⁽¹⁾						
Energia Vendida Clientes Finais	1.464.599	1.465.082	333	3,7%	-0,7%	-4,3%
Suprimento	1	149.104	0	0,0%	4,4%	-
Energia em Trânsito (USD)	79	1.061.421	0	5,3%	0,0%	-
(+) Transferido dos Clientes Cativos ⁽¹⁾						
Consumo Próprio	205	1.835	0	12,0%	-29,0%	-
Total Energia Distribuída	1.464.884	2.677.442	609	3,7%	-0,2%	-3,7%
DISTRIBUIÇÃO						
Residencial	2.742.237	1.338.049	163	3,1%	-4,6%	-7,5%
Industrial	24.144	851.087	11.750	-0,3%	-10,3%	-10,1%
Comercial	239.716	847.231	1.178	1,6%	-0,4%	-2,0%
Rural	184.306	199.168	360	3,7%	0,8%	-2,9%
Outros	26.378	409.204	5.171	0,6%	2,7%	2,1%
(-) Transferido para Energia Trânsito ⁽¹⁾						
Energia Vendida Clientes Finais	3.216.781	3.644.739	378	3,0%	-4,1%	-6,9%
Suprimento	3	160.179	17.797.712	0,0%	3,9%	-
Energia em Trânsito (USD)	250	2.378.845	3.171.794	0,4%	-5,4%	-
(+) Transferido dos Clientes Cativos ⁽¹⁾						
Consumo Próprio	366	3.362	3.062	4,0%	-20,8%	-
Total Energia Distribuída	3.217.400	6.187.126	641	3,0%	-4,4%	-7,2%

Notas:

⁽¹⁾ Uso do Sistema de Distribuição - Clientes Cativos, Líquido de ICMS

*Consumo médio mensal por cliente

Outros = Poder público + Iluminação pública + Serviço público

Dados em R\$ referem-se à Receita sem ICMS e sem RTE.



DADOS OPERACIONAIS DA DISTRIBUIÇÃO ACUMULADO

	9M15			Variação 2015/2014		
	Cientes <i>unid.</i>	Volume <i>MWh</i>	Consumo Médio ⁽²⁾ <i>KWh</i>	Cientes %	Volume %	Consumo Médio %
EDP BANDEIRANTE						
Residencial	1.599.945	2.646.352	551	2,6%	-2,8%	-5,2%
Industrial	12.220	1.755.731	47.892	-1,5%	-7,7%	-6,2%
Comercial	118.865	1.683.842	4.722	1,6%	1,1%	-0,5%
Rural	7.821	62.009	2.643	-1,6%	-5,6%	-4,0%
Outros	13.331	681.142	17.032	0,1%	-4,3%	-4,4%
Energia Vendida Clientes Finais	1.752.182	6.829.076	1.299	2,5%	-3,4%	-5,7%
Suprimento	2	33.728	-	0,0%	-4,8%	-
Energia em Trânsito (USD)	171	4.050.988	-	-1,7%	-7,7%	-
Consumo Próprio	161	4.803	-	-4,7%	-3,8%	-
Total Energia Distribuída	1.752.516	10.918.594	2.077	2,5%	-5,0%	-7,3%
EDP ESCELSA						
Residencial	1.142.292	1.692.397	494	3,9%	1,0%	-2,8%
Industrial	11.924	834.083	23.317	1,1%	-7,8%	-8,8%
Comercial	120.851	1.104.304	3.046	1,5%	3,1%	1,5%
Rural	176.485	613.900	1.159	4,0%	15,5%	11,0%
Outros	13.047	558.118	14.259	1,0%	8,3%	7,2%
Energia Vendida Clientes Finais	1.464.599	4.802.803	1.093	3,7%	2,2%	-1,4%
Suprimento	1	461.179	-	0,0%	7,5%	-
Energia em Trânsito (USD)	79	3.140.940	-	5,3%	3,0%	-
Consumo Próprio	205	6.039	-	12,0%	-3,4%	-
Total Energia Distribuída	1.464.884	8.410.961	1.914	3,7%	2,8%	-0,8%
DISTRIBUIÇÃO						
Residencial	2.742.237	4.338.749	527	3,1%	-1,3%	-4,3%
Industrial	24.144	2.589.814	35.755	-0,3%	-7,7%	-7,5%
Comercial	239.716	2.788.146	3.877	1,6%	1,9%	0,3%
Rural	184.306	675.909	1.222	3,7%	13,2%	9,1%
Outros	26.378	1.239.260	15.660	0,6%	1,0%	0,4%
Energia Vendida Clientes Finais	3.216.781	11.631.878	1.205	3,0%	-1,1%	-4,0%
Suprimento	3	494.907	54.989.701	0,0%	6,5%	-
Energia em Trânsito (USD)	250	7.191.928	9.589.237	0,4%	-3,3%	-
Consumo Próprio	366	10.841	9.874	4,0%	-3,6%	-
Total Energia Distribuída	3.217.400	19.329.555	2.003	3,0%	-1,8%	-4,6%

