



1S16

Resultados

Conteúdo

Destaques	- 2 -
Performance Financeira Consolidada	
EBITDA	- 3 -
Resultados abaixo do EBITDA	- 4 -
Investimento Operacional e Financeiro	- 5 -
Cash Flow	- 6 -
Demonstração da Posição Financeira Consolidada	- 7 -
Dívida Líquida	- 8 -
Áreas de Negócio	
Enquadramento: Mercado Ibérico de Electricidade e Gás	- 10 -
1. Produção Contratada de Longo Prazo no Mercado Ibérico	- 11 -
2. Actividades Liberalizadas no Mercado Ibérico	- 12 -
3. EDP Renováveis	- 15 -
4. Redes Reguladas no Mercado Ibérico	- 19 -
5. Brasil - EDP Brasil	- 22 -
Demonstrações de Resultados & Anexos	
Demonstração de Resultados por Área de Negócio	- 26 -
Demonstração de Resultados por Trimestre	- 27 -
Activos de Produção: Capacidade Instalada & Produção	- 28 -
Redes Reguladas: Volumes Distribuídos, Clientes Ligados e Rede	- 29 -
Desempenho na Área da Sustentabilidade	- 30 -
Desempenho da EDP na Bolsa	- 31 -

Lisboa, 28 de Julho de 2016

Demonstração Resultados (€ M)	1S16	1S15	Δ %	Δ Abs.
Margem Bruta	2.970	2.750	8%	+220
Fornecimentos e serviços externos	436	434	0%	+2
Custos com pessoal, benef. aos empregados	324	324	-0%	-1
Outros custos operacionais (líquidos)	144	(140)	-	+283
Custos Operacionais Líquidos (1)	903	619	46%	+284
EBITDA	2.067	2.131	-3%	-64
Provisões	(5)	3	-	-8
Amortizações e imparidades exercício (2)	744	689	8%	+55
EBIT	1.327	1.438	-8%	-111
Resultados financeiros	(408)	(364)	-12%	-43
Equiv. Patrimon. em joint ventures/assoc.	(5)	(23)	80%	+19
Resultado antes de impostos	915	1.051	-13%	-136
IRC e Impostos diferidos	243	194	25%	+49
Contribuição extraord. sector energético	59	61	-3%	-2
Resultado líquido do período	613	796	-23%	-183
Accionistas da EDP	472	587	-20%	-115
Interesses não controláveis	141	209	-33%	-68

Dados-chave Operacionais	1S16	1S15	Δ %	Δ Abs.
Empregados (#)	11.923	11.983	-1%	-60
Capacidade instalada (MW)	24.522	23.336	5%	+1.186

Dados-chave Financeiros (€ M)	1S16	1S15	Δ %	Δ Abs.
FFO	1.143	1.405	-19%	-261
Investimento operacional	724	741	-2%	-17
Manutenção	263	237	11%	+27
Expansão	460	505	-9%	-44
Investimento Líquido	(21)	544	-	-565

Dados-chave da Posição Financeira (€ M)	Jun-16	Dez-15	Δ %	Δ Abs.
"Equity value" contabilístico	8.713	8.670	0%	+43
Dívida líquida	16.479	17.380	-5%	-901
Receb. futuros da actividade regulada	1.626	2.477	-34%	-851
Dívida líquida/EBITDA (x)(3)(4)	4,3x	4,4x	-4%	-0,2x
Dívida líquida ajustada (3) /EBITDA (x)	3,8x	3,8x	1%	0,1x

No 1S16, o **EBITDA da EDP** ficou 3% abaixo do 1S15, em €2.067M, reflexo do menor contributo de efeitos não recorrentes: i) +€384M no 1S15, decorrente da compra a desconto à Eneva de 50% de Pecém I, no Brasil (+€295M), e da venda de activos de gás em Espanha (+€89M); e ii) +€61M em 1S16, obtido na venda das centrais mini-hídricas de Pantanal no Brasil. Excluindo estes efeitos, o **EBITDA** subiu 15% (+€259M), para €2.006M no 1S16, impulsionado por uma melhoria das condições atmosféricas na P. Ibérica e Brasil, e pela expansão do portfólio (+8%). Ainda assim, o crescimento do EBITDA foi penalizado pelo efeito cambial: -3% ou -€78M, devido à depreciação de 20% do BRL vs. o Euro, em termos médios.

A capacidade instalada do Grupo EDP subiu 5% em termos homólogos no 1S16, para 24.5GW, suportada por: (i) +365MW de capacidade hídrica em Portugal, no seguimento da entrada em operação das centrais de Salomonde 2 (207MW no 1T16) e Baixo Sabor (188MW, sobretudo no 1T16); (ii) +498MW de capacidade eólica (sobretudo nos EUA e Brasil); (iii) alteração no perímetro de consolidação (+562MW no seguimento da consolidação integral dos activos anteriormente na ENEOP, em Portugal; e da venda de centrais mini-hídricas no Brasil); (iv) encerramento da central a carvão de Soto II, em Espanha (239MW).

No **mercado Ibérico**, o EBITDA ajustado subiu 16% em termos homólogos no 1S16, impulsionado pela adição de nova capacidade, maiores recursos hídricos e forte volatilidade de preços, particularmente quando comparados com o cenário adverso no 1S15. O EBITDA da **EDPR** cresceu 18%, para €648M no 1S16, suportado pelo acréscimo de 14% na capacidade instalada média e por uma maior eolicidade (o factor de utilização médio subiu 2pp em termos homólogos, para 33%). O contributo da **EDP Brasil** para o EBITDA recorrente aumentou 3%, com o impacto misto de: i) o EBITDA foi impulsionado pela consolidação integral da central de Pecém I desde Maio-15 (+€86M desconsiderando o impacto cambial) e uma forte melhoria do nível dos reservatórios; e ii) impacto cambial desfavorável (-€77M).

Os **custos operacionais** do Grupo EDP ficaram estáveis no 1S16, em €759M, reflectindo: (i) uma queda de 2% na Península Ibérica, especialmente suportada por uma redução do número médio de colaboradores (-1%); (ii) subida de 9% na EDPR, fruto da expansão de capacidade (+14%); (iii) decréscimo de 6% no Brasil, reflexo da depreciação do Real vs. Euro e de um apertado controlo de custos, por um lado, e pela consolidação integral de Pecém, por outro. Os **outros custos/(receitas) operacionais líquidos** passaram de uma receita de €140M no 1S15 para um custo de €144M no 1S16, influenciados sobretudo por menores ganhos não recorrentes em termos homólogos (acima detalhados: +€384M em 2015, +€61M em 2016). Os custos suportados com o *clawback*, tarifa social e contribuição extraordinária do sector da energia em Portugal, e os impostos à geração e outras taxas em Espanha atingiram os €141M no 1S16.

O **EBIT** recuou 8% para €,327M no 1S16, traduzindo a evolução do EBITDA e o acréscimo de amortizações decorrente do aumento de capacidade. Os **custos financeiros líquidos** aumentaram €43M, para €408M no 1S16, essencialmente devido a uma imparidade da nossa participação no capital do BCP (€27M), a uma redução de encargos capitalizados (-€20M face ao 1S15) e a uma redução de proveitos associados ao défice tarifário (-€34M face ao 1S15). Os custos com juros da dívida recuaram 12% em termos homólogos, suportados por uma redução de 20pb no custo médio da dívida, para 4,5%. Os **interesses não controláveis** caíram €68M em termos homólogos, para €141M no 1S16, reflexo do menor impacto de efeitos não recorrentes ao nível da EDP Brasil. Em suma, o **resultado líquido da EDP** atingiu €472M no 1S16 (-20% em termos homólogos). Ajustado dos impactos não recorrentes registados no 1S15 (+€156M; detalhes na pág. 4) e no 1S16 (-€45M; detalhes na pág. 4), o **resultado líquido subiu 20% em termos homólogos, para €517M no 1S16**.

A **dívida líquida caiu €0,9MM, para €16,5MM em Jun-16, apesar do pagamento de dividendos (+€0,7MM em Mai-16)** e do impacto cambial adverso (+€0,1MM). Para esta queda contribuíram: i) a redução de activos regulatórios em €0,9MM suportado pela venda de défice tarifário em Portugal (€1,2MM); ii) €0,5MM de free cash flow gerado, antes de investimento em expansão e dívidas a fornecedores relacionados, desinvestimentos e encaixe de parcerias institucionais (TEIs); iii) €0,5MM de capex em expansão (em capacidade hídrica e eólica), líquido de €0,8MM de encaixe em transacções de asset rotation; e iv) €0,2MM de entrada de dinheiro, correspondente à quota-parte de minoritários para o aumento de capital na EDP Brasil (R\$1,5MM). **A posição de liquidez financeira (caixa e linhas de crédito disponíveis) do Grupo EDP a Jun-16 ascende a €5,6MM, cobrindo as necessidades de refinanciamento da EDP até após 2018.**

(1) Custos Operac. Líqº = Custos Operac. (FSEs + Custos Pessoal + Custos Benef. Sociais) + Outros Custos Operac. (Líqº); (2) Deprec. e amortizações líqº de compensação de amort. de activos subsidiados; (3) Líqº dos recebimentos futuros relacionados a act. Regulada; (4) Com base num EBITDA dos últimos 12 meses de €3.860M e classificação da obrigação híbrida como capital em 50%.

Decomposição do EBITDA



EBITDA (€ M)	1S16	1S15	Δ %	Δ Abs.	1T15	2T15	3T15	4T15	1T16	2T16	3T16	4T16	2T16 YoY		2T16 QoQ	
													Δ %	Δ Abs.	Δ %	Δ Abs.
Produção Contratada LP	275	322	-15%	-47	153	169	144	117	133	142			-16%	-27	7%	9
Actividades Liberalizadas	367	183	100%	+184	102	81	93	88	205	162			100%	81	-21%	-42
Redes Reguladas P. Ibérica	496	569	-13%	-73	324	245	242	221	234	262			7%	17	12%	27
Eólico e Solar	648	548	18%	+101	295	253	235	360	379	269			7%	16	-29%	-110
Brasil	301	501	-40%	-200	129	372	154	202	185	116			-69%	-255	-37%	-69
Outros	(20)	9	-	-29	(15)	24	(7)	(55)	(6)	(14)			-	-37	-125%	-8
Consolidado	2.067	2.131	-3%	-64	988	1.143	860	933	1.130	937			-18%	-206	-17%	-192

O EBITDA consolidado ascendeu a €2.067M no 1S16, 3% abaixo do 1S15, incluindo os seguintes efeitos não recorrentes: i) no 1S15, +€295M decorrente da compra a desconto à Eneva de 50% de Pecém I (€267M ao nível do Brasil; €28M ao nível de 'Outros'), +€89M obtido na venda de activos de gás em Espanha; (ii) no 1S16, +€61M decorrente da venda das centrais mini-hídricas do Pantanal, no Brasil.

Excluindo estes efeitos, o EBITDA ajustado cresceu 15%, para €2.006M no 1S16, impulsionado por uma maior produção hídrica (hidraulicidade 68% acima da média no 1S16 em Portugal), por maiores ganhos com gestão de energia no negócio liberalizado na Ibéria e expansão de portfólio de geração. A depreciação média do BRL face ao EUR, em 20%, teve um impacto negativo no EBITDA, em €78M ou 4% do EBITDA.

PRODUÇÃO CONTRATADA DE LONGO PRAZO NA P. IBÉRICA (13% do EBITDA) - O EBITDA caiu 15% (-€47M face ao 1S15), para €275M no 1S16, impactado pela transferência de 8 centrais hídricas para o mercado liberalizado, em função do término dos respectivos PPAs (margem bruta de €41m no 1S15). Estas centrais têm capacidade instalada de 627MW e uma produção anual de 1,7TWh (num ano hídrico médio).

ACTIVIDADES LIBERALIZADAS NA P. IBÉRICA (18% do EBITDA) - O EBITDA subiu €184M face ao 1S15, para €367M no 1S16, impulsionado por um custo médio de geração mais baixo, decorrente da forte recuperação nos recursos hídricos e produção (peso de 64% no mix de geração no 1S16 vs. 35% em 1S15); e por um aumento dos resultados com gestão de energia, compatível com um contexto de preços baixos e com grande volatilidade no 1S16. Note-se que, com o fim dos PPAs de 8 centrais hídricas em Dez-15, 627MW de capacidade hídrica foram transferidos do portfólio de Produção Contratada L.P. para o portfólio de Produção Liberalizada.

REDES REGULADAS NA P. IBÉRICA (24% do EBITDA) – O EBITDA recuou 13% (-€73M) em termos homólogos, para €496M no 1S16, influenciado por um ganho não recorrente no 1S15 (€89M) obtido na venda de activos de gás em Espanha à Redexis no 1T15.

Excluindo este impacto, o EBITDA subiu 3% (+€16M) no 1S16 vs. 1S15, suportado pela aplicação dos novos termos regulatórios na distribuição de electricidade em Espanha desde 1-Jan-16, e um controlo estrito dos custos. A margem bruta aumentou 2% no 1S16 (+€14M vs. 1S15) reflectindo: (i) em Espanha, acréscimo de proveitos na distribuição de electricidade, parcialmente compensado pela desconsolidação dos activos de gás no 1T15; ii) em Portugal, a passagem de clientes para o mercado livre na distribuição de electricidade.

ACTIVIDADE EÓLICA E SOLAR (31% do EBITDA) - O EBITDA da EDPR cresceu 18% (+€101M), para €648M no 1S16, reflectindo: (i) maior geração (+23% vs. 1S15) suportada pelo aumento de 14% na capacidade instalada média e por uma eolicidade mais forte (+2pp em termos homólogos no factor médio de utilização, para 33% no 1S16); e (ii) maior receita com parcerias institucionais nos EUA durante o período. Por sua vez, o preço médio de venda diminuiu €4/MWh face ao 1S15, para €60/MWh no 1S16, suportado por: i) em Espanha, um preço pool 'mais baixo; ii) nos EUA, preços implícitos nos novos PPAs mais baixos, fim de um PPA e adiamento da venda de CERs.

BRASIL (14% do EBITDA) - A contribuição da EDPB caiu 40% (-€200M), para €301M no 1S16, penalizado pelo menor impacto de efeitos não recorrentes: i) no 1S15, ganho decorrente da compra a desconto à Eneva de 50% de Pecém I (+€267M); ii) no 1S16, ganho registado na venda de centrais mini-hídricas Pantanal (+€61M). O efeito cambial adverso foi de -€77M, resultante da depreciação do BRL face ao Euro em 20%. Excluindo os itens não recorrentes acima referidos, o EBITDA em moeda local cresceu 29% em termos homólogos (+R\$223M), para R\$995M no 1S16. O EBITDA da geração e comercialização subiu R\$362M para R\$784M, impulsionado pela consolidação integral de Pecém, desde Mai-15 (+R\$284M) e melhor performance das centrais hídricas (+R\$130M vs 1S15, resultante do menor impacto do défice hídrico: GSF em 89% no 1S16 vs. 80% no 1S15 e o PLD médio de R\$48/MWh no 1S16 vs. R\$386 no 1S15). Por sua vez, o EBITDA da distribuição desceu R\$157M, para R\$257M no 1S16, penalizado pela sobre-contratação de volume na Bandeirante (-R\$46M em termos homólogos) e diminuição na procura (-R\$14M face a 1S15).

Rúbricas de Resultados Abaixo do EBITDA



Resultados Abaixo do EBITDA (€ M)									2T16 QoQ	
	1S16	1S15	Δ %	Δ Abs.	1T16	2T16	3T16	4T16	Δ %	Δ Abs.
EBITDA	2.067	2.131	-3%	-64	1.130	937			-17%	-192
Provisões	(5)	3	-	-8	3	(8)			-351%	-12
Amortizações e imparidades exercício	744	689	8%	55	366	378			3%	13
EBIT	1.327	1.438	-8%	-111	760	567			-25%	-193
Juros financeiros líquidos	(398)	(454)	12%	56	(202)	(197)			-3%	5
Custos financeiros capitalizados	28	47	-41%	-20	14	14			3%	0
Diferenças de câmbio e derivados	5	(14)	-	19	6	(1)			-118%	-7
Rendimentos de participações de capital	3	9	-64%	-6	0	3			-	3
Unwinding c/ responsab. com pensões e actos médicos	(22)	(23)	4%	1	(10)	(12)			21%	-2
Ganhos/(Perdas) alienação investimentos financeiros	13	1	1988%	13	13	0			-99%	-13
Outros ganhos e perdas financeiros	(37)	69	-	-106	(2)	(36)			2003%	-34
Resultados Financeiros	(408)	(364)	-12%	-43	(180)	(228)			26%	-48
Equivalências patrimoniais em joint ventures/associadas	(5)	(23)	80%	19	(8)	3			-140%	11
Resultados Antes de Impostos	915	1.051	-13%	-136	573	342			-40%	-230
IRC e Impostos Diferidos	243	194	25%	49	152	91			-40%	-60
<i>Taxa de imposto efectiva (%)</i>	<i>27%</i>	<i>18%</i>	<i>-</i>	<i>8,1 pp</i>	<i>26%</i>	<i>27%</i>			<i>0%</i>	<i>0,0 pp</i>
Contribuição Extraordinária para o Sector Energetico	59	61	-3%	-2	59	-			-100%	-59
EDP Renováveis	82	57	43%	24	60	22			-64%	-38
Energias do Brasil	60	145	-59%	-85	40	20			-51%	-20
Outros	(0)	7	-	-7	(0)	0			-125%	1
Interesses não controláveis	141	209	-33%	-68	100	42			-58%	-58
Resultado Líquido atribuível a accionistas EDP	472	587	-20%	-115	263	209			-20%	-53

As **amortizações e imparidades** (líquidas da compensação pelos activos subsidiados) subiram 8% para €744M no 1S16, suportadas por: (i) um acréscimo das amortizações ao nível da EDPR (+€38M vs. 1S15) resultante da capacidade instalada nos últimos 12 meses e (ii) amortizações de Pecém pós-consolidação integral (+€16M).

Os **custos financeiros líq.** cresceram 12%, para €408M no 1S16. Os **juros financeiros pagos (líquidos)** desceram 12%, fruto de um menor custo da dívida (4,5% no 1S16 vs. 4,7% no 1S16). As **diferenças de câmbio e derivados** ficaram nos -€5M no 1S16 (+€19M vs. 1S15). Os **custos financeiros capitalizados** recuaram €20M, para €28M no 1S16, influenciados pela entrada em operação de projectos hídricos em Portugal. Os **ganhos com alienação de investimentos financeiros** atingiram €13M e incluem um ganho de €11M com a alienação da posição minoritária na central Tejo Energia no 1T16. Os **outros ganhos e perdas financeiros** (-€37M no 1S16, -€106M vs. 1S15) incluem menores ganhos com a venda do défice tarifário (-€34M face ao 1S15); o registo de uma imparidade de €27M no 2T16 relacionada com a nossa posição financeira no BCP; e os custos com o pagamento antecipado de dívida de €22M no 1S16 (ao nível da EDPR) e de €25 no 1S15.

Os **ganhos e perdas em empresas associadas** totalizaram -€5M no 1S16 (+€19M vs. 1S15), relacionados com 2 centrais hídricas contabilizadas por método de equivalência patrimonial no Brasil e pelas posições em alguns parques eólicos nos EUA e em Espanha. A variação face ao 1S15 resultou sobretudo da consolidação integral de Pecém I desde Maio-15 (-€25M no 1S15).

O **imposto sobre o rendimento** (€243M no 1S16) traduz-se numa taxa efectiva de imposto de 27% (vs. 18% no 1S15). Importa relevar que o ganho na venda de activos de gás em Espanha no 1S15 não contribui para o lucro tributável, impactando negativamente a comparação homóloga. Além disso, no 1S16 registou-se já o impacto total do ano da contribuição extraordinária sobre o sector de energia (0,85% sobre os activos líquidos) em Portugal, o que ascendeu a €59M.

Os **interesses não controláveis**, no valor de €141M no 1S16, foram impulsionados pela ganho com a alienação de Pantanal (€23M) no 1T16 (vs. um ganho com a aquisição de uma participação adicional de 50% na central de Pecém I no 2T15 (€127M). De notar que para além da EDPR e EDPB, a EDP adquiriu a totalidade da Naturgas e detém agora 97% da Portgás, no seguimento de aquisições minoritárias recentes.

O **resultado líquido atribuível a accionistas da EDP** caiu 20% face ao 1S15, para €472M no 1S16, impactado pelo ganho com a aquisição de uma participação adicional de 50% na central de Pecém I no 1S15 e parcialmente mitigado pelo melhor desempenho operacional. Ajustado de eventos não recorrentes⁽¹⁾, o resultado líquido no 1S16 foi de €517M (+20% vs. €431M no 1S15).

⁽¹⁾Eventos não recorrentes: (i) no 1S15 (+€156M), ganho com a venda de activos de gás à Redexis (+€85M); ganho com a aquisição de uma participação adicional de 50% na central de Pecém I (+€132M) e na contribuição extraordinária do sector energético em Portugal (-€61M). (ii) no 1S16 (-€45M), ganhos de capital obtidos na venda de Pantanal (+€24M); na venda da participação na central Tejo Energia (+€11M), registo de imparidade com o BCP (-€21M) e na contribuição extraordinária do sector energético em Portugal (-€59M).