Notas:

(2) Consumo médio mensal por cliente

Outros = Poder público + Iluminação pública + Serviço público

Dados em R\$ referem-se à Receita sem ICMS e sem RTE.



ANEXO IX
EDP ENERGIAS DO BRASIL S.A. – COMERCIALIZAÇÃO
DEMONSTRATIVO DE RESULTADOS

EDP COMERCIALIZADORA						
Demonstrativo de Resultados (R\$ mil)	3T15	3T14	%	9M15	9M14	%
Receita operacional líquida	538.447	768.689	-30,0	1.600.176	2.028.406	-21,1
Gastos não gerenciáveis	(526.528)	(744.499)	-29,3	(1.538.443)	(1.934.662)	-20,5
Energia comprada para revenda	(519.766)	(739.738)	-29,7	(1.518.468)	(1.913.405)	-20,6
Encargos de uso do sistema	(3.130)	(3.274)	-4,4	(9.686)	(9.901)	-2,2
Margem Bruta	11.919	24.190	-50,7	61.733	93.744	-34,1
Gastos gerenciáveis	(4.149)	(4.450)	-6,8	(12.517)	(11.745)	6,6
Total do PMSO	(4.065)	(4.340)	-6,3	(12.255)	(11.385)	7,6
Pessoal	(2.795)	(2.591)	7,9	(7.813)	(7.576)	3,1
Material	(15)	(22)	-31,8	(42)	(68)	-38,2
Serviços de terceiros	(889)	(1.179)	-24,6	(2.811)	(3.790)	-25,8
Provisões	57	(130)	n.d.	(11)	1.682	n.d.
Outros	(423)	(418)	1,2	(1.578)	(1.633)	-3,4
EBITDA	7.854	19.867	-60,5	49.478	82.391	-39,9
Margem EBITDA	1,5%	2,6%	-1,1 p.p.	3,1%	4,1%	-1,0 p.p.
Depreciação e amortização	(84)	(127)	-33,9	(262)	(392)	-33,2
Resultado do serviço (EBIT)	7.770	19.740	-60,6	49.216	81.999	-40,0
Resultado das participações societárias	-	-	n.d.	-	-	n.d.
Resultado financeiro líquido	(4.066)	(2.191)	85,6	(9.698)	(5.383)	80,2
Receitas financeiras	1.256	715	75,7	4.391	1.506	191,6
Despesas financeiras	(5.322)	(2.906)	83,1	(14.089)	(6.889)	104,5
LAIR	3.704	17.549	-78,9	39.518	76.616	-48,4
IR e Contribuição social	(1.281)	(6.015)	-78,7	(13.527)	(26.020)	-48,0
Imposto de renda e contribuição social correntes	(1.262)	(6.059)	-79,2	(13.527)	(25.448)	-46,8
Imposto de renda e contribuição social diferidos	(19)	44	n.d.	-	(572)	-100,0
Lucro líquido antes de minoritários	2.423	11.534	-79,0	25.991	50.596	-48,6
Lucro líquido	2.423	11.534	(79,0)	25.991	50.596	(48,6)

Balço Patrimonial Resumido (R\$ mil)	EDP COMERCIALIZADORA	
	30/09/2015	31/12/2014
ATIVO	539.259	593.808
Circulante	307.883	362.445
Caixa e equivalentes de caixa	67.020	24.518
Outros	240.863	337.927
Não Circulante	229.088	229.037
Ativo Permanente	2.288	2.326
PASSIVO	424.368	504.908
Circulante	281.483	431.798
Empréstimos e Financiamento de Curto Prazo	0	56.323
Outros	281.483	375.475
Não Circulante	142.885	73.110
Empréstimos e Financiamento de Longo Prazo	142.462	73.003
Outros	423	107
Patrimônio Líquido	114.891	88.900
PASSIVO + PATRIMÔNIO LÍQUIDO	539.259	593.808