Investimento Operacional e Financeiro



Invest. Operacional (€ M)	1S16	1S15	Δ %	Δ Abs.
Prod. contratada (P. Ibérica)	13	10	29%	+3
Liberalizado (P. Ibérica)	114	189	-40%	-75
Redes reguladas (P. Ibérica)	148	147	1%	+2
Eólico & Solar	378	322	18%	+57
Brasil	58	45	28%	+13
Outros	13	29	-56%	-16
Grupo EDP	724	741	-2%	-17
Expansão	460	505	-9%	-44
Manutenção	263	237	11%	+27

Investimentos Financeiros Líquidos (€ M)	1S16	1S15	Δ %	Δ Abs.
Investimentos	156	141	11%	+15
Perímetro consolidação EDPR	38	-	-	+38
Brasil - Produção	58	134	-57%	-76
Activos de gás (Ibéria)	44	-	-	+44
Outros	17	7	126%	+9
Desinvestimentos	687	662	4%	+25
Activos de gás (Ibéria)	0	241	-100%	-240
EDP Brasil (Pantanal)	83	-	-	+83
Activos eólicos	585	418	40%	+167
Outros	19	3	481%	+16
Total	(531)	(520)	-2%	-10

Investimento Líquido (€m)	1S16	1S15	Δ %	Δ Abs.
Investimento operacional	724	741	-2%	-17
Investimentos financeiros	84	141	-40%	-57
Rotação de activos na EDPR	(829)	(339)	-145%	-490
Total	(21)	544	-	-565

1T15	2T15	3T15	4T15	1T16	2T16	3T16	4T16
4	7	6	12	2	12		
93	96	79	121	48	65		
69	78	77	153	65	83		
163	159	274	306	89	290		
21	24	25	44	21	37		
14	15	17	(66)	9	4		
362	379	477	570	233	490		
260	244	348	331	127	334		
102	134	129	238	106	157		



O investimento operacional consolidado ascendeu a €724M no 1S16, em grande parte (62%) dedicado a projectos de expansão de nova capacidade hídrica e eólica. O investimento de manutenção subiu 11% (+€27M), para €263M no 1S16, concentrando-se nas actividades de redes reguladas na Pen. Ibérica e no Brasil.

O investimento em capacidade hídrica em construção em Portugal totalizou €71M, no seguimento do comissionamento de algumas centrais hídricas. Durante o 1S16, entraram em operação 2 centrais: Salomonde 2 (207MW) e Baixo Sabor (comissionamento integral com acréscimo de 158MW face ao 1S15). Em Jun-16, a EDP tinha 2 centrais hídricas em construção: central com bombagem Venda Nova III, com início de operação programado para o 4T16 (756MW) e a albufeira Foz-Tua (263MW) com arranque previsto no final de 2016/início de 2017. O investimento em nova capacidade eólica (EDPR) atingiu €378M no 1S16 (dos quais 75% na América do Norte). As adições de capacidade eólica no 1S16 atingiram 134MW, dos quais 120MW no Brasil, 12MW em França e 2 MW em Portugal (repotenciação). A capacidade eólica em construção alcançou os 656MW em Jun-16 (65% nos EUA, 30% no México e 5% na Europa). No Brasil, o investimento ascendeu a €58M no 1S16, maioritariamente destinado à nossa actividade da distribuição.

Os desinvestimentos financeiros líquidos ascenderam a €531M no 1S16. Os desinvestimentos financeiros totalizaram €687M no 1S16, contemplando: i) €585M ao nível da EDPR, incluindo a venda de participações minoritárias em activos eólicos nos EUA, à Fiera Axiom, e na Europa, à EFG Hermes; ii) €83M relativos à venda por parte da EDP Brasil da central do Pantanal (51MW); e iii) €17M relativos à conclusão da venda da participação minoritária na central Tejo Energia. Os investimentos financeiros ascenderam a €156M no 1S16, incluindo a aquisição de participação adicional na Portgás (€44M) e dos contributos de capital da EDPB (€58M) maioritariamente para o projecto de S. Manoel.

Em conclusão, o investimento líquido atingiu -€21M no 1S16 (vs. €544M no 1S15), incluindo €724M de capex, €84M de investimentos financeiros e €829M de recebimentos por operações de rotação de activos pela EDPR (incluindo €272M de suprimentos relativos à transacção de rotação de activos na Europa).

Em perspectiva, a EDP acordou as seguintes transacções cuja conclusão é expectável durante o 2S16: i) venda pela EDPR de participações minoritárias em parques eólicos na Polónia e Itália (€392M); aquisição de activos de distribuição de gás propano liquefeito à Repsol no norte de Espanha (€116M); e iii) aquisição da participação remanescente de 5% na Naturgás (€33M).

FFO & Cash Flow



Fundos Gerados pelas Operações (€ M)	1S16	1S15	Δ %	Δ Abs.
EBITDA	2.067	2.131	-3%	-64
Imposto corrente	(465)	(182)	-156%	-283
Juros financeiros líquidos	(398)	(454)	12%	+56
Resultados de associadas e dividendos	(1)	(14)	91%	+13
Itens não monetários	(59)	(76)	23%	+17
Fundos Gerados pelas Operações (FFO)	1.143	1.405	-19%	-261

Cash Flow Consolidado (€ M) - Método Indirecto	1S16	1S15	Δ %	Δ Abs.
EBITDA	2.067	2.131	-3%	-64
Imposto corrente	(465)	(182)	-156%	-283
Investimento em fundo de maneoio	606	(31)	-	+637
Recebimentos futuros da actividade regulada	851	157	442%	+694
Itens não monetários	(59)	(76)	23%	+17
Outros	(186)	(112)	-67%	-75

Fluxo das Actividades Operacionais	2.208	1.918	15%	+290
Investimento operacional	(724)	(741)	2%	+17
Expansão	(460)	(505)	9%	+44
Manutenção	(263)	(237)	-11%	-27
Var. de fundo de maneoio de fornec. de imobilizado	(409)	(380)	-8%	-29
Investimentos/desinvestimentos (líquidos)	531	520	2%	+11
Juros financeiros líquidos pagos	(391)	(446)	12%	+55
Dividendos recebidos	10	24	-56%	-14
Dividendos pagos	(792)	(740)	-7%	-52
Accionistas	(673)	(672)	0%	-1
Outros	(119)	(68)	-77%	-52
Receb./.(pagamentos) parceiros institucionais EUA	113	37	209%	+77
Variações cambiais	(58)	(266)	78%	+209
Outras variações não operacionais	413	(584)	-	+996
Redução/(Aumento) da Dívida Líquida	901	(658)	-	+1.559

Cash Flow Consolidado (€ M) - Método Directo	1S16	1S15	Δ %	Δ Abs.
Actividades Operacionais				
Recebimentos de clientes	6.796	7.453	-9%	-657
Receb. por venda dos ajustamentos tarifários	1.254	699	79%	+554
Pagamentos a fornecedores e ao pessoal	(5.164)	(5.963)	13%	+800
Pagamentos de rendas de concessão e outros	(505)	(287)	-76%	-217
Fluxo gerado pelas operações	2.382	1.902	25%	+480
Receb./.(pagamentos) de imposto s/ o rendimento	(174)	16	-	-190
Fluxo das Actividades Operacionais	2.208	1.918	15%	+290
Fluxo das Actividades de Investimento	(1.100)	(969)	-14%	-131
Fluxo das Actividades de Financiamento	(932)	(2.173)	57%	+1.241
Variação de caixa e seus equivalentes	175	(1.224)	-	+1.399
Efeito das diferenças de câmbio	108	(20)	-	+128

O FFO diminuiu 19% vs. 1S15, totalizando €1.143M no 1S16, reflexo de (i) um decréscimo de €64M no EBITDA (ver detalhes na página 3); (ii) um aumento de €283M do imposto corrente relativo ao aumento de receitas com maiores montantes de vendas do défice tarifário; e iii) um decréscimo de €56M dos juros financeiros líquidos, reflectindo um custo com a dívida menos oneroso (4,5% no 1S16 vs. 4,7% no 1S15).

O fluxo das actividades operacionais cresceu €290M no período para €2.208M no 1S16 impactado pela contribuição positiva dos recebimentos futuros da actividade regulada, que subiram para €851M, incluindo: i) um decréscimo de €639M vs. Dez-15 proveniente das nossas actividades reguladas em Portugal, incluindo €1,2MM em securitizações no 1S16; e ii) uma redução de €235M vs. Dez-15 e activos regulados das nossas actividades de distribuição no Brasil. Os outros investimentos em fundo de maneoio, totalizaram -€186M no 1S16, incluindo sobretudo um decréscimo nas dívidas a fornecedores, e um aumento dos recebíveis fruto da actividade do Grupo, bem como um ganho de +€61M decorrente da venda de Pantanal no Brasil.

O investimento operacional de expansão totalizou €460M no 1S16, traduzindo os trabalhos de construção de nova capacidade hídrica e eólica. De notar que a variação de fundo de maneoio de fornecedores de imobilizado está maioritariamente relacionada com as actividades de construção e desenvolvimento de projectos de energia renovável na EDPR.

Os desinvestimentos (líquidos) ascenderam a €531M no 1S16, reflectindo essencialmente a venda de participações minoritárias em parques eólicos nos EUA (€279M) e num portfólio de activos na Europa (€550m, dos quais parte reflectido como suprimentos em 'outras variações não operacionais'), a venda de Pantanal pela EDPB (€83M) e a aquisição de participação adicional na Portgás (€44M).

No dia 18 de Maio de 2016, a EDP pagou o seu dividendo anual de €673m (ou €0.185/acção, estável em relação ao ano anterior). De notar que no total de €792M de dividendos pagos no 1S16 estão incluídos montantes pagos a interesses não controláveis, sobretudo ao nível da EDP Renováveis (€37M) e da EDP Brasil (€83M).

Os recebimentos de Parceiros Institucionais reflectem o estabelecimento de uma nova parceria de financiamento nos EUA (parque eólico de 199MW de Waverly; €216M), cujo impacto na dívida líquida foi parcialmente mitigado pela retenção de benefícios fiscais por investidores institucionais (€99M).

As variações cambiais reflectem o impacto de uma apreciação do Real brasileiro face ao Euro de -17%.

Outras variações não operacionais no 1S16 reflectem o impacto de decréscimo de suprimentos (€273M) relacionados com a alienação de participações minoritárias num portfólio de activos na Europa e do aumento de capital na EDP Brasil (€184M).

Em conclusão, a dívida líquida diminuiu €901M vs. Dez-15 para €16,5MM a Jun-16.

Demonstração da Posição Financeira Consolidada



Activo (€ M)	Jun. vs. Dez.		
	Jun-16	Dez-15	Δ Abs.
Activos fixos tangíveis	22.986	22.774	213
Activos intangíveis	5.530	5.525	5
Goodwill	3.377	3.389	-11
Invest. financeiros e activos para venda, líquido	937	1.028	-91
Impostos, correntes e diferidos	788	587	201
Inventários	211	204	7
Clientes, líquido	1.959	1.997	-37
Outros activos, líquido	4.942	5.708	-767
Depósitos colaterais	71	80	-9
Caixa e equivalentes de caixa	1.529	1.245	283
Total do Activo	42.331	42.537	-206
Capital Próprio (€ M)			
	Jun-16	Dez-15	Δ Abs.
Capitais Próprios atribuíveis aos accionistas da EDP	8.713	8.670	43
Interesses não controláveis	4.281	3.452	830
Total do Capital Próprio	12.994	12.121	873
Passivo (€ M)			
	Jun-16	Dez-15	Δ Abs.
Dívida financeira, da qual:	18.677	19.271	-594
<i>Médio e longo prazo</i>	<i>16.426</i>	<i>15.654</i>	<i>773</i>
<i>Curto prazo</i>	<i>2.250</i>	<i>3.617</i>	<i>-1.366</i>
Benefícios aos empregados (detalhe abaixo)	1.802	1.823	-22
Passivo com invest. institucionais (eólico EUA)	1.165	1.165	-0
Provisões	511	506	5
Impostos, correntes e diferidos	1.590	1.312	278
Proveitos diferidos de invest. institucionais	768	791	-23
Outros passivos, líquido	4.824	5.547	-722
Total do Passivo	29.337	30.415	-1.079
Total do Capital Próprio e Passivo	42.331	42.537	-206
Benefícios aos Empregados (€M) (1)			
	Jun-16	Dez-15	Δ Abs.
Pensões (2)	840	883	-43
Actos médicos e outros	962	940	22
Benefícios aos Empregados	1.802	1.823	-22
Receb. Futuros da Actividade Regulada (€ M)			
	Jun-16	Dez-15	Δ Abs.
Portugal - Distribuição e Gás (3)	1.367	2.021	-654
Portugal - Revisibilidade dos CMEC's	252	216	36
Espanha	71	70	1
Brasil	-64	170	-235
Receb. Futuros da Actividade Regulada	1.626	2.477	-851

O montante de **activos fixos tangíveis e intangíveis** aumentou €0,2MM vs. Dez-15, para €28,5MM a Jun-16, reflectindo essencialmente: -€0,8MM de amortizações do período e -€0,2MM devido à combinação da desvalorização do USD face ao EUR (-2%) e à valorização do BRL face ao EUR (17%) entre Dez-15 e Jun-16, que por sua vez foram mitigados pelo investimento operacional do período (€0,5MM). A Jun-16, existiam €2,9MM de imobilizado em curso (10% do total de activos fixos tangíveis e intangíveis), relacionados com investimentos já realizados em redes reguladas, em centrais eléctricas, no desenvolvimento de parques eólicos, em equipamentos ou em direitos de concessão que ainda não estão em operação.

Os **investimentos financeiros e activos detidos para venda** caíram €0,1MM vs. Dez-15, para €0,9MM a Jun-16, reflectindo: a conclusão da venda da central de Pantanal e da nossa posição na central a carvão Tejo Energia, bem como a imparidade registada na nossa participação no BCP. De notar que os investimentos financeiros incluem as nossas participações financeiras ao nível do Brasil em Jari (50%), Cachoeira Caldeirão (50%) e São Manoel (33%); ao nível do grupo na EDP Ásia (50%), empresa detentora de 21% na CEM, REN (3,5%) e BCP (2,0%); e ao nível da EDPR participações financeiras em 350MW em parques eólicos nos EUA e Espanha.

Os **impostos activos (líquidos de passivos), correntes e diferidos**, diminuíram €0,1MM vs. Dez-15, reflexo do aumento do imposto corrente do período, bem como dos passivos resultantes do aumento da venda de défice tarifário em Portugal. O montante em **clientes e outros activos (líquidos)** diminuiu €0,8MM vs. Dez-15 para €6,9MM a Jun-16, traduzindo sobretudo uma redução do valor bruto de recebimentos futuros da actividade regulada do período e as securitizações em Portugal.

O montante total de **activos líquidos da actividade regulada a receber no futuro** caiu €851M vs. Dez-15, para €1,6MM a Jun-16, reflexo de uma diminuição de €618M do montante originado em Portugal e de uma diminuição de €235M do montante procedente do Brasil.

Os **capitais próprios atribuíveis aos accionistas da EDP** mantiveram-se estáveis em €8,7MM a Jun-16, reflectindo essencialmente o resultado líquido gerado no período (+€472M), o impacto positivo da apreciação do BRL vs. EUR, bem como ganhos com a venda de participações minoritárias, parcialmente mitigados com o pagamento anual de dividendos (€673M). Os **interesses não controláveis** aumentaram €0,8MM para €4,3MM a Jun-16, devido à rotação de activos ao nível da EDPR e à subscrição de participações minoritárias de 49% ao nível da EDP Brasil, decorrentes do aumento de capital.

O montante de **passivos relativos a benefícios aos empregados com planos de pensões, actos médicos e outros** (bruto, antes de impostos diferidos) caiu €22M vs. Dez-15 para €1,802M a Jun-16, reflectindo o pagamento recorrente de pensões e despesas com actos médicos no 1S16. O **passivo relativo a parcerias institucionais líquido de proveitos diferidos** manteve-se estável vs. Dez-15 em €1,9MM a Jun-16, reflectindo os benefícios apropriados pelos parceiros institucionais e pela conclusão de mais uma parceria no período (€216M), que foram parcialmente mitigados pela depreciação do USD face ao EUR (-2%).

(1) Bruto de impostos; (2) Pensões incluem a provisão relativa a custos de programas de reestruturação de RH da EDPD (recuperados na tarifa); (3) Desvios tarifários a serem recuperados/(devolvidos) em anos subsequentes através das tarifas na distrib. e comerc. de último recurso de electr. e gás em Portugal.

Dívida Financeira Líquida Consolidada

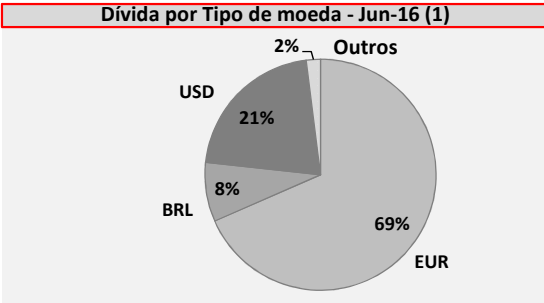
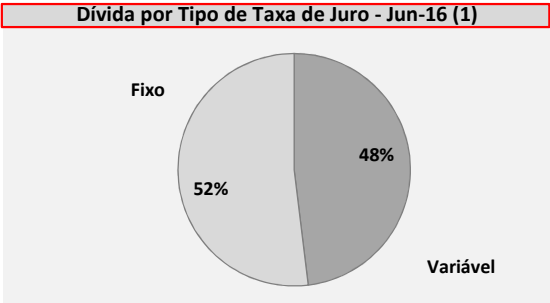
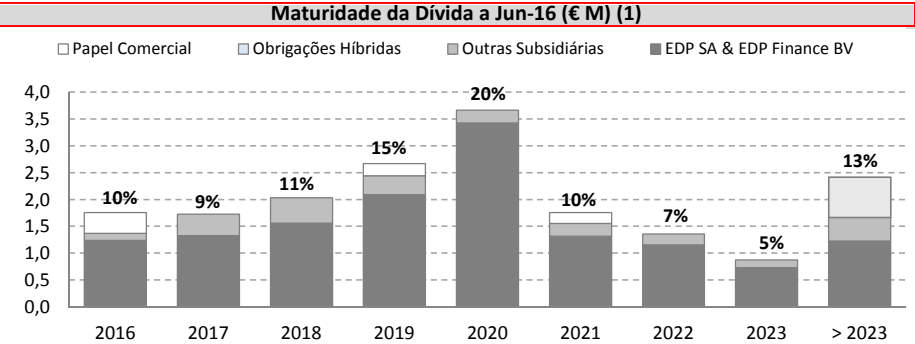


Dívida Financeira Nominal por subsidiária (€M)	Jun-16	Dez-15	Δ %	Δ Abs.
EDP S.A. e EDP Finance BV	15.599	16.157	-3%	-558
EDP Produção & Outros	101	115	-12%	-13
EDP Renováveis	960	1.080	-11%	-120
EDP Brasil	1.570	1.415	11%	155
Dívida Financeira Nominal	18.230	18.767	-3%	-536
Juros da dívida a liquidar	295	332	-11%	-38
"Fair Value"(cobertura dívida)	152	172	-12%	-20
Derivados associados com dívida (2)	(210)	(175)	-20%	-35
Depósitos colaterais associados com dívida	(71)	(80)	11%	9
Ajustamento híbrido (50% classificado como capital)	(381)	(381)	0%	0
Dívida Financeira	18.015	18.635	-3%	-620
Caixa e Equivalentes	1.529	1.245	23%	283
EDP S.A., EDP Finance BV e outros	510	680	-25%	-171
EDP Renováveis	305	299	2%	7
EDP Brasil	714	267	168%	447
Activos financ. ao justo valor atrav. resultados	8	9	-19%	-2
Dívida líquida do Grupo EDP	16.479	17.380	-5%	-901

Linhas de Crédito em Jun-16 (€M)	Montante Máximo	Número de Contrapartes	Montante Disponível	Maturidade
Linha Crédito "Revolving"	3.150	21	3.150	Jun-19
Linha Crédito "Revolving"	500	16	500	Fev-20
Linha Crédito "Revolving"	175	2	175	2016
Linhas Crédito Domésticas	180	8	180	Renovável
Progr. de P Comer. Tomada Firme	100	1	100	2016
Total Linhas Crédito	4.105		4.105	

Ratings da Dívida	S&P	Moody's	Fitch
EDP SA & EDP Finance BV	BB+/Positive/B	Baa3/Stable/P3	BBB-/Stab/F3
Último Relatório de Rating	14/10/2015	12/02/2016	05/11/2015

Rácios de Dívida	Jun-16 (3)	Dez-15
Dívida Líquida / EBITDA	4,3x	4,4x
Dívida Líquida / EBITDA ajustado de activos regulatórios	3,8x	3,8x



A **dívida financeira** da EDP é emitida essencialmente ao nível da ‘holding’ (EDP S.A. e EDP Finance B.V.) através dos mercados de dívida e de empréstimos bancários. A manutenção do acesso a fontes diversificadas de financiamento e assegurar as necessidades de refinanciamento com 12-24 meses de antecedência são princípios que continuam a fazer parte da estratégia de financiamento da empresa. Em Fev-16, a Moody’s manteve a notação de rating da EDP em “Baa3” com Outlook ‘Estável’. Esta afirmação do rating da EDP ocorreu no seguimento da revisão do rating da EDP e de outras empresas Europeias do sector ao clima de mercado, reflectindo a menor exposição da EDP ao risco de diminuição de preços da electricidade, bem como a sua flexibilidade financeira.

No que se refere às **principais operações de reembolso e refinanciamento**, em Fev-16 a EDP reembolsou €750M respeitantes a uma obrigação com cupão de 5,875%, na maturidade. Em Mar-16, a EDP emitiu um empréstimo obrigacionista de €600M, com vencimento em Mar-23, e cupão de 2,375%. Esta emissão está em linha com a política financeira do grupo de alargar o prazo médio da dívida e evidenciar a flexibilidade financeira do grupo. Em Jun-16 a EDP reembolsou €500M respeitantes a uma obrigação com cupão de 4,625%.

Em Jun-16, a **maturidade média da dívida** era de 4,8 anos (excluindo a obrigação híbrida). O peso da dívida angariada através dos mercados de capitais atingiu 69% enquanto o remanescente da dívida foi angariado essencialmente através de empréstimos bancários. As necessidades de refinanciamento no 2S16 ascenderam a €1,6MM incluindo: i) €1,0MM de empréstimos obrigacionistas com vencimento em Set-16 e ii) €0,6MM de outras linhas de crédito com vencimento ao longo do ano. As necessidades de refinanciamento totalizam €1,3MM em 2017 e 1,5MM em 2018 consistindo na sua maioria em empréstimos obrigacionistas. O montante em caixa e linhas de crédito disponíveis totalizava €5,6MM a Jun-16. Esta posição de liquidez permite à EDP cobrir as suas necessidades de refinanciamento para além de 2018.

(1) Valor Nominal, incluindo 100% da obrigação híbrida; (2) Derivados relacionados com net investment e fair-value de cobertura de dívida; (3) Com base num EBITDA dos últimos 12 meses de €3.860M e classificação da obrigação híbrida como capital em 50%.



Áreas de Negócio

Balanço Eléctrico (TWh)	Portugal			Espanha			Península Ibérica		
	1S16	1S15	Δ%	1S16	1S15	Δ%	1S16	1S15	Δ%
Hidroeléctrica	11,2	5,5	103%	27,2	19,2	42%	38,5	24,8	55%
Nuclear	-	-	-	27,6	27,2	1%	27,6	27,2	1%
Carvão	4,5	6,4	-30%	10,0	21,5	-53%	14,5	28,0	-48%
CCGT	1,7	1,6	5%	9,1	10,8	-16%	10,8	12,4	-13%
Fuel/gas/diesel	-	-	-	-	-	-	-	-	-
(-) Bombagem	(0,7)	(0,7)	11%	(3,5)	(2,5)	41%	(4,2)	(3,2)	34%
Regime Convencional	16,7	12,9	29%	70,4	76,2	-8%	87,1	89,1	-2%
Eólica	7,0	6,0	16%	28,6	27,3	5%	35,7	33,3	7%
Outras	5,0	4,8	6%	21,4	22,0	-3%	26,5	26,7	-1%
Regime Especial	12,1	10,8	12%	50,1	49,3	2%	62,1	60,1	3%
Importação/(exportação)	(4,1)	1,1	-	3,1	(1,9)	-	(1,0)	(0,9)	10%
Consumo Referido à Emissão	24,7	24,7	-0,3%	123,6	123,6	-0,0%	148,3	148,4	-0,1%
Corrigido temperatura, dias úteis			0,5%			0,1%			n.a.

Procura de Gás (TWh)	Portugal			Espanha			Península Ibérica		
	1S16	1S15	Δ%	1S16	1S15	Δ%	1S16	1S15	Δ%
Procura convencional	20,4	21,4	-5%	136,1	134,8	1%	156,5	156,2	0%
Procura para produção electricidade	3,6	3,5	4%	22,7	26,5	-14%	26,3	30,0	-12%
Procura Total	24,0	24,8	-3%	158,8	161,4	-2%	182,8	186,2	-2%

A procura de electricidade na P. Ibérica permaneceu relativamente estável no 1S16 face ao 1S15 (-0,1%), no seguimento de uma redução moderada no 1T16 (-1,3%). Em Espanha (83% do total), a procura ajustada de temperatura e dias úteis manteve-se estável (+0,1% no 1S16 vs. 1S15). Em Portugal (17% do total), a procura ajustada de temperatura e dias úteis foi 0,5% superior no 1S16 face ao 1S15.

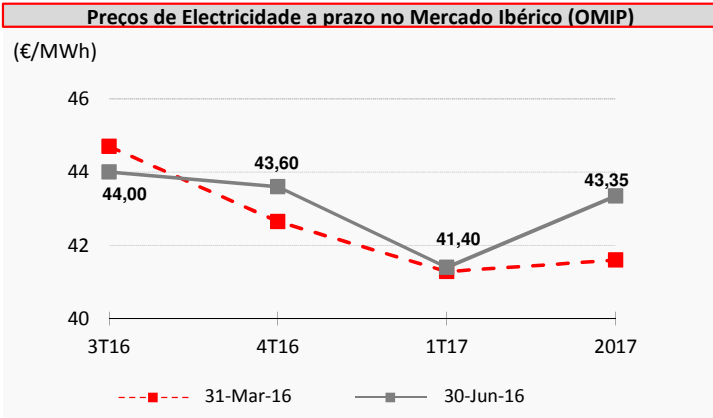
A capacidade instalada na P. Ibérica cresceu 1% no 1T16 (+1,2GW), essencialmente suportada pela adição de nova capacidade hídrica (+0,4GW em Portugal; +0,9GW em Espanha) e, de forma menos significativa, pelo novo regime especial de capacidade na P. Ibérica (maioritariamente eólica). Este acréscimo foi parcialmente compensado pelo encerramento de centrais de cogeração em Espanha.

A procura residual térmica (PRT) caiu 37% (-15TWh) no 1S16 face ao 1S15, suportada por: i) aumento de 13TWh face ao 1S15 na produção hídrica (líquido de bombagem), resultante do tempo muito seco (hidraulicidade em Portugal 68% acima da média e em Espanha +50%); (ii) 2TWh de acréscimo na produção eólica decorrente de recursos ligeiramente superiores no 1S15 (13% acima da média do ano em Portugal). A produção de energia nuclear manteve-se relativamente estável, bem como as exportações líquidas. Desta forma, a produção a carvão caiu 48% face ao 1S15 (-13TWh) e a nas CCGT caiu 13% face ao 1S15 (-1,6TWh). De modo geral, os recursos hídricos e eólicos mais fortes substituíram a capacidade térmica no 1S16, conduzindo a um decréscimo do factor médio de utilização tanto no carvão (-25pp face ao 1S15 para 29%) como nas CCGT (-1pp face ao 1S15 para 9%).

O preço médio à vista em Espanha desceu 36% no 1S16 vs. 1S15, para €30/MWh, tanto em Espanha como em Portugal. O preço médio de CO₂ caiu 21% no 1S16 face a 1S15, para €5,7/ton no 1S16. O preço médio final de electricidade em Espanha sofreu uma queda de 37% para 39€/MWh no 1S16. A diferença entre o preço final de electricidade e o preço da pool é essencialmente explicada pela modulação horária e contribuição do mercado de restrições, serviços de sistema e garantia de potência.

No mercado de gás da P. Ibérica, o consumo caiu 2% no 1S16 face ao 1S15, devido a uma queda no consumo de gás para produção de electricidade de 12% no 1S16 face ao 1S15, provocada por um factor de utilização inferior ao nível das CCGTs. A procura convencional permaneceu estável no 1S16 vs. 1S15 (86% do consumo total).

Capacidade Instalada Electricidade (GW)	Península Ibérica		
	1S16	1S15	Δ%
Hídrica	23,5	22,2	6%
Nuclear	7,0	7,0	-
Carvão	11,3	11,7	-3%
CCGT	28,8	28,6	1%
Fuel/gas/diesel	0,5	0,8	-37%
Regime Convencional	71,1	70,3	1%
Eólica	28,1	27,8	1%
PRE's (outras)	20,2	20,0	1%
Regime Especial	48,3	47,9	1%
Total	119,4	118,2	1%



Factores Chave	1S16	1S15	Δ%
Coef. hidraulicidade (1,0 = ano médio)			
Portugal	1,68	0,75	124%
Espanha	1,50	0,70	114%
Coef. eolicidade (1,0 = ano médio)			
Portugal	1,13	1,06	7%
Preço de elect. à vista, €/MWh (1)			
Portugal	29,7	47,2	-37%
Espanha	30,1	47,1	-36%
Preço final elect. à vista, €/MWh (1) (2)			
Espanha	38,9	61,8	-37%
Direitos de emissão de CO ₂ , €/ton (1)	5,7	7,2	-21%
Carvão (API2 CIF ARA), USD/t (1)	46,9	59,8	-22%
Gás NBP, €/MWh (1)	13,5	21,5	-37%
Brent, USD/Barril (1)	39,7	57,9	-31%
EUR/USD (1)	1,12	1,12	0%

Produção Contratada L.P. no Mercado Ibérico: CAE/CMEC e Reg. Especial



DR Operacional (€ M)	1S16	1S15	Δ %	Δ Abs.
Receitas CAE/CMEC	398	522	-24%	-125
Receitas no mercado (i)	305	423	-28%	-117
Desvio anual (ii)	85	104	-19%	-19
Acréscimo de proveitos CAE/CMECs (iii)	7	(4)	-	+12
Custos Directos: CAE/CMEC	117	162	-28%	-45
Carvão	63	107	-41%	-44
Fuel	1	1	49%	+0
CO2 e outros custos (líquidos)	52	54	-4%	-2
Margem Bruta CAE/CMEC	281	360	-22%	-79
Térmica (cogeração) (1)	3	7	-57%	-4
Mini-hídricas	45	20	128%	+25
Margem Bruta Regime Especial	48	27	80%	+22
Custos Operacionais Líquidos (2)	55	65	-16%	-11
EBITDA	275	322	-15%	-47
Amortizações & provisões líquidas	64	78	-17%	-14
EBIT	210	244	-14%	-34
Em Res. Financ.: Ganhos Hedging (Liq.) (3)	(14)	3	-	-17
Empregados (#)	1.057	1.138	-7%	-81

CAE/CMEC: Dados-chave	1S16	1S15	Δ %	Δ Abs.
Disponibil. Real/Contratada				
Hídrica	1,05	1,04	1%	+0,0
Carvão	1,06	1,07	-1%	-0,0
Capacidade Instalada (MW)	3.843	4.470	-14%	-627
Hídrica	2.663	3.290	-19%	-627
Carvão	1.180	1.180	-	-
Output (GWh)	8.620	7.791	11%	+829
Hydro	5.316	3.063	74%	+2.253
Coal	3.304	4.728	-30%	-1.424

Regime Especial: Dados-chave	1S16	1S15	Δ %	Δ Abs.
Produção de Electricidade (GWh)	573	397	44%	+176
Mini-hídricas Portugal	473	227	108%	+245
Térmica em Portugal	100	102	-1%	-1
Térmica em Espanha (1)	-	68	-	-
Margem Bruta Média (€/MWh)				
Mini-hídricas Portugal	96	88	9%	+8
Térmica em Portugal	30	23	30%	+7
Térmica em Espanha (1)	-	56	-	-

Investimento Operacional (€M)	1S16	1S15	Δ %	Δ Abs.
Produção PPA/CMEC	13	9	38%	+4
Regime Especial	0	1	-80%	-1
Total	13	10	29%	+3

O EBITDA da produção contratada de L.P. caiu 15% (-€47M face ao 1S15), para €275M no 1S16, impactado pela transferência de 8 centrais hídricas para o mercado liberalizado, em função do término dos respectivos PPAs (margem bruta de €41m no 1S15). Estas centrais têm capacidade instalada de 627MW e uma produção anual de 1,7TWh (num ano hídrico médio).

A margem bruta de CAE/CMEC desceu 22% face ao 1S15, para €281M no 1S16, como resultado do término dos PPAs acima referidos em Dez-15 e da depreciação da base de activos num contexto de inflação muito baixo e resultados adversos com o abastecimento de combustíveis, decorrente da queda dos preços de mercado de CO₂ e combustíveis entre o momento da aquisição e do consumo. Note-se que em resultado da nossa estratégia de cobertura de risco decorrente destas variações através de produtos derivados, este impacto é compensado ao nível de resultados financeiros.

O desvio anual entre a margem bruta implícita nos pressupostos dos CMEC e nas actuais condições de mercado ascendeu a €85M no 1S16. Este montante será recuperado nos próximos 24 meses através das tarifas de acesso. O desvio nas centrais hídricas ascendeu a €31M no 1S16, uma vez que a maior produção (46% acima da referência CMEC) devido à hidraulicidade 68% acima de um ano hídrico médio, foi mitigada por um preço médio realizado 45% abaixo da referência do CMEC e um impacto negativo da baixa inflação. Por sua vez, a margem bruta total da central a carvão de Sines ficou €54M abaixo da referência CMEC no 1S16, reflexo de uma produção e margem média unitária inferior à referência CMEC, em 18% e 20%, respetivamente.

A margem bruta no regime especial aumentou €22M face ao 1S15, para €48M no 1S16, em consequência do aumento em 108% na produção mini-hídrica, suportado pelos recursos hídricos.

Os custos operacionais líquidos⁽²⁾ caíram 16% face ao 1S15, para €55M no 1S16, reflexo da transferência para o nosso portfolio de mercado da capacidade hídrica cujos PPAs terminaram em 2015 e de efeitos sazonais favoráveis.

As amortizações líquidas e provisões ascenderam a €64M no 1S16, reflectindo uma menor base de activos PPA/CMEC.

O investimento operacional na produção contratada de L.P. aumentou €3M no 1S16 face ao 1S15, situando-se em €13M, largamente explicado por trabalhos programados de manutenção na central de Sines.

NOTA EXPLICATIVA DOS CAE/CMEC

Em Jul-07 os contratos de longo prazo que a EDP tinha com o sistema regulado de electricidade de Portugal (CAE) foram substituídos pelo sistema financeiro CMEC (Custo de Manutenção de Equilíbrio Contratual) para conciliar: (1) a preservação do VAL dos CAE, baseado num retorno real antes de impostos de 8,5% sobre activos, e uma margem bruta contratada estável nos próximos 10 anos e (2) a necessidade de aumentar a liquidez do mercado grossista ibérico de electricidade. Ao nível de resultados, a margem bruta total resultante do novo sistema CMEC deverá manter o perfil dos antigos CAE nos próximos 10 anos.

Em relação ao detalhe da margem bruta em CAE/CMEC existem 3 componentes:

- (i) Receitas em Mercado, resultante das vendas de electricidade em mercado, incluindo serviços de sistema e garantia de potência;
- (ii) Desvio Anual ("revisibilidade"), equivalente à diferença entre os pressupostos iniciais dos CMECs (outputs, preços de mercado e custos de combustíveis) e os valores verificados. Este desvio é pago/recebido através das tarifas até dois anos após a ocorrência.
- (iii) Acréscimo de proveitos CAE/CMEC, reflectindo as diferenças no período entre CAE e CMEC, conforme assumido no início do sistema (Julho de 2007).

(1) Com efeitos a 1 de Janeiro de 2016, a cogeração e resíduos abrangidos no Regime Especial em Espanha são reportados nas Actividades Liberalizadas na Ibéria.

(2) Custos Operacionais Líquidos = Custos Operacionais (FSE + Custos c/ Pessoal + Custos c/ benefícios Sociais) + Outros custos operac. (Liq.); (3) Inclui um custo realizado de €16M em 2016 e de €1M em 2015;

Actividades Liberalizadas no Mercado Ibérico



DR Operacional (€ M)	1S16	1S15	Δ %	Δ Abs.
Margem Bruta	633	433	46%	+200
Produção de electricidade	452	280	61%	+172
Portugal	275	133	106%	+142
Espanha	193	151	28%	+42
Ajustamentos	(16)	(5)	255%	-12
Comercialização de electricidade	130	120	8%	+10
Comercialização de gás	43	35	23%	+8
Ajustamentos	9	(1)	-	+10
Custos Operacionais Líquidos (1)	266	250	6%	+16
EBITDA	367	183	100%	+184
Provisões	(25)	(1)	1991%	-23
Amortizações e imparidades	117	100	17%	+17
EBIT	274	84	227%	+190

Performance Electricidade	1S16	1S15	Δ%	1S16	1S15	Δ%
	Produção (GWh)			Custo Variável (€/MWh) (2)		
Produção Electricidade	10.398	8.727	19%	15,9	28,7	-45%
Compras de Electricidade	18.800	17.546	7%	37,6	56,3	-33%
Fontes de Electricidade	29.198	26.273	11%	30,7	48,0	-36%
	Vendas Electric. (GWh)			Preço Médio (€/MWh) (3)		
Perdas na Rede	596	613	-3%	n.a.	n.a.	-
Clientes Finais - Retalho	18.248	16.980	7%	60,0	64,4	-7%
Mercado Grossista	10.354	8.681	19%	39,6	59,5	-33%
Destinos de Electricidade	29.198	26.273	11%	51,6	61,2	-16%

Margem Bruta Electricidade (€ M)	1S16	1S15	Δ%	Δ Abs.
Antes de Coberturas (€/MWh)	20,9	13,2	59%	+7,7
Proveniente de Coberturas (€/MWh) (4)	(2,1)	0,2	-	-2,3
Margem Unitária (€/MWh)	18,8	13,3	41%	+5,4
Volume Total (TWh)	29,2	26,3	11%	+2,9
Fontes & Destinos Electricidade	548	351	56%	+198
Outros (5)	34	49	n.a.	-15
Total	582	400	46%	+182

Destinos de Gás (TWh)	1S16	1S15	Δ%	Δ Abs.
Consumo em centrais térmicas EDP	2,5	2,7	-8%	-0,2
Vendido no mercado grossista de gás	6,2	8,5	-27%	-2,3
Vendido a Clientes Finais - Merc. Livre	6,4	7,3	-12%	-0,9
Total	15,1	18,4	-18%	-3,3

O EBITDA das actividades liberalizadas subiu €184M face ao 1S15, para €367M no 1S16, suportado por um custo médio de geração mais baixo, devido a uma forte recuperação nos recursos hídricos e produção (peso de 64% no mix de geração no 1S16 vs. 35% em 1S15); e por um aumento dos resultados com gestão de energia, na sequência de um contexto de preços baixos e com grande volatilidade no 1S16.

Com o término dos PPAs de 8 centrais hídricas em Dez-15, 627MW de capacidade hídrica foram transferidos do portfólio de Produção Contratada L.P. (1,4TWh in 1S15) para o portfólio de Produção Liberalizada, com €41M de margem bruta no 1S15.

A margem bruta no negócio de electricidade subiu 46% no 1S16, para €583M, suportado por um acréscimo da margem média unitária (aumentou de €13,3/MWh no 1S15 para €18,0/MWh no 1S16) e nos volumes vendidos (+11% face ao 1S15).

Margens ⁽²⁾⁽³⁾: A margem média antes de coberturas melhorou em €8/MWh no 1S16, para €21/MWh, sobretudo alavancada por um mix menos oneroso nas origens da electricidade vendida. O custo médio da electricidade vendida desceu 36% face ao 1S15, para €31/MWh no 1S16, suportado por um custo médio de produção mais baixo (-45% face ao 1S15, resultado da maior contribuição hídrica) e de um custo médio de electricidade comprada mais baixo, consequência de preços mercado mais baixos no período. O preço médio da electricidade vendida desceu 16% no 1S16, devido: (i) o preço médio de venda a clientes finais decresceu 7%, em função de custos de electricidade mais baixos; e (ii) o preço médio de venda em mercado grossista desceu 33% (reflectindo a descida dos preços no mercado à vista).

Volumes: O volume vendido cresceu 11% para 29TWh no 1S16, reflexo do acréscimo de electricidade vendida a clientes finais (+7%) e no mercado grossista (+19%). A nossa produção satisfaz 57% do total das vendas a clientes finais.

Os custos operacionais líquidos⁽¹⁾ aumentaram 6% face ao 1S15 (+€16M), reflectindo a expansão do nosso portfólio hídrico (novas adições de capacidade e capacidade transferida do portfólio de Produção Contratada L.P.).

O nosso abastecimento de gás em 2016 baseia-se num portfólio anual de 3,6bcm afecto a contratos de longo prazo. No 1S16, o volume de gás consumido caiu 18%, devido à diminuição das horas de produção das nossas CCGTs, escassas oportunidades de arbitragem no mercado grossista e queda de volume vendido a clientes.