ANEXO X
EDP ENERGIAS DO BRASIL S.A. – EDP GRID
DEMONSTRATIVO DE RESULTADOS

Demonstrativo de Resultados (R\$ mil)	EDP GRID					
	3T15	3T14	%	9M15	9M14	%
Receita operacional líquida	2.604	3.438	-24,3	9.593	5.465	75,5
Gastos não gerenciáveis	-	-	n.d.	-	-	n.d.
Energia comprada para revenda	-	-	n.d.	-	-	n.d.
Encargos de uso do sistema	-	-	n.d.	-	-	n.d.
Margem Bruta	2.604	3.438	-24,3	9.593	5.465	75,5
Gastos gerenciáveis	(622)	(381)	63,3	(2.155)	(1.328)	62,3
Total do PMSO	(622)	(381)	63,3	(2.155)	(1.328)	62,3
Pessoal	(354)	(222)	59,5	(955)	(734)	30,1
Material	-	-	n.d.	-	(22)	-100,0
Serviços de terceiros	(189)	(138)	37,0	(1.213)	(541)	124,2
Provisões	(28)	(8)	250,0	150	2	7.400,0
Outros	(51)	(13)	292,3	(137)	(33)	315,2
EBITDA	1.982	3.057	-35,2	7.438	4.137	79,8
Margem EBITDA	76,1%	88,9%	-12,8 p.p.	77,5%	75,7%	1,8 p.p.
Depreciação e amortização	-	-	n.d.	-	-	n.d.
Resultado do serviço (EBIT)	1.982	3.057	-35,2	7.438	4.137	79,8
Resultado das participações societárias	-	-	n.d.	-	-	n.d.
Resultado financeiro líquido	110	3	3.566,7	245	3	8.066,7
Receitas financeiras	102	5	1.940,0	239	5	4.680,0
Despesas financeiras	8	(2)	n.d.	6	(2)	n.d.
LAIR	2.092	3.060	-31,6	7.683	4.140	85,6
IR e Contribuição social	(330)	(397)	-16,9	(1.180)	(626)	88,5
Imposto de renda e contribuição social correntes	(330)	(397)	-16,9	(1.180)	(626)	88,5
Imposto de renda e contribuição social diferidos	-	-	n.d.	-	-	n.d.
Lucro líquido antes de minoritários	1.762	2.663	-33,8	6.503	3.514	85,1
Lucro líquido	1.762	2.663	(33,8)	6.503	3.514	85,1



ANEXO XI
EDP ENERGIAS DO BRASIL S.A. – TABELA EMISSÕES

Empréstimos

Empresa	Fonte	Destinação	Data Contratação	Vencimento	Valor desembolsado (R\$ milhões)	Valor desembolsado (US\$ milhões)	Custo efetivo
EDP Bandeirante	Banco Citibank	Alongamento da dívida e financiamento de capital de giro	set/15	set/19	75,0	20,3	Libor 3M + 1,84% a.a.
Total					75,0	20,3	

Não Consolidadas

Empresa	Fonte	Destinação	Data Contratação	Vencimento	Valor desembolsado (R\$ milhões)	Valor desembolsado (US\$ milhões)	Custo efetivo
ECE Participações	BNDES	Investimentos Sociais no entorno da UHE Jari	set/15	mai/21	2,67	-	TJLP

Derivativos

Empresa	Fonte	Destinação	Data Contratação	Vencimento	Valor desembolsado (R\$ milhões)	Valor desembolsado (US\$ milhões)	Custo Efetivo	Custo 12 meses em 30/09/15 ¹
EDP Bandeirante	Banco Citibank	Hedge frente ao financiamento do Banco Citibank	set/15	set/19	75,0	20,3	Swap (USD) Libor 3M + 1,84% a.a. para (BRL) CDI + 1,20% a.a.	14,0%
Total					75,0	20,3		

(1) CDI acumulado 12 meses em set/15 em 12,67% a.a.

Nota: A emissão da UHE São Manoel não é consolidada no Balanço Patrimonial da Companhia.