A EDP está a adaptar a sua estratégia de coberturas às actuais condições de mercado, fazendo uso da flexibilidade proporcionada pela gestão integrada de operações de electricidade e gás no mercado ibérico. Assim, a EDP maximizou o consumo de gás na produção de electricidade, na venda de gás em mercados grossista/retalhista, tendo já fechado margem para cerca de 95% do gás comprometido em 2016. De igual forma a EDP fechou posição para toda a produção a carvão esperada em 2016. Paralelamente, a EDP fechou vendas de electricidade a clientes finais c34TWh, com um preço médio c€55/MWh em 2016 (excluindo vendas com preço indexado ao preço da pool).

(1) Custos Operacionais Líquidos = Custos Operacionais (Forn. e serv. externos + Custos com Pessoal + Custos com benef. Sociais) + Outros custos operac. (Liq.); (2) Inclui custos com combustíveis, custos com CO2 líquido de licenças gratuitas, resultados de coberturas, custos de sistema; (3) Inclui preço de venda líquido de tarifa de acesso, serviços de sistema; (4) Inclui resultados de cobertura de electricidade;

(5) Inclui garantia de potência, serviços prestados e outros.

Produção Liberalizada no Mercado Ibérico



DR Operacional (€ M)	1S16	1S15	Δ%	Δ Abs.
Margem Bruta	452	280	61%	+172
Portugal	275	133	106%	+142
Espanha	193	151	28%	+42
Ajustamentos	(16)	(5)	255%	-12
Fornecimentos e serviços externos	35	31	10%	+3
Custos com pessoal	26	25	2%	+0
Custos com benefícios sociais	-	0	-	-0
Outros custos operacionais (líq.)	87	85	3%	+2
Custos Operacionais Líquidos (1)	147	141	4%	+6
EBITDA	305	139	119%	+166
Provisões	1	(2)	-	+2
Amortizações e imparidades	112	96	17%	+16
EBIT	192	44	331%	+147
Empregados (#)	588	586	0%	+2

Dados-chave	1S16	1S15	Δ%	Δ Abs.
Produção Electricidade (GWh)	10.428	8.747	19%	+1.681
CCGT	1.017	1.086	-6%	-69
Carvão	2.102	4.030	-48%	-1.928
Hidroeléctrica	6.693	3.085	117%	+3.608
Nuclear	560	546	3%	+14
Cogeração e Resíduos (2)	57	-	-	57
Custos Variáveis (€/MWh) (3)	15,9	28,7	-45%	-12,8
CCGT	66,0	80,8	-18%	-14,8
Carvão	31,1	35,5	-12%	-4,4
Hidroeléctrica	3,6	5,6	-36%	-2,0
Nuclear	5,1	4,6	10%	+0,4
Cogeração e Resíduos (2)	106,2	-	-	-
Factores de Utilização (%)				
CCGT	6%	7%	-	0p.p.
Carvão	39%	63%	-	-24p.p.
Hidroeléctrica	43%	29%	-	14p.p.
Nuclear	82%	81%	-	2p.p.
Emissões CO2 (M. ton.)				
Total de emissões (4)	2,0	3,8	-46%	-1,7

Investimento Operacional (€ M)	1S16	1S15	Δ%	Δ Abs.
Expansão	79	164	-52%	-85
Manutenção	29	19	51%	+10
Total	108	183	-41%	-75

As nossas actividades de produção em mercado e de comercialização são geridas de forma integrada, uma vez que a nossa produção é maioritariamente vendida às nossas unidades de comercialização a preços fixos.

O nosso portfólio de geração convencional na P. Ibérica cresceu 10% face ao 1S15, para 8.664MW em Jun-16, reflectindo: i) o arranque de exploração comercial em Salomonde 2 (207MW no 1Q16), o comissionamento integral de Baixo Sabor (+158MW face ao 1S15); ii) o encerramento de Soto 2 no 1T16 (239MW); e iii) a transferência em Jan-16 de 8 centrais hídricas (627MW, 'centrais ex-PPA'), para o portfólio de mercado, no seguimento do final dos PPAs respectivos.

A **produção** das nossas centrais de geração (não ajustada de volumes de bombagem) subiu 19% no 1S16, sobretudo devido ao forte aumento na produção hídrica como consequência de maiores recursos hídricos e da contribuição de 'centrais ex-PPA', em Jan-16 (1,4TWh output in 1S16). A subida na produção hídrica foi parcialmente compensada por menor produção nas centrais a carvão (-1,9TWh). O **custo médio de produção** desceu 45%, em termos homólogos, para €16/MWh no 1S16, suportado pelo aumento do peso no mix de produção da tecnologia hídrica, mais barata: 64% do total da geração no 1S16 vs. 35% no 1S15.

Carvão: A **produção** caiu 48% no 1S16, afectada pelos fortes recursos hídricos e eólicos na P. Ibérica no trimestre. O **factor médio de utilização** caiu 24p.p., para 39% no 1S16. O **custo médio da produção** decresceu 12%, para €31/MWh, em particular devido a um menor custo do carvão e CO₂.

CCGTs: A **produção** diminuiu 6% no 1S16, no contexto de uma menor procura térmica, devido aos fortes recursos hídricos e eólicos que caracterizaram o período. O factor médio de utilização permaneceu relativamente estável. O **custo médio de produção** caiu 18% face ao 1S15, para €66/MWh no 1S16, suportado por uma diminuição dos custos fixos e variáveis de gás.

Hídrica e nuclear: A produção hídrica aumentou 117% no 1S16 (+3,6GWh), devido à contribuição das centrais ex-PPA (1,4TWh), a contribuição da nova capacidade hídrica e os fortes recursos hídricos, particularmente no Norte/Centro de Portugal. O **custo médio de produção hídrica** caiu de €5,6/MWh no 1S15 para €3,6/MWh no 1S16, reflectindo uma maior diluição dos custos da actividade de bombagem num contexto de altos níveis de reservas hídricas. A nossa participação de 15,5% na produção nuclear da central de Trillo correspondeu a um factor médio de utilização de 82% no 1S16, no seguimento de períodos de paragem programada.

Os **custos operacionais líq.**⁽¹⁾ subiram €6M face ao 1S15, para €147M no 1S16, reflectindo essencialmente maiores custos com fornecimentos e serviços externos devido ao crescimento do portfolio (nova capacidade hídrica e transferência de 'centrais ex-PPA').

As **amortizações líquidas aumentaram** €16M, para €112M, impactadas pelas adições de capacidade.

O **investimento operacional** caiu €75M face ao 1S15, para €108M no 1S16, suportado pela diminuição do investimento operacional de expansão dedicado à nova capacidade hídrica em Portugal, no seguimento da entrega de nova capacidade. Mesmo assim, a maioria da capacidade ainda é dedicada a Portugal. O investimento operacional de manutenção aumentou €9M no 1S16 face ao 1S15, para €28M, reflectindo trabalhos de manutenção na central de Aboño 2. A Jun-16, a EDP tem ainda 2 centrais hídricas em construção: Venda Nova 3, com arranque previsto para o 4T16 e Foz-Tua, com data de arranque esperada para o final de 2016/início de 2017. Também é importante fazer menção aos investimentos em DeNOx feitos pela EDP: como parte dos planos de investimento, Aboño 2 registou uma paragem programada de cerca de 1 mês e é expectável que Soto 3 efectue uma paragem de cerca de 1 mês no 4T16.

(1) Custos Operacionais Líquidos = Custos Operacionais (FSE + Custos c/ Pessoal + Custos c/ benefícios Sociais) + Outros custos operac. (Líq.); (2) Com efeitos a 1 de Janeiro de 2016, a cogeração e resíduos abrangidos no Regime Especial em Espanha são reportados nas Actividades Liberalizadas. (3) Inclui custos de combustível, emissão e licenças gratuitas de CO2, resultados de hedging; (4) Inclui emissões de CO2 pela central de Aboño, que queima gases siderúrgicos.

Comercialização Liberalizada de Electricidade e Gás no Mercado Ibérico



DR Operacional (€ M)	Comercialização em Espanha			
	1S16	1S15	Δ%	Δ Abs.
Margem Bruta	64	69	-8%	-6
Fornecimentos e serviços externos	34	29	17%	+5
Custos com pessoal	6	6	-1%	-0
Custos com benefícios sociais	0	0	-48%	-0
Outros custos operacionais (líq.)	15	17	-14%	-2
Custos Operacionais Líquidos (1)	55	52	5%	+2
EBITDA	9	17	-47%	-8
Provisões	(25)	0	-	-25
Amortizações e imparidades	1	1	-23%	-0
EBIT	33	15	118%	+18

DR Operacional (€ M)	Comercialização em Portugal			
	1S16	1S15	Δ%	Δ Abs.
Margem Bruta	101	84	20%	+17
Fornecimentos e serviços externos	49	40	23%	+9
Custos com pessoal	7	6	8%	+0
Custos com benefícios sociais	0	-	-	+0
Outros custos operacionais (líq.)	10	11	-16%	-2
Custos Operacionais Líquidos (1)	65	57	14%	+8
EBITDA	37	27	34%	+9
Provisões	(0)	0	-	-0
Amortizações e imparidades	4	3	33%	+1
EBIT	33	25	35%	+8

Dados-chave	1S16	1S15	Δ%	Δ Abs.
Comercialização em Espanha				
Electricidade - Mercado livre				
Volume Vendido (GWh)	8.101	7.274	11%	+827
Quota de Mercado (%)	9%	8%	-	1p.p.
Clientes (mil)	813	744	9%	+69
Electricidade - Último recurso				
Volume Vendido (GWh)	249	261	-4%	-12
Clientes (mil)	232	243	-5%	-11
Gás - Mercado livre & Último recurso				
Volume Vendido (GWh)	10.264	13.377	-23%	-3.113
Quota Mercado (%) (2)	3%	3%	-	0p.p.
Clientes (mil)	843	831	1%	+12
Comercialização em Portugal				
Electricidade - Mercado livre				
Volume Vendido (GWh)	9.097	8.653	5%	+444
Quota de Mercado (%) (3)	45%	45%	-	0p.p.
Clientes (mil)	3.904	3.460	13%	+444
Gás em Portugal - Mercado livre				
Volume Vendido (GWh)	2.382	2.394	0%	-12
Quota Mercado (%) (2) (4)	n.a.	11%	-	-
Clientes (mil)	551	452	22%	+99
Investimento Operacional (€ M)	5	6	-3%	-0
Empregados (#)	357	327	9%	+30

As nossas actividades de fornecimento de electricidade e gás em Portugal e Espanha estão integradas numa plataforma única de energia, o que permite a existência de uma estrutura comercial ágil e competitiva. As subsidiárias do Grupo EDP que operam neste segmento de negócio têm contratos intra-grupo para abastecimento de electricidade e gás com as nossas áreas de produção e 'trading' de energia.

Comercialização de Energia em Espanha

A **margem bruta das nossas actividades de comercialização em Espanha** caiu €6M face ao 1S15, para €64M no 1S16, influenciada por menores ganhos com as actividades de trading de gás.

O **volume de electricidade** vendido no mercado livre aumentou 11% no 1S16 face ao 1S15, devido à expansão de 9% do portfólio de clientes. A quota de mercado (incluindo apenas volume de retalho) aumentou 1pp face ao 1S15, para 9% no 1S16.

O **volume de gás** vendido caiu 23% para 10TWh no 1S16, reflexo da estratégia da EDP de enfoque nos segmentos mais atractivos e condições meteorológicas mais amenas. A quota de mercado (incluindo apenas volume de retalho) manteve-se estável face ao 1S15, em 3% no 1S16.

Os **custos operacionais líquidos** aumentaram €2M no 1S16, para €55M, reflectindo custos superiores com serviços a clientes devido ao crescimento do portefólio.

O **EBIT** no 1S16 foi ainda influenciado positivamente por uma reversão de provisões realizadas em 2013 e 2014 para efeitos de contingências fiscais.

Comercialização de Energia em Portugal

Evolução do Mercado – O forte ritmo de passagem de clientes para o mercado livre em 2014/15 está reflectido da situação corrente: no final de Mai-16 o número de clientes no mercado livre tinha subido para mais de 4,5 milhões, elevando o consumo total no mercado livre a 91% do consumo total.

A **margem bruta da EDP na actividade de comercialização em Portugal** subiu 20% (+€17M face ao 1S15), para €101M no 1S16, impulsionada por um acréscimo do volume comercializado de electricidade e gás e uma maior penetração dos serviços de energia.

O **volume de electricidade** fornecido a clientes EDP no mercado livre em Portugal cresceu 5% face ao 1S15, para 9,1TWh no 1S16, impulsionado pela expansão de 13% da base de clientes. A quota de mercado no mercado livre permaneceu relativamente estável face ao período homólogo, em 45% em Mai-16 (de acordo com a informação mais recente disponível pela ERSE).

O **volume de gás** comercializado a clientes EDP em Portugal manteve-se estável, em 2,4TWh no 1S16. O forte ritmo de liberalização da distribuição de gás, conjugado com o sucesso da nossa oferta dual (electricidade + gás) junto de clientes residenciais, conduziu a uma subida no número de clientes para 551 mil em Jun-16, correspondendo a +99 mil face ao 1S15. A nossa quota de mercado em Jun-15 correspondia a 11% (de acordo com os dados mais recentes da ERSE).

Os **custos operacionais líquidos**⁽¹⁾ subiram €8m face ao 1S15, para €65m no 1S16, reflexo da expansão do portfólio (maiores custos com serviços a clientes como sejam call centers, facturação, provisionamento) e aumento do peso de clientes residenciais no portefólio.

(1) Custos Operacionais Líquidos = Custos Operac. (Forn. e serv. externos + Custos com Pessoal + Custos com benef. Sociais) + Outros Custos Operacionais líquidos

(2) Quota de mercado no mercado retalhista (exclui vendas grossistas); (3) Dados a Mai-16; (4) Com base na informação disponível mais recente: Jun-15.

EDP Renováveis: Performance Financeira



Demonst. de Resultados	EDP Renováveis (€ M)			
	1S16	1S15	Δ %	Δ Abs.
Margem Bruta	785	688	14%	+97
Forn. e serviços externos	142	133	7%	+9
Custos com Pessoal	45	39	16%	+6
Outros custos operac. (líq.)	(50)	(31)	63%	-19
Custos Operacionais Líq. (1)	137	141	-3%	-4
EBITDA	648	548	18%	+101
Provisões	1	(0)	-	+1
Amortizações e imparidades	294	255	15%	+38
EBIT	354	292	21%	+61
Resultados financeiros	(179)	(149)	20%	-30
Resultados em associadas	(3)	6	-	-9
Resultados Antes de Impostos	172	149	15%	+23

Opex Performance	1H16	1H15	Δ %	Δ Abs.
Core Opex/MW Médio (€mil) (2)	20,3	21,3	-4%	-1
Empregados (#)	1.055	973	8%	+82

A EDP Renováveis (EDPR) detém, opera e desenvolve a capacidade eólica e solar do Grupo EDP. A Jun-16, a EDPR operava 9,721MW (+84MW em Jun-16 vs. Dec-15), 356MW dos quais consolidados por equivalência patrimonial. O EBITDA da EDPR deriva maioritariamente de capacidade com CAEs contratados ou tarifas garantidas (89% da produção); e está geograficamente disperso: 41% na América do Norte, 21% em Portugal, 16% em Espanha, e o remanescente em França, Polónia, Roménia, Bélgica, Itália e Brasil.

O **EBITDA da EDPR cresceu 18% (+€101M), para €648M no 1S16**, reflectindo: i) a maior capacidade média em operação (+14%); ii) o maior factor de utilização (+2p.p.) e iii) o rendimento proveniente de novos acordos institucionais no período; que mais do que compensou a diminuição do preço médio de venda (-7%) e o aumento dos custos operacionais +€15M no 1S16 vs. 1S15 (FSE e custos com pessoal).

A **produção** cresceu 23% no 1S16 para 13,3TWh face ao 1S15, suportado por um aumento da capacidade média em operação e recursos eólicos mais abundantes, **factor médio de utilização** aumentou 2p.p. para os 33% no 1S16, a beneficiar de recursos eólicos excepcionais, particularmente nos Estados Unidos e na Península Ibérica, sobretudo no 1T16. O **preço médio de venda** diminuiu €4/MWh face ao 1S15 para os €60/MWh, impulsionado pela diminuição dos preços pool em Espanha, novos projectos nos Estados Unidos a preços CAE mais baixos, e o fim de um dos CAEs de um parque eólico no Texas (EUA).

Os **custos operacionais (fornecimentos e serviços externos + custos com pessoal)** subiram 9% face ao 1S15 (+€15M), reflectindo o aumento do número de colaboradores (1.055 no 1S16 colaboradores vs. 973 no 1S15) e maiores custos de operação e manutenção (+€6M face ao 1S15), ambos resultantes do crescimento do portfólio de produção. O Core Opex por MW médio diminuiu 5% em termos homólogos para 20,3€/MW médio, o que demonstra a forte disciplina de custos da EDPR. **Outros custos operacionais** (líquidos) diminuíram €19M, reflexo das novas parcerias institucionais e de menores custos com impostos sobre a geração em Espanha.

Dados Gerais	1S16	1S15	Δ %	Δ Abs.
Capacid. Instalada (MW)	9.365	8.254	13%	+1111
Europa	4.929	4.237	16%	+692
América do Norte	4.233	3.934	8%	+299
Brasil	204	84	143%	+120
Electric. Produzida (GWh)	13.314	10.842	23%	+2472
Factor méd. utilização (%)	33%	31%	-	2 p.p.
Preço méd. venda (€/MWh)	60	64	-7%	-4
EBITDA (€ M)	648	548	18%	+101
Europa (2)	378	309	22%	+69
América do Norte	271	243	11%	+28
Brasil	8	5	49%	+3
Outros & Ajustam.	(8)	(9)	-13%	+1
EBIT (€ M)	354	292	21%	+61
Europa (2)	230	188	22%	+42
América do Norte	129	113	14%	+16
Brasil	5	2	109%	+3
Outros & Ajustam.	(10)	(11)	-10%	+1
Investim. Operac. (€ M)	378	322	18%	+57
Europa (2)	53	41	29%	+12
América do Norte	282	247	14%	+35
Brasil	43	33	-	+10
Outros & Ajustam.	-	-	-	-

Dados da Acção	1S16	1S15	Δ %	Δ Abs.
Cotação no fim do período (€/acção)	6,78	6,35	7%	0,4
Total de acções (milhões)	872,3	872,3	-	-
Participação detida pela EDP (%)	77,5%	77,5%	-	-

Dados Dem. Posição Financeira (€M)	1S16	1S15	Δ %	Δ Abs.
Empréstimos bancários e outros (Líq.)	7	-203	-	+210
Dívida c/ empresas EDP (Líq.)	3.095	3.677	-16%	-582
Dívida Líquida	3.303	3.472	-5%	-169
Interesses não controláveis	1.267	909	39%	+358
Passivo líq. parcerias invest. Instituc. (4)	1.165	1.175	-1%	-10
Valor Contabilístico	6.089	5.870	4%	+219
Euro/USD - Taxa de fim do período	1,11	1,12	1%	-0,01

Resultados Financeiros (€ M)	1S16	1S15	Δ %	Δ Abs.
Juros financeiros líquidos	(92)	(98)	5%	+5
Custos parcerias c/ inv. Institucionais	(46)	(38)	-22%	-8
Custos capitalizados	12	10	20%	+2
Diferenças Cambiais e Derivados	0	(2)	-	+2
Outros	(52)	(21)	-	-31
Resultados Financeiros	(179)	(149)	-20%	-30

O **EBIT** aumentou 21% face ao 1S15, para €354M no 1S16. As amortizações e imparidades aumentaram (+€38M) em consonância com o aumento da média dos MWs em operação, e da consolidação integral dos activos da ENEOP pela EDPR desde Set-15.

O **investimento operacional** totalizou €378M no 1S16 (+18% vs. 1S15): 75% do total foi alocado à América do Norte, a principal região de crescimento da EDPR em 2016E-20E; 14% à Europa e 11% ao Brasil. O encaixe obtido na estratégia de **rotação de activos** perfaz €829M no 1S16.

A **dívida líquida da EDPR a Jun-16 ascendeu a €3,3MM (vs. €3,7MM em Dez-15)**, reflectindo o recebimento de €279M resultantes do acordo de rotação de activos com a Axium nos EUA em Jan-16, e o novo acordo com a EFG Hermes na Europa (€550M) em Abr-16. Adicionalmente, a evolução da dívida líquida traduz o investimento no período, o encaixe proveniente de parcerias institucionais (€113M), os dividendos pagos (€110M) e outros. Os **passivos relativos a parcerias institucionais** ascenderam a €1.165M a Jun-16, reflectindo os benefícios fiscais pagos a investidores (€46M), o estabelecimento de novas parcerias de financiamento durante o período. Os **interesses não controláveis**, ao nível do balanço, aumentaram €358M no 1S16, totalizando €1.267M, reflectindo as participações minoritárias em activos na América do Norte (c68% do total), na Europa (c28%) e no Brasil (c4%).

Os **custos financeiros líquidos** ascenderam a €179M (+20%) no 1S16. Os juros líquidos pagos caíram 4% face ao 1S15, devido ao menor custo médio da dívida (4,4% no 1S16 vs. 4,6% no 1S15), essencialmente devido à renegociação de parte da dívida de longo prazo com a EDP. Os **custos com parcerias institucionais** aumentaram €8M face ao 1S15, reflexo de novas parcerias institucionais. Os outros custos financeiros totalizaram €51M (+€30M face ao 1S15) que inclui €22M de impacto negativo no cancelamento de algumas estruturas de project finance. Os **Resultados em associadas** perfizeram -€3M a Jun-16 (-€9M vs 1S15), reflectindo a consolidação total da ENEOP e as participações minoritárias nos EUA e Espanha.

(1) Custos Operacionais Líquidos = Custos Operacionais (Forn. e serviços externos + Custos com Pessoal + Custos com benefícios Sociais) + Outros custos operac. (Líq.);

(2) Core Opex definido por Fornecedores e Serviços (incluindo actividades de O&M) e custos pessoais; (3) Inclui custos da Holding e ajustamentos ao nível da EDPR Europa; (4) Líquido de proveitos diferidos;

EDP Renováveis: América do Norte & Brasil



América do Norte	1S16	1S15	Δ %	Δ Abs.
EUR/USD - Taxa média do período	1,12	1,12	0%	-0,0
Capacidade instalada (MW)	4.233	3.934	8%	+299
CAE/Coberturas/Tarifa	3.489	3.390	3%	+99
Mercado	744	544	37%	+200
Factor médio de utilização (%)	37%	33%	-	3 p.p.
Electricidade produzida (GWh)	6.750	5.562	21%	+1.189
CAE/Coberturas/Tarifa	5.558	4.704	18%	+854
Mercado	1.192	858	39%	+335
Preço médio de venda (USD/MWh)	46,5	52,4	-11%	-5,9
CAE/Coberturas/Tarifa	48,9	52,5	-7%	-3,6
Mercado	33,5	46,4	-28%	-13
Margem Bruta Ajustada (USD M)	419	379	11%	+40
Margem Bruta (USD M)	303	284	7%	+19
Receitas PTC & Outras (USD M)	115	94	22%	+21
EBITDA (USD M)	302	272	11%	+31
EBIT (USD M)	144	126	14%	+18
Capacidade instalada (MW Equity)	179	179	0%	-
Inv. Operacional Líquido (USD M)	315	276	14%	+39
Inv. Operacional Bruto	315	276	14%	+39
"Cash grant" recebido	-	-	-	-
Capacidade em construção (MW)	629	300	110%	+329

Brazil	1S16	1S15	Δ %	Δ Abs.
Euro/Real - Taxa média do período	4,13	3,31	-20%	+0,82
Capacidade instalada (MW)	204	84	143%	+120
Factor médio de utilização (%)	29%	26%	-	3 p.p.
Electricidade produzida (GWh)	205	94	118%	+111
Preço médio de venda (R\$/MWh)	265	369	-28%	-104
Margem Bruta (R\$ M)	50	33	52%	+17
EBITDA (R\$ M)	32	17	86%	+15
EBIT (R\$ M)	21	8	161%	+13
Investimento operacional (R\$ M)	177	109	-	+68
Capacidade em construção (MW)	-	120	-	-120

Na **América do Norte**, a capacidade instalada ascendeu a 4.233MW (MW EBITDA) em Jun-16 (4.203MW nos EUA, 30MW no Canada). As novas adições de capacidade nos últimos 12 meses (+299MW) concentraram-se nos EUA (4T15). Da capacidade instalada total, 3,5GW (82%) está sob esquemas de remuneração contratada de longo prazo (CAE/Cobertura), que permite uma maior visibilidade na geração de fluxos de caixa. Adicionalmente, a EDPR detém posições de capital noutros projectos eólicos, com uma capacidade equivalente de 179MW.

O **EBITDA aumentou 11% (+USD31M face ao 1S15), para USD302M no 1S16**, suportado por: i) aumento da produção (+21% para 6,8 GWh) reflectindo o aumento da capacidade instalada nos últimos 12 meses; ii) factores de utilização excepcionais (37% vs. 33% YoY) que mais do que compensou o menor preço médio de venda de USD46,5/MWh e iii) aumento dos rendimentos provenientes de parcerias institucionais (+22% face ao 1S15) para USD115M. A **eolicidade** registada foi mais forte, (particularmente na Oeste +5p.p. em 1S16 vs. 1S15), justificando a subida em 3p.p. do factor médio de utilização no 1H16. O **preço médio de venda** foi impactado negativamente por: i) preço CAE/Coberturas/tarifas 'feed-in' mais baixo, -7% no 1S16 face ao 1S15 para USD48,9/MWh, e ii) menores preços de mercado, -28% no 1S16 para os USD34/MWh. A descida nos preços CAE/Coberturas/tarifas 'feed-in' reflectiu os novos CAE estabelecidos no período a preços inferiores, e o fim do CAE do parque eólico de 200MW Lone Star II em Dez-15. Os preços de mercado diminuíram, uma vez registadas as menores receitas com as vendas dos créditos em energia renovável, a serem recuperadas no 2S16, e dada a maior abundância de recursos eólicos no período. No Canadá, o preço médio de venda de USD109/MWh foi 7% menor em termos homólogos, devido essencialmente ao impacto forex.

O crescimento da EDPR nos **EUA** assenta em projectos com CAE, que reforçam o perfil de baixo risco do grupo. A Jun-16, a EDPR tinha 299MW de **nova capacidade eólica** instalada nos EUA, +199MW em Waverly, Kansas; e +100MW em Arbuckle. A **capacidade eólica em construção** totalizou +629MW: 429MW nos EUA e 200MW no México (consolidado através do método de equivalência patrimonial) com comissionamento previsto para o 4T16.

No âmbito da sua **estratégia de rotação de activos**, a EDPR encaixou USD308M no 1S16, pela venda à Axiom de uma participação minoritária num portfólio de activos eólicos nos EUA com uma capacidade de produção de 1.002MW. Adicionalmente, no que respeita a **estruturas de financiamento com parceiros institucionais**, a EDPR recebeu USD238M no 1T16 da parceria acordada com a Google em Out-15, relativa ao parque eólico de Waverly (199MW) nos EUA.

O **EBITDA da EDPR no Brasil aumentou 86% face ao 1S15, para R\$32M no 1S16**, reflectindo +120MW de nova capacidade em operação (Baixa do Feijão) e aumento de 3p.p. no factor médio de utilização, para 29% no 1S16, que mais do que compensou a descida no preço médio de venda para os R\$265/MWh no 1S16 vs. R\$369 no 1S15, e a depreciação do Real vs. EUR (-20% em termos homólogos).

A capacidade instalada da EDPR no Brasil (204MW) opera ao abrigo de contratos de longo-prazo, permitindo grande visibilidade na geração de cash-flow. Desta capacidade, 120MW iniciaram a sua operação em Jan-16 com um preço CAE de R\$97/MWh atribuído em leilão. Adicionalmente, a Jun-16 a EDPR tinha 257MW em desenvolvimento: 117MW com CAE a Dez-13 e 114MW em Nov-15 para entrar em operação em 2017 e 2018: – preços actualizados à inflação durante os 15 anos CAE.

- 
 - Vendas podem ser através de CAEs (até 20 anos), Coberturas ou Preços de mercado; Certificados verdes (Créditos de Energia Verde, REC) sujeitos à regulação de cada Estado
 - Incentivo fiscal: (i) PTC ao longo de 10 anos desde a data de operação (\$23/MWh em 2013); (ii) Parques eólicos com construção em 2009/10 podem optar por 30% *cash grant* em detrimento do PTC
- 
 - Tarifa *Feed-in* por 20 anos (Ontário)
- 
 - Capacidade instalada no âmbito do programa PROINFA
 - Leilões competitivos com atribuição de CAEs durante 20 anos

EDP Renováveis: Espanha & Portugal



Espanha	1S16	1S15	Δ %	Δ Abs.
Capacidade instalada total (MW)	2.194	2.194	0%	+0
Factor médio de utilização (%)	31%	29%	-	1 p.p.
Electricidade produzida (GWh)	2.879	2.727	6%	+152
Prod. c/capac. complement (GWh)	2.655	2.512		
Produção Standard (GWh)	2.119	2.119		
Acima/(abaixo) Std. Prod. (GWh)	536	393		
Prod. s/ complemento cap. (GWh)	224	215		
Preço médio de venda (€/MWh)	67,1	71,0	-6%	-4
Total GWh: Preço mercado (€/MWh)	26	42	-39%	-16
Ajust. Regul. para GWh std. (€/MWh)	13,8	-		
Complemento (€/M)	82	81,5		
Ganhos/(perdas) de cobertura (€/M)	23,5	-0,8		
Margem Bruta (€ M) (1)	193	195	-1%	-1
EBITDA (€M) (1)	131	131	-1%	-1
EBIT (€ M) (1)	64	65	-1%	-1
Capacidade instalada (MW Equity)	177	174	2%	+3
Investimento operacional (€ M)	2	2	28%	+1
Capacidade em construção (MW)	-	2	-	-2

Portugal	1S16	1S15	Δ %	Δ Abs.
Capacidade instalada (MW)	1.249	630	98%	+619
Factor médio de utilização (%)	32%	30%	8%	2 p.p.
Electricidade produzida (GWh)	1.751	807	117%	+944
Preço médio de venda (€/MWh)	91,9	107,8	-15%	-16
Margem Bruta (€ M)	161	88	83%	+73
EBITDA (€ M)	137	74	86%	+63
EBIT (€ M)	103	60	72%	+43
Capacidade instalada (MW Equity)	-	533	-	-533
Investimento Operacional (€ M)	23	7	213%	+16
Capacidade em Construção (MW)	2	-	-	+2

Em Espanha, a **capacidade instalada** da EDPR totalizou 2.194MW no 1S16 (MW EBITDA), à qual acresceram 177MW, correspondentes à posição minoritária da EDPR noutros projectos eólicos (consolidados pelo método de equivalência patrimonial).

Em Espanha, o **EBITDA da EDPR permaneceu estável face ao 1S15, em €131M no 1S16** suportado positivamente, pelo maior factor de utilização +2p.p. em termos homólogos, que contribuiu para um maior volume produzido, e a pressionar negativamente, o menor preço médio de venda de €67,1/MWh (-6% no 1S16 vs. 1S15). A **produção eólica aumentou 6%** face ao 1S15, para 2,9TWh, reflexo de uma maior eolicidade, particularmente no primeiro semestre, regitando-se um factor de utilização de 31% no 1S16. De salientar que 91% da capacidade em Espanha está abrangida pelo complemento de capacidade. O **preço médio de venda** foi impactado por: i) menor preço realizado em mercado (€25,8/MWh no 1S16 vs. €42,3/MWh no 1S15) reflectindo o maior factor médio de utilização e originando ajustamentos regulatórios⁽²⁾ de €13,8M. Os ganhos com a capacidade contratada totalizaram €24M no período. Com vista a reduzir a sua exposição à volatilidade dos preços de mercado, a EDPR cobriu 1,9TWh a €46/MWh para 2S16 e 3,1TWh a €44/MWh para 2017.

Em Portugal, a EDPR detém um portfolio de 1,249MW, incluindo 613MW, resultantes da consolidação integral da ENEOP desde 1-Set-15 e 2MW de capacidade solar.

O **EBITDA da EDPR em Portugal** totalizou €137M no 1S16 (+€63M face ao 1S15), decorrentes da aquisição de controlo sobre alguns activos e passivos da ENEOP desde o 3T15, o que mais do que duplicou a produção oriunda de Portugal (1.8GWh no 1S16 vs. 0,8GWh no 1S15). O **factor médio de utilização** aumentou 2p.p. para os 32% em termos homólogos - ainda assim, acima da média de longo prazo (factor de eolicidade: 1,13 no 1S16). O **preço médio de venda** caiu 15% no 1S16 para os €92MWh, devido ao menor preço das tarifas nos parques eólicos (particularmente por aqueles transferidos da ENEOP).

A **EDPR acordou com a Ventivest** no 4T15, a aquisição de "SPVs" que detêm licenças para a exploração de 216,4MW de capacidade eólica em Portugal. Esta nova capacidade será remunerada ao abrigo das "feed-in tariff" durante um período de 20 anos e o seu comissionamento está previsto para 2018.

Em linha com a **estratégia de rotação de activos**, em Abr-16 a EDPR chegou a acordo com a EFG Hermes para a venda da participação de 49% do capital e dos respectivos suprimentos num portólio europeu de parques eólicos, representativo de 664MW, dos quais 348MW estão localizados em Espanha, e 191MW em Portugal (parte dos activos da ex-ENEOP).

- 
 - Energia eólica recebe preço da *pool* e um prémio por MW, se necessário, para atingir o retorno pre-definido como obrigações do governo Espanhol a 10 anos + 300pb (actualmente 7,4%); A cada 3 anos, existirão revisões provisórias para corrigir desvios em relação ao preço de mercado esperado (€49/MWh – cenário regulador).
 - Prémio calculado tendo por base activos padrão (factor de utilização *standard*, produção e custos); complemento de capacidade por MW, dependente do ano de entrada em funcionamento e aplicável até completar 20 anos após o comissionamento
- 
 - MW EBITDA: Tarifa *Feed-in* actualizada com inflação e negativamente correlacionada com o factor de utilização. Duração: 15 anos (tarifa *Feed-in* com inflação) + 7 anos (extensão com limite superior e inferior €74/MWh - €98/MWh). A extensão da tarifa por 7 anos a partir do 16º ano de operação foi assegurada mediante um pagamento anual a efectuar entre 2013 e 2020 (€4M/ano no caso da EDPR)
 - ENEOP (MW Equity): preço definido em concurso competitivo internacional, duração de 33 GWh de produção (por MW) até um limite de 15 anos. Tarifa inicial de c.€74/MWh ajustada por inflação nos anos seguintes.

(1) Inclui os ganhos/perdas de cobertura. (2) Preço de mercado vs limites inferiores/superiores calculados com o preço médio de Out-15 a Mar-16; +€15M se considerado de Jan-16 a Jun-16

- 17 -



Resto da Europa	1S16	1S15	Δ %	Δ Abs.
Capacidade instalada (MW)	1.485	1.413	5%	+73
Factor médio de utilização (%)	27%	28%	-6%	-2 p.p.
Electricidade produzida (GWh)	1.728	1.651	5%	+76
Preço médio de venda (€/MWh)	86	87	-1%	-1
Polónia				
Capacidade instalada (MW)	418	392	7%	+27
Factor médio de utilização (%)	24%	28%	-13%	-4 p.p.
Electricidade produzida (GWh)	472	463	2%	+9
Preço médio de venda (PLN/MWh)	353	397	-11%	-44
EUR/PLN - Avg. Rate in period	4,37	4,14	-5%	+0
Roménia				
Capacidade instalada (MW)	521	521	0%	-
Factor médio de utilização (%)	27%	29%	-9%	-3 p.p.
Electricidade produzida (GWh)	583	609	-4%	-25
Preço médio de venda (RON/MWh)	343	306	12%	+37
EUR/RON - Avg. Rate in period	4,50	4,45	-1%	+0
França				
Capacidade instalada (MW)	376	340	11%	+36
Factor médio de utilização (%)	29%	27%	8%	2 p.p.
Electricidade produzida (GWh)	464	392	18%	+71
Preço médio de venda (€/MWh)	91	91	0%	-0
Bélgica & Itália				
Capacidade instalada (MW)	171	161	6%	+10
Factor médio de utilização (%)	28%	30%	-6%	-2 p.p.
Electricidade produzida (GWh)	208	187	11%	+21
Preço médio de venda (€/MWh)	113	115	-1%	-1
Margem Bruta (€ M)	147	141	4%	+6
EBITDA (€ M)	109	111	-1%	-1
EBIT (€ M)	64	73	-13%	-9
Investimento Operacional (€ M)	28	37	-25%	-9
Capacidade em Construção (MW)	26	135	-81%	-109

Nos **mercados europeus fora da Península Ibérica**, a EDPR tinha uma capacidade instalada total de 1.485MW em Jun-16, +73MW em termos homólogos (+77MW na Polónia, +10MW em Itália, +36MW em França e -50MW resultante da venda de 60% da participação num parque eólico na Polónia para completar a aquisição da participação remanescente de 35% num parque de 54MW que já consolidava integralmente) e 26MW em construção: 12MW em França e 14MW em Itália.

O **EBITDA da EDPR nestes países diminuiu ligeiramente 1% (-€2M)** em termos homólogos, para €109M no 1S16, pese embora o aumento da capacidade média em operação (+3%), fomentado por: i) menor factor médio de utilização (-1p.p. no 1S16 vs. 1S15), e ii) menor preço médio de venda (-1% no 1S16 vs. 1S15).

Na Polónia, a EDPR opera 418MW de capacidade eólica +27MW em termos homólogos. A **produção eólica** aumentou 2%, no 1S16 para os 472GWh, reflectindo sobretudo: a maior capacidade média instalada em operação que mitigou um menor factor médio de utilização (-4p.p. face ao 1S15). O preço médio de venda caiu 11% no período, para PLN353/MWh conduzido pela queda nos preços de retalho.

Na Roménia, a EDPR opera 521MW: 471MW de capacidade eólica, 50MW de solar FV. A produção diminuiu 4% face ao 1S15, para os 583MWh no 1S16 (34MWh dos quais provenientes de energia solar), reflectindo um menor factor médio de utilização 27% no 1S16 vs. 29% no 1S15. Por sua vez, o **preço médio de venda aumentou 12%**, para RON343/MWh no 1S16 com os preços de retalho a recuperarem.

Em França, a EDPR adicionou 12MW de nova capacidade no 2T16 vs. 1T16, expandindo a sua capacidade instalada para 376MW. A **produção eólica** aumentou 18% face ao 1S15, para 464GWh no 1S16, suportada pela maior capacidade média em operação e por um factor de utilização mais alto (29% no 1S16 vs. 27% no 1S15). A tarifa média estabilizou no período nos €91/MWh, reflectindo a indexação da tarifa à taxa de inflação.

Na Bélgica, os 71MW em operação registaram um aumento de 6% vs 1S15 na produção para os 76GWh, resultante de um factor médio de utilização ligeiramente mais elevado, +1p.p. em termos homólogos. O preço médio de venda permaneceu estável nos €109/MWh, reflectindo a actual estrutura de preços CAE.

Em Itália, a EDPR opera uma capacidade total de 100MW de tecnologia eólica no 1S16. A produção eólica avançou 15% face ao 1S15, para os 132GWh, reflectindo mais capacidade média em operação, que mitigou a descida de 4p.p no factor médio de utilização para os 30%, no 1S16. O preço médio de venda diminuiu para €116/MWh no 1S16, devido à diversidade de parques eólicos em operação (leilão vs. antigo regime).

Em linha com o **acordo de rotação de activos**, assinado em Abr-16, os restantes 125MW do referido portefólio de activos eólicos estão localizados em França (54MW, dos quais 24M ainda não estão em operação) e na Bélgica (71MW).

-  • Opção de escolha de preço regulado de electricidade (PLN169.99/MWh in 2016) ou negociação de CAEs de longo-prazo. Energia eólica recebe 1 CV/MWh transaccionável em mercado. As distribuidoras têm penalização por incumprimento da obrigação de CV (PLN300/MWh em 2014).
-  • Energia eólica e solar recebem 'preço de mercado + certificado verde (CVs)'; Activos eólicos recebem 2 CV/MWh até 2017 e 1 CV/MWh depois de 2017 e até completar 15 anos. Dos 2 CV, até 2017, 1 CV apenas poderá ser vendido após Jan-2018. Activos de energia solar recebem 6 CV/MWh durante 15 anos. Dos 6 CV, até Mar-2017, 2 CV apenas podem ser vendidos após Abr-17. Valor dos CV com limite superior e inferior (€59,9 / €29,4)
-  • Tarifa *Feed-in* por 15 anos: (i) Primeiros 10 anos: €82/MWh; ajustado à inflação; (ii) Anos 11-15: €82/MWh @2.400 horas, decrescendo para €28/MWh @3.600 horas
-  • Energia eólica e solar recebem 'preço de mercado + certificado verde (CVs)'; preços máximos e mínimos para Wallonia (€65/MWh-100/MWh) e Flandres (€90/MWh-100/MWh); Opção de negociar CAEs de longo-prazo
-  • Projectos em operação antes de 2013 recebem: (i) Para 2015, preço do CV é €97,4; (ii) A partir de 2016, 'preço de mercado + incentivo (incentivo = 1 x (€180/MWh - "P-1") x 0,78). Novos projectos: leilões com atribuição de CAEs (20 anos)

Redes Reguladas e Activos/Passivos Regulatórios no Mercado Ibérico



DR Operacional (€ M)	1S16	1S15	Δ %	Δ Abs.
Margem Bruta	863	849	2%	+14
Fornecimentos e serviços externos	170	173	-2%	-3
Custos com pessoal	61	63	-3%	-2
Custos com benefícios sociais	10	12	-16%	-2
Outros custos operacionais (líquidos)	126	32	298%	+94
Custos Operacionais Líquidos (1)	367	280	31%	+87
EBITDA	496	569	-13%	-73
Provisões	4	0	-	+3
Amortizações e imparidades	169	165	3%	+5
EBIT	323	404	-20%	-81

Capex & Opex Performance	1S16	1S15	Δ %	Δ Abs.
Custos Controláveis (5)	232	236	-2%	-5
Custos control./cliente (€/cliente)	29	30	-3%	-1
Custos control./km de rede (€/km)	897	919	-2%	-23
Empregados (#)	3.783	3.871	-2%	-88
Investimento Operacional (€ M)	148	147	1%	+2
Rede de Distribuição (Km)	258	257	0%	+1

Activos/Passivos Regulatórios (€ M)	1S16	1S15	Δ %	Δ Abs.
Total Activo/(Passivos) Regulat. P. Ibérica	1.690	2.146	-21%	-456
Espanha - Déficit Tarifário				
Início do período	70	2	-	+68
Défices tarifários anos anteriores (4)	-	42	-	-42
Gerado no período	-	-	-	-
Outros (3)	1	-	-	+1
Fim do período	71	44	61%	+27

Portugal - Comercializador de Último Recurso + Distribuição + Gás				
Início do período	2.021	2.203	-8%	-182
Desvios tarifários anos anteriores (2)	(1.430)	(1.056)	-35%	-374
Gerado no período	744	715	4%	+29
Outros (3)	32	40	-20%	-8
Fim do período	1.367	1.902	-28%	-535

Portugal - CMEC's				
Início do período	216	112	92%	+103
(Recuperado)/Devolvido no Período	(49)	(17)	-190%	-32
Gerado no período	85	104	-19%	-19
Outros	-	0	n.m.	-0
Fim do período	252	199	26%	+52

As Redes Reguladas na P. Ibérica compreendem as actividades de distribuição de electricidade e gás, em Portugal e Espanha.

O EBITDA das redes reguladas recuou 13% (-€73M) em termos homólogos, para €496M no 1S16, reflectindo o ganho não recorrente de €89M registado no 1T15, fruto da venda de activos de gás em Espanha à Redexis. Excluindo este impacto, o EBITDA das Redes Reguladas aumentou 3% (+€16M) no 1S16 vs. 1S15, impulsionado pela aplicação, a partir de 1-Jan-16, dos novos termos regulatórios na distribuição de electricidade em Espanha e por um controlo estrito dos custos. A margem bruta aumentou 2% no 1S16 (+€14M vs. 1S15) reflectindo: (i) em Espanha, maiores proveitos na distribuição de electricidade e a exclusão dos activos de gás vendidos no 1T15; ii) em Portugal, redução de proveitos regulados na comercialização de electricidade de último recurso, fruto da contracção de actividade.

Os custos controláveis recuaram 2% no período (-€5M), em virtude de menores custos com serviços ao cliente e de uma redução do número de empregados (-2%). O investimento operacional ascendeu a €148M no 1S16, combinando uma diminuição na distribuição de electricidade em Portugal com um aumento na distribuição de electricidade em Espanha e gás em Portugal.

Em Portugal, a dívida acumulada do sistema eléctrico à EDP e a investidores financeiros aumentou ligeiramente, de €5,2MM em Dez-15 para €5,3MM em Jun-16, devido essencialmente à forte eolicidade e baixos preços pool (dada a maior abundância de recursos hídricos no período). Note-se que, por força de efeito de sazonalidade, a criação de novos desvios é geralmente mais forte no primeiro semestre, prevendo-se um redução no segundo semestre.

Os recebimentos futuros da actividade regulada na P. Ibérica da EDP diminuíram €617M no 1S16, de €2.306M em Dez-15 para €1.690M em Jun-16, influenciados pela diminuição de €618M em Portugal.

O montante de activos regulatórios da actividade de distribuição de electricidade, CUR e distribuição de gás em Portugal caiu de €2.021M em Dez-15 para €1.367M em Jun-16, suportado por: (1) -€1.215M resultante da venda sem recurso do direito sobre défices tarifários de 2014-16; (2) +€618M de défice tarifário ex-ante para 2016, a recuperar em 5 anos e até 2020, remunerado a uma taxa anual de 2,24%; (3) -€215M recuperado através das tarifas, relativo a défices e desvios de anos anteriores; (4) +€140M de novos desvios tarifários criados pelo sistema no 1S16; e (5) -€14M de desvios devolvidos ao sistema na distribuição de gás. Os principais factores geradores de desvio tarifário na electricidade em Portugal no 1S16 foram o maior volume de produção em regime especial (12% acima da estimativa da ERSE) e respectivo sobrecusto (€71/MWh no 1T16 vs. €59/MWh assumidos pela ERSE no cálculo das tarifas de 2016) face ao esperado, ascendendo a +€215M. Este valor foi parcialmente compensado por custos de aquisição de electricidade na CUR inferiores ao esperado (-€64M, montante a devolver à tarifa).

O montante de recebimentos futuros dos CMEC aumentou de €216M em Dez-15 para €252M em Jun-16, devido a: (1) recuperação de €49M em 2016 através das tarifas, relacionada com desvios negativos de 2014 e 2015, e (2) €85M de desvio negativo no 1S16, que deverá ser recebido ao longo de 2017-2018 (mais detalhes na página 11).

O montante de recebimentos futuros da actividade regulada em Espanha ascendeu a €71M em Jun-16, correspondente à componente do défice tarifário de gás em Espanha.

(1) Custos Operacionais Líquidos = Custos Operacionais (FSE + Custos com pessoal + Custos com benefícios sociais + Rendas de Concessão) + Outros custos operac. (Liq.)
(2) Inclui a venda a terceiros do direito a receber os défices/desvios tarifários bem como a recuperação ou devolução através das tarifas de desvios tarifários de anos anteriores. (3) Inclui juros relativos a desvios.
(4) Recuperação/pagamento de défices tarifários de períodos anteriores. (5) Fornecimentos e serviços externos e custos com pessoal.

Distribuição de Electricidade e Comerc. de Último Recurso em Portugal



DR Operacional (€ M)	1S16	1S15	Δ %	Δ Abs.
Margem Bruta	620	624	-1%	-4
Fornecimentos e serviços externos	129	135	-5%	-6
Custos com pessoal	47	49	-4%	-2
Custos com benefícios sociais	9	11	-19%	-2
Rendas de concessão	126	126	1%	+1
Outros custos operacionais (líquidos)	(2)	(5)	56%	+3
Custos Operacionais Líquidos (1)	308	315	-2%	-7
EBITDA	312	309	1%	+3
Provisões	4	1	264%	+3
Amortizações e imparidades	122	120	2%	+2
EBIT	187	188	-1%	-1

Margem Bruta	1S16	1S15	Δ %	Δ Abs.
Margem Bruta (€ M)	620	624	-1%	-4
Margem bruta regulada	619	620	-0%	-1
Margem bruta não-regulada	2	4	-56%	-2
Rede de Distribuição				
Proveitos regulados (€ M)	596	589	1%	+6
Electricidade distribuída (GWh)	22.287	22.368	-0,4%	-82
Pontos de ligação à rede (mil)	6.126	6.094	1%	+33
Comercialização de Último Recurso				
Proveitos regulados (€ M)	23	31	-25%	-8
Clientes fornecidos (mil)	1.545	2.000	-23%	-456
Electricidade vendida (GWh)	2.307	3.199	-28%	-892

Investimento & Custos Operac.	1S16	1S15	Δ %	Δ Abs.
Custos Controláveis (2)	176	184	-5%	-8
Custos control./cliente (€/cliente)	28,7	30,2	-5%	-2
Custos control./km de rede (€/km)	780	819	-5%	-39
Empregados (#)	3.258	3.340	-2%	-82
Investimento Operacional (€ M)	117	120	-2%	-3
Rede de distribuição (Km)	225	224	0%	+1
Tempo de interrup. equivalente (min.) (3)	30	26	14%	+4

O EBITDA das actividades de distribuição e comercialização de último recurso (CUR) em Portugal aumentou 1% face ao 1S15, para €312M no 1S16, reflectindo os impactos do controlo estrito de custos e da contracção da base de clientes com a passagem para o mercado livre.

Em 15-Dez-15, a ERSE publicou a versão final para as tarifas de 2016, definindo um aumento médio de 2,5% da tarifa do segmento de baixa tensão, aplicável aos clientes residenciais no mercado regulado (não abrangidos pela tarifa social).

Os **proveitos regulados na actividade de distribuição** totalizaram €1.182M em 2016 suportados por: (1) uma taxa de retorno sobre a base de activos regulados de 6,34% numa base preliminar para 2016 (vs. 6.75% em 2015); a taxa de retorno sobre a base de activos regulados depende, da média diária das yields das OTs a 10 anos entre Outubro do ano 't-1' e Setembro do ano 't', num mínimo de 6% e máximo de 9,5%; (2) uma procura de electricidade de 45,1TWh em 2016 (1,8% acima da electricidade distribuída em 2015); e (3) um deflator do PIB de 0,8%.

No que respeita aos **proveitos regulados da actividade do CUR (EDP SU)** totalizaram €40M em 2016. Os principais pressupostos assumidos são: (1) a previsão de um prémio sob o preço médio da produção em regime especial de 59,3/MWh; (2) a previsão do preço médio de electricidade no mercado de €53,0/MWh, suportado por um preço médio estimado da pool de €49,2/MWh e; (3) geração em regime especial no montante de 21,6TWh (5,4% acima de 2015).

No 1S16, os **proveitos regulados na actividade de distribuição** aumentaram 1% face ao 1S15 (+€6M), para €596M, reflectindo um aumento do retorno na base de activos de 12 pp, para 6,45% no 1S16. A electricidade distribuída estabilizou no 1S16 (-0,4% face a 1S15), reflexo das condições atmosféricas mais amenas que o habitual durante o período.

Os **proveitos regulados da actividade do CUR (EDP SU)** caíram 25% (-€8M) em termos homólogos, para €23M no 1S16, influenciados pela rápida passagem de clientes para o mercado livre. Como parte das regras e calendário definidos para a extinção de tarifas reguladas em Portugal, a EDP SU deixou de poder contratar novos clientes (desde 1 de Janeiro de 2013). O **volume de energia fornecida** pelo CUR recuou 28% vs 1S15, para 2,3TWh no 1S16. O número **total de clientes fornecidos** diminuiu em 456 mil (-23%) no período, para 1.545 mil em Jun-16 (representando 25% do total de clientes de electricidade), concentrando-se sobretudo no segmento residencial.

Os **custos operacionais controláveis** caíram 5% face ao 1S15 (-€8M), reflectindo essencialmente uma redução de serviços ao cliente e uma redução de 2% dos custos com pessoal.

O **investimento operacional** diminuiu 2% (-€3M vs. 1S15) no 1S16, para os €117M. O TIEPI subiu de 26 minutos no 1S15 para 30 minutos no 1S16, largamente devido a condições meteorológicas adversas.

(1) Custos Operacionais Líquidos = Custos Operacionais (FSE + Custos com pessoal + Custos com benefícios sociais + Rendas de Concessão) + Outros custos operac. (Liq.)

(2) Fornecimentos e serviços externos e custos com pessoal. (3) Ajustado de impactos não recorrentes (tempestades, incêndios ...etc).

Redes Electricidade e Gás em Espanha e Rede de Gás em Portugal



DR Operacional (€ M)	Electricidade Espanha				Gás Espanha				Gás Portugal				Actividade Redes Reguladas	1S16	1S15	% Δ	Abs. Δ
	1S16	1S15	% Δ	Abs. Δ	1S16	1S15	% Δ	Abs. Δ	1S16	1S15	% Δ	Abs. Δ					
Margem Bruta	112	90	24%	22	96	102	-6%	-6	35	32	8%	3	Nº Pontos Ligação (mil) Electricidade Espanha Gás Espanha Gás Portugal	661	659	0%	+2
FSEs	20	17	15%	3	15	14	4%	1	7	7	7%	0		922	913	1%	+8
Custos Pessoal	10	9	3%	0	4	4	-7%	-0	1	1	24%	0		336	323	4%	+12
Custos Benefícios sociais	1	1	22%	0	0	0	24%	0	0	0	59%	0	Energia Distribuída (GWh) Electricidade Espanha Gás Espanha Gás Portugal	4.637	4.630	0%	+7
Outros custos operac. (líq.)	(0)	(1)	-67%	1	1	(88)	n.m.	89	0	0	2%	0		14.599	15.756	-7%	-1,1k
Custos Operac. Líquidos (1)	30	26	14%	4	20	(70)	-	90	9	8	9%	1		3.803	3.670	4%	+133
EBITDA	82	63	29%	18	76	172	-56%	-96	26	24	7%	2	Rede (Km) Electricidade Espanha Gás Espanha Gás Portugal	20.411	20.325	0%	+86
Provisões	0	0	-	-0	0	(0)	n.m.	0	-	(0)	n.m.	0		7.764	7.692	1%	+71
Amortizações e imparidades	20	17	16%	3	20	20	1%	0	8	8	-1%	-0		4.951	4.705	5%	+245
EBIT	61	46	34%	15	56	153	-63%	-96	18	17	8%	1	Empregados (#) Electricidade Espanha Gás Espanha Gás Portugal	292	298	-2%	-6
Investimento operacional	14	12	13%	2	9	9	-4%	-0	9	6	46%	3		168	170	-1%	-2
Margem Bruta	112	90	24%	22	96	102	-6%	-6	35	32	8%	3		65	63	3%	+2
Margem Bruta Regulada	91	79	16%	13	85	88	-3%	-3	31	30	4%	1					
Margem bruta não-regulada	20	11	79%	9	11	14	-25%	-4	4	2	58%	1					

DISTRIBUIÇÃO DE ELECTRICIDADE EM ESPANHA

O EBITDA da actividade de distribuição de electricidade em Espanha aumentou €18M face ao 1S15, para €82M no 1S16, impulsionado pela aplicação, a partir de 1-Jan-16, dos novos termos regulatórios anunciados em Jun-16. A **electricidade distribuída** pela EDP Espanha, principalmente na região das Astúrias, manteve-se estável em 4,6TWh no 1S16.

Em Dez-13, o Governo aprovou a Lei 24/2013 e RD 1048/2013 que estabelece o novo quadro regulatório para os activos de distribuição de electricidade, mantendo os princípios anunciados em Jul-13 pelo DL 9/2013 (taxa de retorno sobre os activos correspondente a um prémio de 200pb sobre as yields das OTs espanholas a 10 anos, equivalente a 6,5%). Os termos finais aplicáveis aos proveitos permitidos da distribuição de electricidade foram anunciados no IET 2660/2015 e IET 980/2016 (Jun-16). Consequentemente, esta nova metodologia será aplicável para o período 2016-19, fixando os proveitos permitidos na distribuição de electricidade em 2016 no valor de €182M (+18% vs. 1S15).

REDES DE GÁS REGULADO EM ESPANHA

O EBITDA da actividade de gás regulado em Espanha no 1S16 ascendeu a €76M (-€96M vs. 1S15), traduzindo um ganho não recorrente de +€89M no 1S15, respeitante à venda de activos de gás detidos pela Gas Energía Distribución Murcia à Redexis. Excluindo este impacto, o EBITDA recuou 8% (-€7M) reflectindo a exclusão de activos de gás vendidos no 1T15 e menores ajustamentos de anos anteriores. O **volume de gás distribuído** caiu 7% no 1S16 face ao 1S15, para 14,6TWh, reflectindo as condições meteorológicas mais amenas.

De acordo com uma Ordem Ministerial de Dez-15, os proveitos regulados da distribuição de gás atribuíveis à EDP Espanha em 2016 mantêm-se estáveis, em €172M.

Em Jan-16, a EDP acordou com a Repsol a aquisição de activos de distribuição de gás propano liquefeito localizados nas principais regiões de actividade da Naturgas (País Basco, Astúrias e Cantábria). O preço da transacção acordado representa um “enterprise value” de €116M, com um contributo expectável para o EBITDA numa base anual de €13M. A transacção deverá ser concluída durante o 2S16.

ACTIVIDADES DE GÁS REGULADAS EM PORTUGAL

O EBITDA da actividade de distribuição de gás em Portugal ascendeu a €26M no 1S16 (+€2M vs. 1S15), reflectindo uma taxa de retorno sobre o RAB de 7,85% no 1S16. O **volume de gás distribuído** aumentou 4% no 1S16 face ao 1S15, situando-se nos 3,8TWh, devido à expansão do portfólio.

Em 15-Jun-16, a ERSE revelou a proposta que visa uma diminuição média de 18,6% na tarifa de gás (CUR) para pequenos clientes (consumo em baixa pressão inferior <= 10 m³/ano) a vigorar a partir de 1-Jul-2016 até 30-Jun-2017. De acordo com o novo plano regulatório do gás natural, a taxa de retorno sobre o RAB está indexada à média das yields das OTs de Portugal a 10 anos, no período entre 1-Abr e 31-Mar anterior ao início de cada ano regulatório, com um mínimo de 5,7% e um máximo de 9,3%. A taxa de retorno preliminar para o ano gás compreendido entre Jul-15 e Jun-16 foi definida em 6,2%. Os proveitos permitidos para o ano regulatório compreendido entre Jul-16 e Jun-17 ascendem a €54M.

(1) Custos Operacionais Líquidos = Custos Operacionais (Forn. e serviços externos + Custos com Pessoal + Custos com benefícios Sociais) + Outros custos operac. (Líq.)



Demonstração de Resultados	Consolidado (R\$ M)				Consolidado (€ M)			
	1S16	1S15	Δ %	Δ Abs.	1S16	1S15	Δ %	Δ Abs.
Margem Bruta	1.534	1.280	20%	+254	371	387	-4%	-15
Fornecimentos e serviços externos	290	248	17%	+42	70	75	-6%	-5
Custos c/ pessoal e benef. aos empregac	230	194	19%	+36	56	59	-5%	-3
Outros custos operacionais (líquidos)	(259)	(819)	-68%	+559	(56)	(247)	-77%	+192
Custos Operacionais Líquidos (1)	261	(377)	-	+638	70	(114)	-	+184
EBITDA	1.273	1.657	-23%	-384	301	501	-40%	-200
Provisões	14	14	-4%	-1	3	4	-23%	-1
Amortizações e imparidades	278	203	37%	+76	67	61	10%	+6
EBIT	981	1.440	-32%	-459	231	435	-47%	-205
Resultados financeiros	(334)	(208)	-61%	-126	(81)	(63)	29%	-18
Resultados em associadas	(20)	(110)	82%	+90	(5)	(33)	-85%	+28
Resultados Antes de Impostos	627	1.123	-44%	-495	145	339	-57%	-194

Investimento	(R\$ M)				(€ M)			
	1S16	1S15	Δ %	Δ Abs.	1S16	1S15	Δ %	Δ Abs.
Investimento Operacional	240	146	64%	+93	58	45	29%	+13
Investimento Financeiro	244	442	-45%	-198	54	134	-59%	-79

Em moeda local, o EBITDA da EDP Brasil (‘EDPB’) diminuiu 23% no período (-R\$384M) para R\$1.273M no 1S16, impactado pelo ganho de R\$278M com a aquisição da central mini-hídrica do Pantanal no 1S16 e pelo ganho de R\$885M com a aquisição de Pecém no 1S15, ambos reconhecidos ao nível dos ‘outros proveitos operacionais’. Ajustado por estes efeitos não-recorrentes da venda do Pantanal e Pecém, o EBITDA teria crescido 29% vs. 1S15 para R\$995m. O EBITDA da geração e comercialização subiu R\$362M para R\$784M, reflectindo a consolidação integral de Pecém, desde 15 de Maio de 2015 (+R\$284M), e a melhor performance das barragens (+R\$130M vs 1S15) devido a um impacto menos severo do défice hídrico vs. maior impacto no 1S15 (GSF em 89% no 1S16 vs. 80% no 1S15 e o PLD de R\$48/MWh no 1S16 vs. R\$386 no 1S15). O EBITDA da distribuição desceu R\$157M para R\$257M no 1S16, impactado por volumes sobre-contratados na Bandeirante, pela diminuição na procura, diferenças cambiais na central Itaipu (recuperados ao nível dos resultados financeiros), e um impacto positivo extraordinário resultante do aumento das tarifas no 1S15. A performance do EBITDA em Euros foi penalizada pela desvalorização de 20% do BRL face ao EUR (-€77M de impacto).

Os custos operacionais líquidos aumentaram R\$638M face ao 1S15 devido ao reconhecimento dos mencionados ganhos de capital ao nível dos ‘outros proveitos operacionais’. Ao nível do Opex, os custos subiram 18% fruto da consolidação de Pecém. Numa comparação pro-forma, com Pecém consolidado integralmente desde Jan-15, os custos teriam crescido 5%, apesar de uma inflação de 9%. Os custos com pessoal subiram 19% vs 1S15, e os fornecimentos e serviços externos aumentaram 17%, traduzindo a consolidação de Pecém.

Energias do Brasil	1S16	1S15	Δ %	Δ Abs.
Cotação no fim do período (R\$/acção)	13,62	11,51	18%	+2,11
Total de accões (milhões) ²	606,8	476,4	-	-
Accções próprias (milhões)	0,8	0,8	-	-
Nº de accções detidas pela EDP (milhões) ²	310,8	243,0	-	-
Euro/Real - Taxa de fim do período	3,59	3,47	-3%	+0,12
Euro/Real - Taxa média do período	4,13	3,31	-20%	+0,82
Tx de inflação (IPCA)	8,8%	8,9%	-	-
Dívida Líquida / EBITDA (x)	1,2	1,7	-	-0,5
Custo Médio da Dívida (%)	11,3	11,8	-	-0,6p.p.
Taxa de Juro Média (CDI)	13,7	11,7	-	1,9p.p.
Empregados (#)	2.875	2.933	-2%	-58

Dados relevantes de Balanco (R\$ M)	1S16	1S15	Δ %	Δ Abs.
Dívida líquida	3.144	4.692	-33%	-1.548
Recebimentos futuros da act. Regulada	(230)	699	-	-929
Interesses não controláveis	1.676	1.696	-1%	-19
Valor contabilístico dos C. Próprios	7.745	5.790	34%	+1956

Resultados Financeiros (R\$ M)	1S16	1S15	Δ %	Δ Abs.
Juros financeiros líquidos	(275)	(210)	-31%	-65
Custos capitalizados	1	1	10%	+0
Diferenças Cambiais e Derivados	(74)	(25)	-192%	-48
Outros	13	26	-50%	-13
Resultados Financeiros	(334)	(208)	-61%	-126

Os custos financeiros líquidos subiram 61% face ao 1S15 para R\$334M no 1S16, traduzindo a maior dívida líquida e o impacto de diferenças cambiais e instrumentos derivados (-R\$48M) resultantes de maiores custos com o financiamento de Pecém em USD (com cobertura ao BRL). Estes efeitos foram parcialmente compensados pelo menor custo médio da dívida (-0,5pp face ao 1S15). A dívida líquida diminuiu 33% (-R\$1,5MM) vs. 1S15, sobretudo devido ao impacto do aumento de capital de R\$1,5MM. É relevante salientar o pagamento antecipado de R\$300M de dívida ao nível da EDPB em Jun-16, com um custo de 118,7% da taxa de juro média (CDI).

Os resultados em associadas totalizaram -R\$20M no 1S16, representando uma melhoria de R\$90M face a 1S15, reflectindo a contribuição negativa da central hídrica de Jari (+R\$8M no 1S16 vs. 1S15) mas também o impacto da central a carvão de Pecém I antes da consolidação integral (-R\$84M no 1S15).

A Jul-16, os reservatórios hídricos nas regiões do Sudeste/Centro-Oeste (‘SE-CO’) situavam-se nos ~54% do seu nível máximo (vs. 30% a Dez-15 e 36% a Jun-15). A contração da procura durante 2015, a par da recuperação do nível hídrico dos reservatórios, permitiu a retoma do GSF e a menor geração térmica, retraindo o preço médio de electricidade (PLD) para próximo do seu mínimo. Espera-se que alguma capacidade térmica continue a funcionar em 2016, levando ainda a algum défice hídrico no ano. Durante o 1S16 verificou-se alguma recuperação da procura, mas ainda a baixos níveis (+1,4% vs. 1S15).

(1) Custos Operacionais Líquidos = Custos Operacionais (Forn. e serviços externos + Custos com Pessoal + Custos com benefícios Sociais) + Outros custos operac. (Liq.);

(2) Nº de accções inclui aumento capital aprovado a 8 de Julho. A 30 de Junho, cash-in de R\$1,5MM registado como reservas.

Brasil: Distribuição de Electricidade



DR Operacional (R\$ M)	1S16	1S15	Δ %	Δ Abs.
Margem Bruta	671	777	-14%	-106
Forn. e serviços externos	193	179	8%	+14
Custos c/ pessoal e benef. aos empr	151	139	9%	+12
Outros custos operac. (Liq.)	70	46	52%	+24
Custos Operacionais Líquidos (1)	414	364	14%	+50
EBITDA	257	413	-38%	-157
Provisões	12	16	-27%	-4
Amortizações e imparidades	93	91	2%	+2
EBIT	152	306	-50%	-154

Margem Bruta	1S16	1S15	Δ %	Δ Abs.
Margem Bruta (R\$ M)	671	777	-14%	-106
Receitas reguladas	776	781	-1%	-5
Outros	(105)	(3)	3189%	-102
Receb. Futuros da Act. Regulada (R\$ M)				
Início do período	735	602	22%	+133
Desvios períodos anteriores	(363)	(170)	114%	-194
Desvio do ano (2)	(602)	470	-	-1.072
CDE/Conta ACR (3)	-	(203)	-	+203
Final do período	(230)	699	-	-929
Clientes Ligados (Milhares)	3.281	3.209	2%	+72
Bandeirante	1.785	1.755	2%	+30
Escelsa	1.496	1.454	3%	+42
Electricidade Distribuída (GWh)	12.429	13.142	-5%	-714
Bandeirante	7.249	7.409	-2%	-160
Escelsa	5.180	5.734	-10%	-554
Dos quais:				
Clientes Mercado Livre (GWh)	4.324	4.813	-10%	-489
Electricidade Vendida (GWh)	8.105	8.329	-3%	-225
Bandeirante	4.482	4.675	-4%	-194
Residencial, comercial e outros	3.485	3.497	-0%	-13
Industrial	997	1.178	-15%	-181
Escelsa	3.623	3.654	-1%	-31
Residencial, comercial e outros	3.123	3.093	1%	+30
Industrial	500	561	-11%	-60

Investimento e Custos Operac.	1S16	1S15	Δ %	Δ Abs.
Custos controláveis (4)	322	304	6%	+18
Custos control./cliente (R\$/cliente)	98	95	4%	+3
Custos control./km rede (R\$/km)	4	3	5%	+0
Empregados (#)	2.145	2.191	-2%	-46
Invest. Operacional (R\$M)	187	120	55%	+66
Rede de Distribuição ('000 Km)	91	90	1%	+1

O EBITDA da distribuição caiu R\$157M vs. 1S15 para R\$257M no 1S16 (-R\$62M no 2T16 vs. 2T15), devido a: i) sobre-contratação na Bandeirante; ii) queda na procura; iii) menor impacto dos efeitos cambiais de Itaipu (recuperado ao nível dos resultados financeiros); e iv) impacto positivo anormal no 1S15 (R\$26M) de aumentos tarifários.

A margem bruta caiu 14% vs. 1S15 para R\$671M no 1S16, reflexo parcial da queda das receitas reguladas que caíram 1% (-R\$5M) para R\$776M no 1S16, fruto essencialmente da diminuição da procura (-R\$14M vs. 1S15), parcialmente mitigada dos reajustamentos tarifários sobre a inflação. Mais significativamente, a margem bruta foi impactada pela sobre-contratação da Bandeirante (-R\$21M no 1S16 vs. +R25M no 1S15) e menor impacto dos efeitos cambiais de Itaipu (-R\$22M no 1S16 vs. +R\$16M no 1S15, totalmente compensado ao nível dos resultados financeiros).

O volume de energia vendida desceu 3% no período, traduzindo uma redução de 14% da procura no segmento industrial. Ao mesmo tempo, o volume de energia distribuída aos clientes industriais no mercado livre diminuiu 10% para 4,3TWh no 1S16, reflexo das condições macroeconómicas do Brasil.

A redução da procura teve portanto um impacto ligeiramente negativo na margem bruta, o que foi parcialmente compensado pela trajectória de redução de perdas não-técnicas, apesar da crise económica no Brasil. As perdas não-técnicas na baixa tensão decresceram para ambas as DisCos: Escelsa ficou em 14,6% (-0,6pp vs. 1S15) e a Bandeirante 10,9% (+0.2pp vs. 1S15). As provisões para cobrança duvidosa cresceram no 1S16 para R\$69M (+R\$30M vs. 1S15; +R\$19 no 2T16 vs. 2T15), devido à crise económica e aos aumentos tarifários em 2014-15, os quais começarão agora a retroceder. A EDPB tem mitigado a situação aumentando a proximidade com os clientes. Adicionalmente, no 1S16, a Bandeirante foi impactada pela sobre-contratação (-R\$21M no 1S16), uma vez que os volumes de energia contratados ultrapassaram em mais de 5% os volumes consumidos pelos clientes. O rácio de 105% entre volumes captados/vendidos é patamar a partir do qual os ganhos/perdas com vendas no mercado à vista (a PLD) de excedentes de energia não são repassados para a tarifa, o que em 2016 tem originado uma perda já que o preço de curto prazo (PLD) tem caído, sendo agora significativamente menor que os preços contratados no “sourcing” de longo prazo.

A Jun-16, os recebimentos futuros da actividade regulada tornaram-se negativos (de facto, pagamentos futuros) e totalizaram -R\$230M (vs. R\$735M a Dez-15). No 1S16, foi criado um desvio tarifário positivo de R\$602M, essencialmente relacionado com custos de energia inferiores aos incorporados nas tarifas. Adicionalmente, foram recebidos R\$363M relativos a desvios de anos anteriores. Assim, o montante de activos da actividade regulada a receber no futuro diminuiu R\$965M vs. Dez-15, para -R\$230M a Jun-16, a devolver ao sistema nos próximos anos. Em Feb-15, a ANEEL propôs um custo médio de capital de 8,1%, real depois de impostos, a aplicar aos activos de distribuição aquando do 4º ciclo de revisão regulatória que começou com a Bandeirante em Out-15 (a próxima revisão para a Escelsa é em Ago-16).

Os custos operacionais controláveis subiram 6% no período, para R\$322M no 1S16, devido a um aumento de 9% dos custos com pessoal, reflexo da actualização salarial anual (abaixo dos níveis de inflação). Os fornecimentos e serviços externos reflectem maiores despesas com O&M, TI e serviços ao cliente. Os outros custos operacionais subiram R\$24M vs. 1S15, traduzindo um impacto de +R\$30M vs. 1S15 devido a provisões para cobrança duvidosa, positivamente mitigado pela reavaliação positiva do valor terminal dos activos fixos (+R\$41M no 1S16 vs. R\$28M no 1S15). O investimento operacional subiu 55% para R\$187M no 1S16. Numa base recorrente, este investimento destina-se maioritariamente a actividades de serviço ao cliente e ao reforço da qualidade do serviço na rede.

(1) Custos operac. líqº = Custos operac. (FSE + Custos com pessoal + Custos com benefícios sociais) + Outros custos operac. (Liq.); (2) Liqº dos impactos do aumento tarifário extraordinário e das bandeiras tarifárias;

(3) Incluindo a actualização monetária; (4) FSE e Custos com pessoal.

Brasil: Produção & Comercialização de Electricidade



DR Operacional (R\$ M)	Produção			
	1S16	1S15	Δ %	Δ Abs.
Margem Bruta	858	449	91%	+408
Fornecimentos e serviços externos	74	34	118%	+40
Custos c/ pessoal e benef. aos empregad	46	28	63%	+18
Outros custos operacionais (líquidos)	(55)	12	-	-67
Custos Operacionais Líquidos (1)	66	74	-11%	-9
EBITDA	792	375	111%	+417
Provisões	0	0	-2%	-0
Amortizações e imparidades	172	104	66%	+68
EBIT	619	271	129%	+349
Dados Chave				
	1S16	1S15	Δ %	Δ Abs.
Margem Bruta (R\$ M)	858	449	91%	+408
Hídrica	496	360	38%	+136
Receitas contratadas (CAE) e Outros	495	649	-24%	-154
Impacto GSF (líqº de coberturas)	1	(290)	-	+290
Térmica	362	89	305%	+272
Receitas contratadas (CAE)	370	81	357%	+289
Outros	(8)	8	-	-17
Capacidade Instalada (MW)	2.466	2.517	-2%	-51
Hídrica	1.745	1.797	-3%	-51
Térmica	720	720	0%	+0
Capacidade Instalada (MW Equity)	260	187	39%	+73
Electricidade Vendida (GWh)	6.858	4.998	37%	+1.860
Contratada (CAE)	6.097	4.814	27%	+1.283
Hídrica	3.757	4.135	-9%	-377
Térmica	2.339	679	245%	+1.660
Outra	761	146	422%	+615
P. Méd de Venda Híd (R\$/MWh) (2)	161	179	-10%	-18
Investimento Operacional (R\$ M)	38	23	64%	+15
Investimento Financeiro (R\$ M)	244	442	-45%	-198
Empregados (#)	511	554	-8%	-43
Detalhe do EBITDA (R\$ M)				
	1S16	1S15	Δ %	Δ Abs.
Pecém	361	77	370%	+284
Lajeado (73% detidos pela EDPB)	217	119	81%	+97
Peixe Angical (60% detidos pela EDPB)	118	116	2%	+2
Outros (100%)	96	63	52%	+33
EBITDA	792	375	111%	+417
Comercialização				
	1S16	1S15	Δ %	Δ Abs.
Margem bruta (R\$ M)	5	52	-91%	-48
Custos operacionais líquidos (1) (R\$ M)	12	5	128%	+7
EBITDA (R\$ M)	(7)	47	-	-54
Vendas electricidade (GWh)	5.651	5.209	8%	+442

O EBITDA da actividade de produção no Brasil subiu 111% vs 1S15 (+R\$417M no 1S16; +R\$173M no 2T16 vs. 2T15) para R\$792M no 1S16, reflectindo a consolidação integral de Pecém desde Maio de 2015 (+R\$284M), e a melhor performance das barragens (+R\$130M vs 1S15; +R\$87 no 2T16 vs. "T15) devido a um impacto negligenciável do défice hídrico vs. 1S15 devido à queda dos preços de PLD (PLD de R\$48/MWh no 1S16 vs. R\$386/MWh no 1S15), mas também devido à maior protecção contra o défice hídrico no âmbito do seguro subscrito em Dez-15.

A margem bruta hídrica aumentou R\$136M vs 1S15 para R\$496M no 1S16 (+R\$80M no 2T16 vs. 2T15), devido à referida queda nos preços de PLD, mas também ao menor GSF no período (GSF a 89% vs. 80% no 1S15), suportados pela recuperação dos níveis dos reservatórios (neste momento a ~54% vs 36% a Junho de 2015). Adicionalmente, a EDPB subscreveu um seguro hídrico para um nível de c.92% para uma parte dos seus activos (zero impacto se GSF baixa dos 92%). Da total garantia física do portfólio, 47% subscreveu o seguro. No total, no 1S16 o impacto do GSF (líquido de 7% do volume deixado para hedge e seguro), ascendeu a R\$1M (ganho) vs. uma perda de R\$290 no 1S15. Os impactos referidos foram parcialmente compensados pela diminuição do preço da energia hídrica, que atingiu R\$161/MWh no 1S16, 10% abaixo do 1S15. Os preços dos CAE são actualizados à inflação, embora o decréscimo verificado face ao 1S15 seja justificado pelo fim do PPA da central hídrica de Peixe Angical em Jan-16. A maior parte da capacidade instalada foi vendida em contractos de curto-prazo a preços mais baixos (~R\$160/MWh vs. anteriores ~R\$210/MWh). Adicionalmente, o volume de geração hídrica vendido caiu 9% face ao 1S15 sobretudo suportado por i) alocação de volumes no 1S16 (51% dos volumes anuais contratados) menos forte que no 1S15 (53% dos volumes anuais contratados), levando a menores volumes vendidos, a recuperar no próximo semestre; ii) venda da central mini-hídrica do Pantanal em Jan-16; e iii) a anteriormente referida estratégia de alocação de 7% dos volumes para o mercado de curto prazo com o propósito de mitigar o défice hídrico que ainda ocorre no sistema.

A margem bruta de Pecém foi de R\$362M no 1S16, dos quais R\$370M resultam de receitas com o PPA da central. Desde a aquisição de Pecém, a EDPB alcançou importantes melhorias em termos operacionais (disponibilidade de 89% no 1S16 vs. 88% em 2015), em termos regulatórios (uma fórmula menos penalizadora para cálculo de indisponibilidade foi aprovada em Dez-15) e em termos de mercado (decréscimo no preço de curto prazo permitiu um decréscimo no custo com penalidades por indisponibilidade passada). Adicionalmente, os volumes gerados acima dos volumes PPA (GWh 509 no 1S16) permitem a Pecém vender o excesso de energia a preços de mercado na região nordeste. De notar ainda que o EBITDA de Pecém no 1S16 foi impactado pela recuperação de um seguro relacionado com a paragem de um dos grupos da central em 2014.

A EDPB opera 2,7GW de capacidade, dos quais 0,3GW correspondem à posição da EDPB em projectos consolidados pelo método de equivalência patrimonial. A capacidade consolidada por equivalência patrimonial refere-se a 50% na central hídrica de Santo António do Jari (373MW em parceria com a CTG) e Cachoeira Caldeirão (219MW também em parceria com a CTG). No 1S16, Jari contribuiu com um resultado líquido negativo de R\$12M (50%), reflectindo o impacto custos com juros, dado o estado inicial do projecto. Cachoeira-Caldeirão, com CAE a partir de Jan-17, iniciou 2 dos seus 3 grupos, em Maio e Junho, enquanto o terceiro começou em Julho, tendo contribuído com um resultado líquido negativo de R\$7M (50%).

O investimento operacional aumentou 64% no período para R\$38M no 1S16 devido a manutenções em Pecém. De notar que os investimentos nos projectos hídricos de Cachoeira Caldeirão (99% concluído) e São Manoel foram classificados como 'investimentos financeiros' (consolidação por equivalência patrimonial); no 1S16, os investimentos financeiros totalizaram R\$244M, maioritariamente alocados aos trabalhos de construção de São Manoel. São Manoel, um projecto de 700MW, detido em 33,3% pela EDPB (em parceria com a CTG e Furnas) está em fase inicial de construção (64% concluído), com CAE a partir de Mai-18.

A margem bruta da comercialização de electricidade diminuiu 91% no período (-R\$48M) para R\$5M no 1S16, reflectindo menores margens tendo em conta o panorama actual de baixos preços de mercado.

(1) Custos Operacionais (FSE + Custos com Pessoal + Custos com Benef. Sociais) + Outros Custos Operacionais (Liq.); (2) Calculado com base nos volumes e preços dos CAE.



Demonstrações de Resultados & Anexos

Demonstração de Resultados por Área de Negócio



1S16 (€ M)	Produção Contratada LP	Actividades Liberalizadas P. Ibérica	Redes Reguladas P. Ibérica	EDP Renováveis	Brasil	Activ. Corpor. e Ajustamentos	Grupo EDP
Receitas de vendas e serviços de energia e outros	463	4.111	2.871	800	1.031	(2.128)	7.148
Margem Bruta	329	633	863	785	371	(12)	2.970
Fornecimentos e serviços externos	23	117	170	142	70	(86)	436
Custos com pessoal e benefícios sociais	27	38	71	45	56	86	324
Outros Custos Operacionais (Líquidos)	5	112	126	(50)	(56)	7	144
Custos Operacionais	55	266	367	137	70	8	903
EBITDA	275	367	496	648	301	(20)	2.067
Provisões	0	(25)	4	1	3	12	(5)
Amortizações e imparidades (1)	64	117	169	294	67	33	744
EBIT	210	274	324	354	231	(65)	1.327

1S15 (€ M)	Produção Contratada LP	Actividades Liberalizadas P. Ibérica	Redes Reguladas P. Ibérica	EDP Renováveis	Brasil	Activ. Corpor. e Ajustamentos	Grupo EDP
Receitas de vendas e serviços de energia e outros	577	4.534	2.807	699	1.432	(2.101)	7.948
Margem Bruta	387	433	849	688	387	5	2.750
Fornecimentos e serviços externos	28	100	173	133	75	(74)	434
Custos com pessoal	33	37	75	39	59	81	324
Outros Custos Operacionais (Líquidos)	5	114	32	(31)	(247)	(11)	(140)
Custos Operacionais	65	250	280	141	(114)	(4)	619
EBITDA	322	183	569	548	501	10	2.131
Provisões	0	(1)	0	(0)	4	(0)	3
Amortizações e imparidades (1)	78	100	165	255	61	30	689
EBIT	244	84	404	292	435	(20)	1.438

(1) Depreciações e amortizações líquidas de compensação pelas amortizações de activos subsidiados.

Demonstração de Resultados por Trimestre



Demonstração de Resultados por Trimestre (€ M)	1T15	2T15	3T15	4T15	1T16	2T16	3T16	4T16	Δ YoY %	Δ QoQ %
Receitas de vendas e serviços de energia e outros	4.135	3.812	3.657	3.912	3.787	3.361			-12%	-11%
Custo com vendas de energia e outros	(2.712)	(2.486)	(2.346)	(2.518)	(2.240)	(1.938)			22%	13%
Margem Bruta	1.423	1.327	1.311	1.394	1.547	1.423			7%	-8%
Fornecimentos e serviços externos	207	227	224	263	205	230			1%	12%
Custos com pessoal e benefícios sociais	161	164	148	181	161	162			-1%	1%
Outros custos operacionais (líquidos)	67	(207)	79	18	51	93			-	83%
Custos Operacionais	435	184	450	461	417	486			164%	16%
EBITDA	988	1.143	860	933	1.130	937			-18%	-17%
Provisões	1	3	6	7	3	(8)			-	-
Amortizações e imparidades do exercício (1)	337	353	369	406	366	378			7%	3%
EBIT	651	788	485	520	760	567			-28%	-25%
Resultados financeiros	(208)	(156)	(262)	(207)	(180)	(228)			-46%	-26%
Equivalências patrimoniais em joint ventures e associadas	(2)	(22)	(2)	1	(8)	3			-	-
Resultado antes de impostos e CESE	441	610	222	314	573	342			-44%	-40%
IRC e Impostos diferidos	82	112	42	42	152	91			-18%	-40%
Contribuição Extraordinária para o sector energetico	61	-	-	1	59	-			-	-
Resultado líquido do período	298	498	180	271	362	251			-50%	-31%
Accionistas da EDP	237	350	149	177	263	209			-40%	-20%
Interesses não controláveis	62	148	31	94	100	42			-72%	-58%

Nota: Os dados trimestrais do 1T15 estão expressos para reflectir a adopção da IFRIC21.

(1) Depreciações e amortizações líquidas de compensação pelas amortizações de activos subsidiados.

EDP - Capacidade instalada & produção de electricidade



Tecnologia	Capacidade Instalada - MW (1)				Produção Electricidade (GWh)				Produção Electricidade (GWh)							
	1S16	1S15	Δ MW	Δ %	1S16	1S15	Δ GWh	Δ %	1T14	2T14	3T14	4T14	1T15	2T15	3T15	4T15
PPA/CMEC (Portugal)	3.843	4.470	-627	-14%	8.620	7.791	829	11%	4.151	3.639	3.258	3.582	4.627	3.992		
Hídrico	2.663	3.290	-627	-19%	5.316	3.063	2.253	74%	1.903	1.160	787	1.125	2.854	2.462		
Fio de água	1.056	1.056			2.849	1.597			938	659	393	497	1.430	1.419		
Albufeira	1.607	2.234			2.467	1.466			965	501	394	628	1.424	1.043		
Carvão - Sines	1.180	1.180	0	0%	3.304	4.728	-1.424	-30%	2.248	2.480	2.471	2.457	1.773	1.530		
Regime Especial (Ex-Eólico)	184	213	-29	-14%	573	396	177	45%	222	173	84	184	311	262		
Portugal	184	188	-4	-2%	573	327	246	75%	190	138	47	158	311	262		
Mini-Hídricas	159	164			473	226			138	88	4	120	259	214		
Cogeração	24	24			100	102			52	50	43	38	52	48		
Spain	0	25	-25	-	0	68	-68	-	33	35	37	26	0	0		
Cogeração+Resíduos	0	25			0	68			33	35	37	26	0	0		
Produção Liberalizada P. Ibérica	8.664	7.881	783	10%	10.428	8.747	1.681	19%	4.709	4.038	4.572	5.077	5.693	4.734		
Hídrico	3.524	2.526	997	39%	6.693	3.085	3.608	117%	1.910	1.175	601	873	3.540	3.153		
Portugal	3.097	2.100			5.931	2.464			1.495	969	541	760	3.080	2.851		
Espanha	426	426			762	620			414	206	60	113	460	301		
Carvão	1.224	1.463	-239	-16%	2.102	4.030	-1.928	-48%	2.058	1.972	2.299	2.617	1.333	769		
Aboño I	342	342			761	588			524	63	649	639	309	452		
Aboño II	536	536			1.048	1.975			922	1.053	1.077	1.016	854	194		
Soto Ribera II	0	239			0	548			190	358	22	367	0	0		
Soto Ribera III	346	346			293	920			422	497	551	596	170	123		
CCGT	3.736	3.736	0	0%	1.017	1.086	-69	-6%	411	675	1.334	1.246	465	552		
Ribatejo (3 grupos)	1.176	1.176			483	188			54	133	126	434	168	314		
Lares (2 grupos)	863	863			130	566			136	429	867	403	63	67		
Castejón (2 grupos)	843	843			296	241			143	98	228	255	135	161		
Soto IV & V (2 grupos)	854	854			108	92			77	15	113	154	99	9		
Nuclear - Trillo	156	156	0	0%	560	546	14	3%	331	215	339	342	330	230		
Cogeração e Resíduos (2)	25	-	25	-	57	-	57	-	-	-	-	-	26	31		
Eólico (Maior detalhe página 15)	9.283	8.172	1.111	14%	13.241	10.763	2.478	23%	5.757	5.006	4.106	6.367	7.508	5.733		
Península Ibérica	3.441	2.822			4.629	3.533			2.004	1.529	1.387	1.915	2.696	1.933		
Resto da Europa	1.435	1.363			1.693	1.616			916	700	605	934	1.078	616		
America do Norte	4.203	3.904			6.713	5.520			2.792	2.728	2.052	3.452	3.680	3.033		
Brasil	204	84			205	94			46	49	61	66	54	151		
Solar	82	82	0	0%	73	79	-6	-8%	29	50	46	26	27	46		
Brasil (Ex-Eólico)	2.466	2.517	-51	-2%	4.832	3.871	961	25%	1.624	2.247	2.226	2.530	2.764	2.068		
Hídrico	1.745	1.797	-51	-3%	2.493	3.261	-768	-24%	1.624	1.638	1.091	1.247	1.640	853		
Lajeado	903	903			1.284	1.657			827	829	477	589	889	396		
Peixe Angical	499	499			906	1.020			522	497	445	541	579	327		
Energest	344	396			302	585			274	311	169	117	172	130		
Carvão (Pecém I)	720	720	0	0%	2.339	610	1.730	284%	0	610	1.135	1.283	1.124	1.215		
TOTAL	24.522	23.336	1.186	5%	37.767	31.646	6.121	19%	16.492	15.154	14.292	17.767	20.931	16.836		
Consolidado por Equity	Capacidade Instalada - MW (3)															
	1S16	1S15	Δ MW	Δ %												
P. Ibérica Reg. Especial (ex-eólico)	41	46	-5	-11%												
EDPR Eólico	356	886	-530	-60%												
Brasil Hídrica	260	187	73	39%												
TOTAL	657	1.119	-463	-41%												

(1) Capacidade Instalada que contribuiu para proveitos operacionais do período. (2) Com efeitos a 1-Jan-16, a cogeração e resíduos no Regime Especial em Espanha são reportados nas Actividades Liberalizadas na Ibéria. (3) MW atribuíveis a empresas associadas consolidadas pelo MEP

EDP - Volumes distribuídos, clientes ligados e extensão da rede



ELECTRICIDADE				
Electricidade Distribuída (GWh)	1S16	1S15	Δ GWh	Δ %
Portugal	22.287	22.368	-82	-0,4%
Muito Alta Tensão	1.085	1.083	2	0,2%
Alta / Média Tensão	10.323	10.435	-112	-1,1%
Baixa Tensão	10.879	10.851	28	0,3%
Espanha	4.637	4.630	7	0,2%
Alta / Média Tensão	3.499	3.472	27	0,8%
Baixa Tensão	1.139	1.159	-20	-1,7%
Brasil	12.111	13.142	-1.032	-7,8%
Clientes Livres	4.324	4.813	-489	-10,2%
Industrial	1.497	1.739	-241	-13,9%
Residencial, Comercial & Outros	6.289	6.591	-301	-4,6%
TOTAL	39.035	40.141	-1.106	-2,8%

Clientes Ligados (mil)	1S16	1S15	Δ Abs.	Δ %
Portugal	6.126	6.094	32,7	0,5%
Muito Alta / Alta / Média Tensão	24	24	0,3	1,2%
Baixa Tensão Especial	35	34	0,5	1,5%
Baixa Tensão	6.067	6.035	31,9	0,5%
Espanha	661	659	1,5	0,2%
Alta / Média Tensão	1,1	1,1	-0,0	-0,2%
Baixa Tensão	659	658	1,5	0,2%
Brasil	3.281	3.209	72,2	2,3%
Bandeirante	1.785	1.755	30,3	1,7%
Escelsa	1.496	1.454	42,0	2,9%
TOTAL	10.068	9.962	106,5	1,1%

Redes	1S16	1S15	Δ Abs.	Δ %
Extensão das redes (Km)	336.608	334.725	1.884	0,6%
Portugal	225.092	224.498	594	0,3%
Espanha	20.411	20.325	86	0,4%
Brasil	91.105	89.901	1.203	1,3%
Perdas (% da electricidade distribuída)				
Portugal (1)	9,4%	9,7%	-0,3 pp	
Espanha	4,4%	4,7%	-0,3 pp	
Brasil				
Bandeirante	9,2%	8,9%	0,2 pp	
Técnicas	5,5%	5,5%	0,0 pp	
Comerciais	3,7%	3,5%	0,2 pp	
Escelsa	14,0%	13,1%	0,9 pp	
Técnicas	8,5%	7,8%	0,7 pp	
Comerciais	5,5%	5,3%	0,2 pp	

GAS				
Gas Distribuído (GWh)	1S16	1S15	Δ GWh	Δ %
Portugal	3.803	3.670	133	3,6%
Baixa pressão	642	617	25	4,0%
Média pressão	3.148	3.039	109	3,6%
GPL	13	14	-1	-7,0%
Espanha	14.599	15.756	-1.156	-7,3%
Baixa pressão	5.265	5.991	-726	-12,1%
Média pressão	9.334	9.764	-430	-4,4%
TOTAL	18.402	19.425	-1.023	-5,3%

Pontos de Abastecimento (mil)	1S16	1S15	Δ Abs.	Δ %
Portugal	336	323	12	3,7%
Baixa pressão	330	317	13	4,1%
Média pressão	1,4	1,4	0,0	3,1%
GPL	3,9	4,7	-0,8	-17,4%
Espanha	922	913	8	0,9%
Baixa pressão	921	913	8	0,9%
Média pressão	0,7	0,7	0	-1,4%
TOTAL	1.257	1.237	20,5	1,7%

Redes	1S16	1S15	Δ Abs.	Δ %
Extensão das redes (Km)	12.714	12.393	322	2,6%
Portugal	4.951	4.700	250	5,3%
Espanha	7.764	7.692	71	0,9%

(1) Exclui Muito Alta Tensão

EDP - Desempenho na área da sustentabilidade



Principais Acontecimentos 2T16

EDP eleita a melhor empresa nos Prémios Human Resources 2015

A EDP é a empresa na qual os leitores da revista Human Resources mais gostariam de trabalhar. A edição de 2015 atribuiu, ainda: a distinção de melhor Presidente/CEO a António Mexia, pelo 5º ano consecutivo; e o primeiro lugar nas categorias Mobilidade e Comunicação Interna.

Miguel Setas entre os melhores CEOs do Brasil pela Revista Forbes

O presidente da EDP no Brasil foi eleito como um dos mais influentes empresários brasileiros, marcando presença na lista "Os Melhores CEOs do Brasil", da Revista Forbes. Ao todo, 34 executivos foram reconhecidos pela excelência em seus setores de negócios, tendo como base indicações das mais relevantes consultorias do país.

EDP no ranking europeu de apoio a Start-ups

A EDP foi a 10ª classificada no Ranking Europe's 25 Corporate Start-up Stars, pela Innovation Foundation Nesta, com o apoio da Startup Europe Partnership, entidade criada pela Comissão Europeia com o objetivo de acelerar a globalização das start-ups europeias.

EDP: Índice Interno de Sustentabilidade (base 2010-12)

	1S16	1S15	Δ %
Índice Sustent.(a)(b)(c)	107	98	9%
Comp. Ambiental Peso %	108 33%	93 33%	16%
Comp. Económica Peso %	104 37%	103 37%	1%
Comp. Social Peso %	109 30%	98 30%	11%

Este índice de sustentabilidade foi desenvolvido pela EDP e tem por base 33 indicadores de desempenho na área da sustentabilidade.

Métricas Económicas

	1S16	1S15	Δ %
Valor Económico (€M)	7.980	8.953	-11%
Distribuído	7.463	8.063	-7%
Acumulado	517	889	-42%
Prov. Serv. Energ.(€M)(1)	561	534	5%
Serv. Eficiência Energ. (d)	23	23	2%

Métricas Sociais

	1S16	1S15	Δ %
Empregados	11.923	11.983	-1%
Formação (horas)	148.286	168.848	-12%
Acident. em Serviço (e)(f)	117	92	27%
Índ. Gravidade (Tg)	178	207	-14%
Índ. Frequência (Tf)	3,9	3,2	21%
Acid. mortais c/ terceiros	3	11	-73%

Métricas Ambientais

	1S16	1S15	Δ %
Emissões Atmosféricas (mt)			
CO2 (b)(g)	7.924	8.846	-10%
NOx	4,5	10,0	-55%
SO2	4,2	8,1	-48%
Partículas	0,287	0,426	-33%

Emissões Atmosféricas Específicas (g/KWh)			
CO2 (b)(g)	210,4	280,4	-25%
NOx	0,12	0,32	-62%
SO2	0,11	0,26	-56%

Emissões Gases Efeito de Estufa (ktCO2 eq)			
Emissões directas (Âmbito 1) (b)	7.939	8.862	-10%
Emissões indirectas (Âmbito 2) (c)	330	308	7%

Consumo de Energia Primária (TJ) (h)	91.241	107.185	-15%
Potência Líquida Max. Inst. Certificada	91%	92%	(1 p.p.)
Utilização de Água (103 m3)	694.615	836.843	-17%
Total Resíduos (t)	229.651	292.344	-21%

Matérias Ambientais (€ mil)	52.452	45.019	17%
Investimentos	24.126	19.147	26%
Despesas	28.326	25.872	9%

Multas e Penalidades Ambientais (€)	16.979	30.651	-45%
--	---------------	---------------	-------------

Métricas Ambientais - Emissões de CO2

Emissões de CO2	Absoluto (mtCO2) (b)		Específicas (t/MWh)		Produção (i) (GWh)	
	1S16	1S15	1S16	1S15	1S16	1S15
Produção Contratada L.T.	5.791	4.993	1,03	0,94	5.643	5.338
Carvão Portugal (PPA/CMEC)	3.034	4.296	0,92	0,91	3.304	4.728
Carvão Brasil (Pecém)	2.757	696	1,18	1,14	2.339	610
Produção Liberalizada	2.041	3.766	0,65	0,74	3.118	5.116
Carvão Espanha (Aboño, Soto)	1.613	3.311	0,77	0,82	2.102	4.030
CCGT Ibéria	427	454	0,42	0,42	1.017	1.086
Regime Especial	93	87	0,15	0,14	604	617
Cogeração + Resíduos	93	87	0,15	0,14	604	617
Produção Térmica	7.924	8.846	0,85	0,80	9.365	11.070
Produção Livre de Emissões de CO2					28.306	20.477
Total Emissões de CO2			0,21	0,28	37.671	31.547

(a) Inclui apenas Serviços de Eficiência Energética (anteriormente designado por Facturação de Serviços de Energia), considerando apenas apoios públicos reconhecidos em resultados do exercício.

(b) As emissões estacionárias não incluem as resultantes da queima de gases siderúrgicos da ArcelorMittal em Aboño 2 (2016: 1,456.5 ktCO2 vs 2015: 1,718.0 ktCO2); estas emissões são alocadas ao sector industrial.

(c) Cálculo das emissões de âmbito 2 segundo a metodologia "location based" do GHG Protocol. O valor de 2015 foi revisto para evitar dupla contagem com as emissões de âmbito 1.

(d) Indicador anteriormente designado por Facturação de Serviços de Energia.

(e) PSE: Prestadores de Serviços Externos.

(f) Acidentes com 1 ou mais dias de ausência e mortais.

(g) Não inclui a frota automóvel e consumo e perdas de gás natural (informação incluída nas emissões GHG).

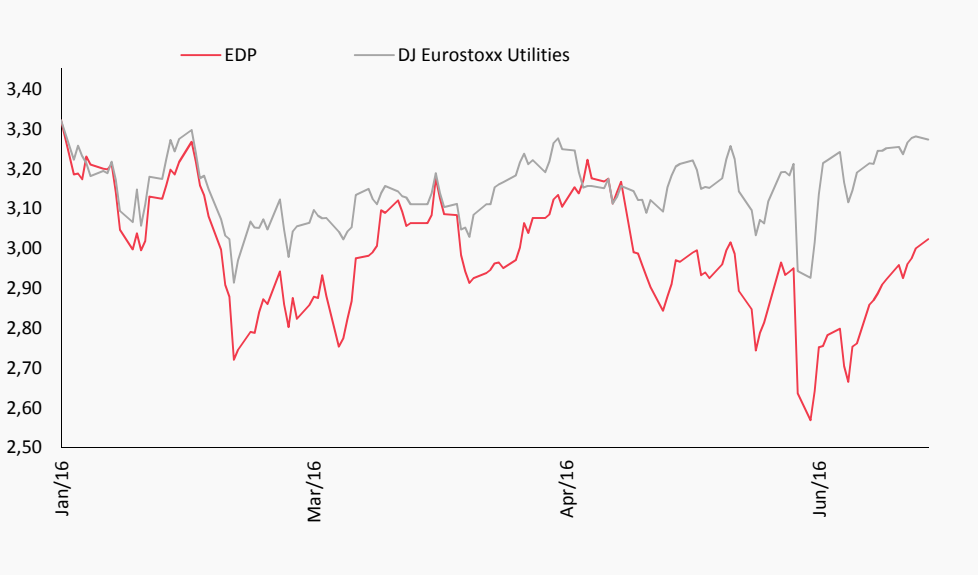
(h) Incluindo frota automóvel.

(i) Inclui vapor (2015: 447 GWh vs 2016: 447 GWh).

(1) Serviços de Eficiência Energética e Suplementares de Energia: inclui os serviços providenciados no quadro de fornecimento de energia, instalação de equipamento mais eficiente e/ou remodelação dos edifícios, mobilidade sustentável e que geram proveitos para a empresa.



Desempenho da EDP na Euronext Lisbon



EDP em Bolsa	YTD	52W	2015
25/07/2016			

Cotação EDP (Euronext Lisbon - €)			
Fecho	3,023	3,023	3,321
Max	3,332	3,562	3,749
Min	2,702	2,702	2,951
Média	3,008	3,128	3,371

Liquidez da EDP na Euronext Lisbon			
Volume de Negócios (€ M)	2.099	4.523	5.987
Volume de Negócios Médio Diário (€ M)	24	23	23
Volume Transaccionado (milhões de acções)	698	1.446	1.776
Volume Médio Diário (milhões de acções)	7,9	7,2	6,8

Dados Acções EDP	1S16	1S15	Δ %
Total de acções (milhões)	3.656,5	3.656,5	-
Acções próprias (milhões)	21,4	21,8	-1,8%

Principais Eventos EDP

- 25-Jan: EDP adquire activos de distribuição de gás no Norte de Espanha à Repsol
- 29-Jan: Conclusão de venda pela EDP Brasil de duas centrais mini-hídricas no Mato Grosso do Sul
- 29-Jan: EDP vende 94 milhões de euros do défice tarifário em Portugal
- 15-Fev: Moody’s mantém rating da EDP em “Baa3” e outlook em Estável
- 17-Mar: EDP emite obrigações no montante de € 600 000 000 com vencimento em Março de 2023
- 8-Abr: Comunicação de participação qualificada – Norges Bank
- 15-Abr: Participação qualificada do Norges Bank – alteração do título de imputação
- 18-Abr: EDP vende 700 milhões de euros do défice tarifário em Portugal
- 19-Abr: EDPR anuncia transacção de rotação de activos na Europa, no valor de 550 milhões de euros
- 20-Abr: Deliberações da Assembleia Geral Anual
- 21-Abr: Pagamento de Dividendos do exercício de 2015
- 2-Maio: EDP Brasil aprova aumento de capital de R\$1,500M
- 9-Maio: EDP Vende 348 milhões de euros do défice tarifário em Portugal
- 27-Maio: EDP assina memorando de entendimento com CTG sobre reforço de parceria estratégica
- 7-Jun: Aumento de capital EDPB subscrito em 98%
- 7-Jun: EDP vende 73 milhões de euros do défice tarifário em Portugal
- 21-Jun: Participação qualificada do Norges Bank – alteração do título de imputação
- 1-Jul: EDP vende 200 milhões de euros do défice tarifário em Portugal
- 6-Jul: EDP exerce opção de compra de 5% do capital da Naturgas
- 18-Jul: EDP anuncia mandato e Investor Calls para potencial operação de titularização de défice tarifário em Portugal
- 21-Jul: EDP encaixará 600 milhões de euros pela securitização de défice tarifário de electricidade em Portugal

Direcção de Relação com Investidores
Miguel Viana, Head of IR
Sónia Pimpão
João Machado
Maria João Matias
Sérgio Tavares
Noélia Rocha

Tel: +351 21 001 2834
Email: ir@edp.pt
Site: www.edp.pt